УДК 549.88:551.24.02(286.256.34) DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76

Структурно-тектоническая характеристика и модели строения залежей углеводородов Ангарской зоны складок

© 2025 г. | Е.Н. Кузнецова, И.А. Губин

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru; GubinIA@ipgg.sbras.ru

Поступила 11.12.2024 г.
Доработана 18.02.2025 г. Принята к печати 29.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Ангарская зона складок; Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район; структурная карта; тектоническое районирование; модели месторождений.***

Аннотация: Выполненные исследования базируются на проведенных в предыдущие годы сейсморазведочных работах в модификации 2D и 3D с увеличенной кратностью, которые обеспечили значительный объем нового фактического материала. В результате построена актуальная структурная карта по кровле венда — база для дальнейшего тектонического районирования территории, параметрических построений и создания моделей месторождений. Предлагаемая тектоническая схема не противоречит более ранним версиям других авторов, но детализирует их до элементов четвертого порядка, уточняет границы Ангарской зоны складок и строение венд-кембрийской части разреза. Построенные модели месторождений позволили проанализировать параметры, характеризующие строение залежей углеводородов, и выявить основные закономерности их изменения на рассматриваемой территории. Так, в западной части преобладают терригенные коллекторы, в восточной — карбонатные. С северо-запада от Абаканского на юго-восток до Берямбинского месторождения нижняя граница этажа промышленной газоносности постепенно поднимается от непского уровня в вендском комплексе до эльгянского в кембрийском.

Для цитирования: Кузнецова Е.Н., Губин И.А. Структурно-тектоническая характеристика и модели строения залежей углеводородов Ангарской зоны складок // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 61–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76.

Финансирование: Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

Angara fold zone: structural and tectonic features and models of hydrocarbon accumulation architecture

© 2025 | E.N. Kuznetsova, I.A. Gubin

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru; GubinIA@ipgg.sbras.ru

Received 11.12.2024
Revised 318.02.2025 Accepted for publication 29.07.2025

Key words: ***Angara fold zone; Nizhneangarsky independent oil and gas bearing area; depth map; tectonic zoning; hydrocarbon field model.***

Abstract: The present study is based on 2D and 3D seismic surveys with higher fold conducted in previous years, which provided a substantial amount of new factual data. As a result, an up-to-date depth map of the Vendian Top was built, which was used as the basis for further tectonic zoning, stratigraphic imaging, and creation of field models. The proposed tectonic framework does not contradict previous versions by other authors but refines them up to fourth-order elements, clarifies the boundaries of the Angara fold zone, and updates the structure of the Vendian–Cambrian interval. The field models created made it possible to analyse parameters describing the structure of hydrocarbon accumulations and to identify the main patterns of their variation within the study area. Thus, terrigenous reservoirs predominate in the western part, while carbonate reservoirs prevail in the eastern part. From the Abakansky field in the north-west to the Beryambinsky in the south-east, the lower boundary of the commercial gas-bearing horizon gradually rises from the Vendian Nepsky level to the Cambrian Elgyansky.

For citation: Kuznetsova E.N., Gubin I.A. Angara fold zone: structural and tectonic features and models of hydrocarbon accumulation architecture. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):61–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of the project No. FWZZ-2022-0008 of the Fundamental Scientific Research.

Введение

Территория Ангарской зоны складок расположена в Красноярском крае, на юго-западе Сибирской платформы, севернее широтного течения р. Ангара. Согласно нефтегазогеологическому районированию, ей отвечает Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносной район Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. С 1989 г. на территории района открыто 6 газовых и газоконденсатных месторождений: Имбинское, Агалеевское, Берямбинское, Абаканское, Ильбокичское и Восточно-Имбинское.

В Нижнеангарском самостоятельном нефтегазоносном районе по состоянию на конец 2024 г. действует 12 лицензий на геологическое изучение, поиски, разведку и разработку полезных ископаемых. Основными владельцами участков распределенного фонда недр являются компании ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ООО «Иркутская нефтяная компания».

Обоснование выделения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района из состава южной части Байкитской нефтегазоносной области, стратиграфия и характеристика нефтегазоносных комплексов приведены в статье Н.В. Мельникова с соавторами [1]. Цели настоящего исследования — построение детальной тектонической схемы Ангарской зоны складок, отвечающей современной стадии изученности, моделей месторождений и выявление основных закономерностей распределения параметров, характеризующих строение залежей УВ.

Изученность сейсморазведкой

На территории Ангарской зоны складок сейсморазведочные работы МОГТ-2D проводились начиная с 1985 г. Современная плотность сети сейсмических профилей в среднем составляет 0,5 км/км^2. С 1995 г. начали проводиться работы в модификации 3D. К настоящему времени суммарная площадь полигонов сейсморазведки 3D на Абаканском, Агалеевском, Имбинском, Берямбинском и Ильбокичском участках составляет порядка 3500 км^2 (рис. 1).

Сейсморазведочные работы 2D и 3D были проведены по следующим площадям (год завершения работ): Белякская (2021), Нижнемадашенская (2007), Ильбокичская (2003, 2012, 2015), Сользаводская (2003, 2011, 2013), Чадобецкая (2009), Мунтульская (2014), Агалеевская (2011), Берямбинская (2002, 2010), Абаканская и Имбинская (2016). Полевые работы выполнялись силами АО «СНИИГГиМС», ООО «Богучанская геофизическая экспедиция», ООО «Газпром геологоразведка», ОАО «Енисейгеофизика», ОАО «Саратовнефтегеофизика», ОАО «Удмуртгеофизика» и других организаций. Ответственными исполнителями соответствующих производственных отчетов были И.В. Авзин, Н.И. Бобров, М.Я. Глушенкова, И.В. Горлов, А.А. Дека, Ф.Ф. Зелезняк, С.Г. Кириллова, И.А. Лукина, О.Ф. Мишин, Л.А. Некрасова, Л.М. Попова, А.Н. Процко, М.Ю. Смирнов, А.В. Струнов, М.В. Сурков, Р.А. Федорчук, В.А. Феоктистов, П.Ю. Щадин. Целевым назначением работ было изучение геологического строения по отражающим горизонтам нижнего кембрия, венда, рифея и перспектив нефтегазоносности Нижнемадашенского, Колымовского, Ильбокичского, Бедобинского, Муликовского, Берямбинского и других поднятий. В результате этих работ был получен огромный объем нового фактического материала, позволивший уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района.

Структурная характеристика

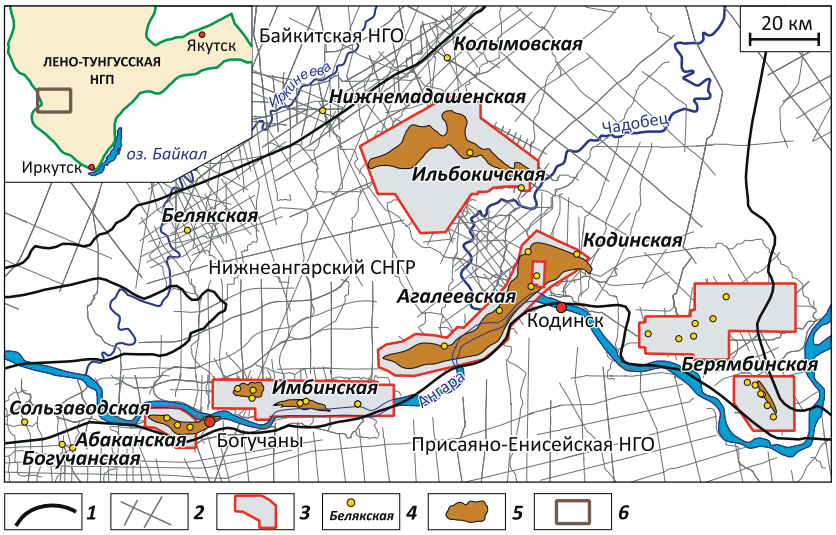
В строении осадочного чехла Ангарской зоны складок участвуют отложения рифейского и венд-палеозойского структурных ярусов.

Первоначальные представления о структуре осадочного чехла сложились в результате экспедиционных работ 1920-х гг. С.В. Обручева в Приангарском районе, где была выявлена крупная Нижнеангарская антиклиналь, ориентированная в широтном направлении. Позднее А.С. Хоментовским уточнено ее строение и вместо единой антиклинали вдоль рек Манзя, Иркинеева и Чадобец выделена система мелких складок северо-восточного простирания, представленных отложениями протерозоя и кембрия. [2]. Зона складчатости протягивается в субширотном направлении на расстояние до 200 км при ширине от 30 до 75 км. Возраст образования складчатости оценивается как герцинский, предположительно раннекаменноугольный, однако также отмечается многоэтапность ее формирования — от каледонского до раннемелового [3].

Дальнейшими исследованиями установлено, что складки сформированы в условиях сдвигосжатия в результате динамического воздействия со стороны складчатых обрамлений, они представляют собой систему эшелонированных постседиментационных антиклиналей с углами падения крыльев более 15–20°. Считается, что антиклинали Ангарской зоны складок являются типичными выжатыми горстами, структурами типа «пальмового дерева» [1, 3, 4]. Размеры антиклиналей варьируют в пределах 20–25 км по длинной оси и 5–10 км по короткой, амплитуды составляют сотни метров. Сочленение с Присаяно-Енисейской синеклизой происходит по субвертикальным разломам с амплитудами до 800–1000 м [5–7].

Исследуемая территория приурочена к области максимальных толщин рифейских отложений — до 7500 м. Они слагают грабенообразную структуру — Иркинеево-Чадобецкий авлакоген [8] или Иркинеево-Ванаварскуя ячею (краевой поперечный рифт) Ангаро-Котуйского рифейского прогиба [9–11]. Строение авлакогена подробно охарактеризовано в работе [3]. Он ограничен сдвиговыми разломами: Бедошемо-Юдуконским с севера и Ангарским с юга и имеет инверсионную природу.

Рис. 1. Схема изученности Ангарской зоны складок сейсморазведочными работами и глубоким бурением
Fig. 1. Exploration maturity scheme of Angara fold zone: seismics and deep drilling



1 — границы нефтегазоносных областей и районов; ***2*** — профили МОГТ-2D; ***3*** — полигоны сейсморазведки 3D; ***4*** — местоположение скважин и название площадей глубокого бурения; ***5*** — месторождения УВ; ***6*** — район работ

1 — boundaries of oil and gas bearing areas and regions; *2* — 2D CDP survey lines; *3* — 3D seismic survey areas; *4* — wells locations and names of deep drilling areas; *5* — hydrocarbon fields; *6* — study area

Рифейский комплекс с угловым несогласием перекрыт вендским терригенным комплексом. В пределах указанных выше площадей за счет сейсмических работ были выполнены структурные построения по венд-кембрийским отражающим горизонтам. Погрешность построений по отражающему горизонту Б (кровля тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия) не превысила 90 м. Авторы статьи выполнили их оцифровку, взаимоувязку и сшивку в единую сеточную модель с шагом 100 × 100 м. После этапа коррекции по стратиграфическим разбивкам глубоких скважин построена актуальная версия структурной карты по отражающему горизонту Б на всю территорию Ангарской зоны складок (рис. 2).

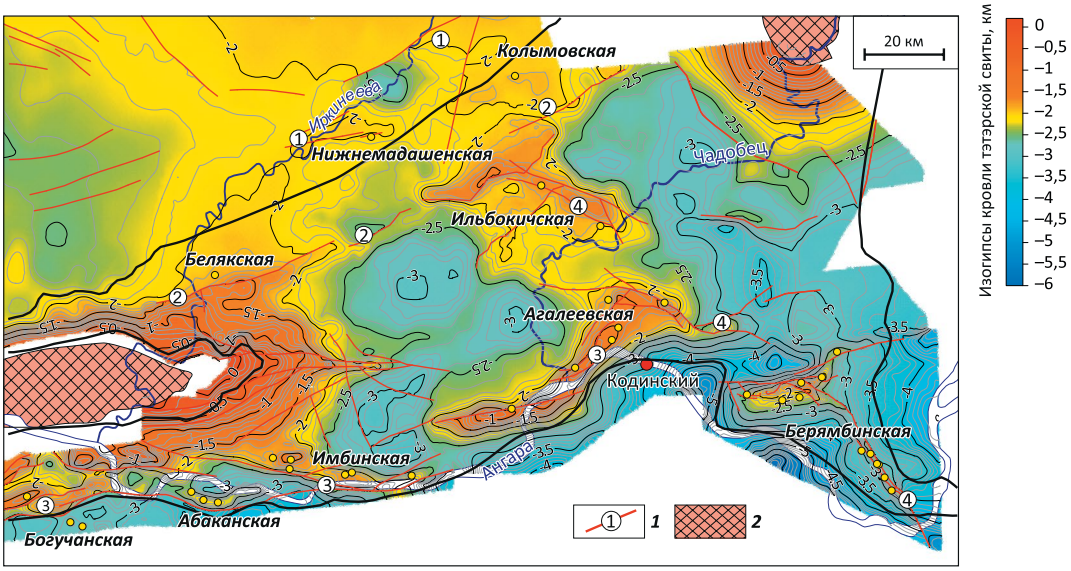
Расчлененность рельефа кровли тэтэрской свиты высокая. Перепад высот составляет более 5000 м. На карте четко выделяются основные положительные структурные элементы: Иркинеевский вал, Ильбокичское валообразное поднятие, Кодинско-Агалеевский вал, Берямбинское антиклинальное поднятие, Чадобецкий выступ. В пределах Иркинеевского и Чадобецкого выступов на дневную поверхность выходят дислоцированные породы рифея. Рельефы нижележащих, в том числе и продуктивных горизонтов венда, в значительной мере подобны структурному плану горизонта Б. Обращает на себя внимание высокая детализация структурного плана в районах Берямбинской, Ильбокичской, Агалеевской и Имбинской площадей, благодаря использованию материалов 3D-сейсморазведки. Стоит отметить, что разница в структурных построениях 2D и 3D разных лет может быть существенной. Так, на Ильбокичской площади она достигает 500 м, а на Берямбинской — до 1500 м в районе Ковинской антиклинали, однако здесь на момент проведения сейсморазведки 2D (2002 г.) скважины, вскрывающие отложения венда, еще не были пробурены и структурные построения базировались на приближенной скоростной модели среды.

Тектоническое районирование осадочного чехла

Структурная карта по отражающему горизонту Б традиционно является базовой поверхностью для тектонического районирования Сибирской платформы. Ранее были составлены структурно-тектонические схемы на территорию Ангарской зоны складок с разной степенью детальности (Ефимов А.С., Конторович А.А., Конторович А.Э., 2004; Зуев В.К., 2010; Конторович А.А., Назимков Г.Д., 2002; Конторович А.А., Покровский Н.С., Подольная О.П., 2003; Старосельцев В.С. и др., 2006, 2010; Струнов А.В., Авзин И.В., 2010 и др.). При составлении обновленной тектонической карты (рис. 3) авторы статьи проанализировали и обобщили эти построения, уточнили и детализировали контуры отдельных тектонических элементов на основе актуальной версии структурной карты. За основу были взяты названия и классификация тектонических элементов, используемые авторами предыдущих построений.

Согласно схеме тектонического районирования Сибирской платформы [12], Ангарская зона складок приурочена к южному склону Байкитской антеклизы, на западе граничит со складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, на востоке — с Катангской седловиной, а на юге — с Присаяно-Енисейской

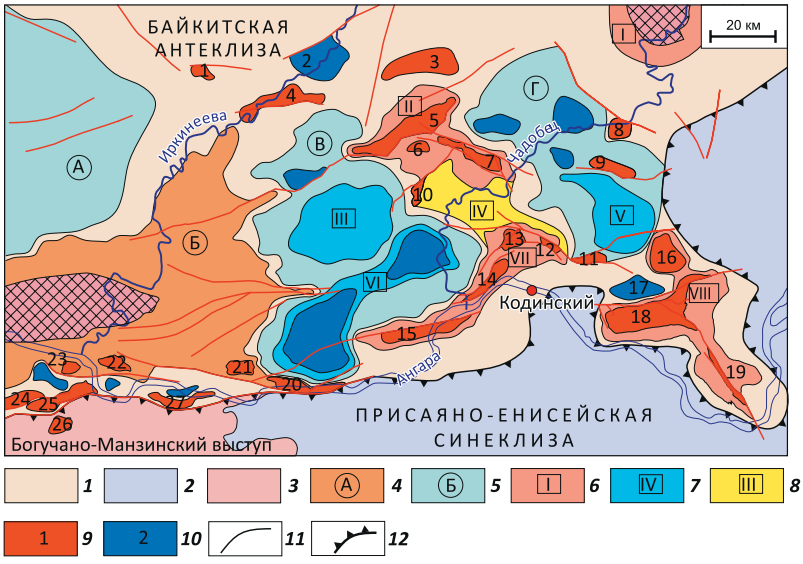
Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту Б
Fig. 2. Depth map of B reflection horizon



1 — разрывные нарушения (цифры в кружках — глубинные разломы: 1 — Бедошемо-Юдуконский, 2 — Бедобинский, 3 — Ангарский, 4 — Ильбокичско-Бедошемский); ***2*** — выходы дислоцированных докембрийских пород на дневную поверхность

1 — faults (in circles are the deep fault numbers: 1 — Bedoshemo-Yudukonsky, 2 — Bedobinsky, 3 — Angarsky, 4 — Ilbokichsko-Bedoshemsky); ***2*** — the Precambrian rock crops out to the day

Рис. 3. Тектоническая карта Ангарской зоны складок
Fig. 3. Tectonic map of the Angara fold zone



Структуры чехла: **надпорядковые** (***1–3***): ***1*** — положительные, ***2*** — отрицательные; ***3*** — I порядка положительные; **II порядка** (***4***, ***5***): ***4*** — положительные, ***5*** — отрицательные (А – Верхнетэринская впадина, Б – Иркинеевский выступ, В – Восточно-Тэринская котловина, Г – Яркинский структурный залив); **III порядка** (***6–8***): ***6*** — положительные, ***7*** — отрицательные, ***8*** — промежуточные (I — Чадобецкое куполовидное поднятие, II — Ильбокичское валообразное поднятие, III — Ермаканская мульда, IV — Нижнеогойзинская седловина, V — Бивинская мульда, VI — Бурундинская мульда, VII — Кодинско-Агалеевский вал, VIII — Берямбинское валообразное поднятие; **IV порядка** (***9***, ***10***): ***9*** — положительные, ***10*** — отрицательные (1 — Тамышское локальное поднятие (лп), 2 — Тамышская синклиналь, 3 — Колымовское лп, 4 — Нижнемадашенское лп, 5 — Верхнемадашенское лп, 6 — Нембинское лп, 7 — Ильбокичское лп, 8 — Карыбовское лп, 9 — объект А лп, 10 — Муликовское лп; 11 — Восточно-Кодинское лп, 12 — Кодинское лп, 13 — Огойзинское лп, 14 — Агалеевское лп, 15 — Зелендинское лп, 16 — Северо-Берямбинское лп, 17 — Порзихинский прогиб, 18 — Берямбинская 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); **границы тектонических элементов** (***11***, ***12***): ***11*** — I-IV порядков, ***12*** — надпорядковых

Structures of sedimentary cover: **super-order** (***1***, ***2***): ***1*** — positive, ***2*** — negative; ***3*** — I-st order positive; **II-nd order** (***4***, ***5***): 4 — positive, 5 — negative (А —Upper Terinsky depression , Б — Irkineevsky salient, В — East Terinsky Basin, Г — Yarkinsky structural Basin); **III-rd order** (***6–8***): ***6*** — positive; ***7*** — negative; ***8*** — intermediate; I — Chadobetsky dome; II — Il'bokichsky ridge-like uplift; III — Ermakansky trough; IV — Nizhnegoizinsky saddle; V — Bivinsky trough; VI — Burundinsky trough; VII — Kodinsko-Agaleyevsky swell; VIII — Beryambinsky ridge-like uplift; **IV-th order** (***9–10***): ***9***–positive, ***10***–negative (1 — Tamyshsky local uplift (LU); 2 — Tamyshsky syncline; 3 — Kolymovsky LU; 4 — Nizhnemadashensky LU; 5 — Verkhnemadashensky LP; 6 — Nembinsky LU; 7 — Ilbokichsky LU; 8 — Karybovsky LU; 9 — Object A LU; 10 — Mulikovsky LU; 11 — East Kodinsky LU; 12 — Kodinsky LU; 13 — Ogoizinsky LU; 14 — Agaleevsky LU; 15 — Zelendinsky LU; 16 — North Beryambinsky LU; 17 — Porzikhinsky trough; 18 — Beryambinsky anticline; 19 — Kovinsky anticline; 20 — East Imbinsky LU; 21 — Imbinsky LU; 22 — Elchiminsky LU; 23 — West Elchiminsky LU; 24 — Solzavodsky LU; 25 — Pinchugsky LU; 26 — Boguchansky LU; 27 — Abakansky LU); **boundaries of tectonic elements** (***11–12***): ***11*** — I-IV orders, ***12*** — super-order

Таблица. Параметры локальных поднятий Ангарской зоны складок
Table. Parameters of local uplifts of the Angara fold zone

Контролирующая структура	Локальное поднятие	Оконтуривающая изогипса, м	Площадь, км^2	Амплитуда, м
	Колымовское	–1950	145	95
	Нижнемадашенское	–2000	106	80
Ильбокичское валообразное поднятие	Верхнемадашенское	–1800	159	360
	Ильбокичское	–1700	61	220
	Нембинское	–1950	18	90
	Муликовское	–2000	20	120
Кодинско-Агалеевский вал	Кодинское	–1500…–1600	12	480
	Огойзинское	–1500…–1600	33	130
	Агалеевское	–1500	45	300
	Зелендинское	–1400	81	630
Берямбинское валообразное поднятие	Северо-Берямбинское	–2900	92	280
	Берямбинское	–2700	225	1250
	Ковинская	–2700	19	500
Яркинский структурный залив	Восточно-Кодинское	–2500	26	330
	Объект А	–2600	47	170
	Карыбовское	–2400	37	150
Иркинеевский выступ	Имбинское	–1750	33	400
	Восточно-Имбинское	–1900…–2100	60	250
	Ельчиминское	–1000	29	490
	Западно-Ельчиминское	–1100	17	340
	Абаканское	–2450	45	450
	Пинчугское (Половининское)	–1890	76	360
	Сользаводское	–1800	91	600

синеклизой и Богучано-Манзинским выступом. В связи с высокой дислоцированностью территории, элементы I порядка здесь не выделены. Установлено 4 элемента II порядка, из них 1 положительный (Иркинеевский выступ) и 3 отрицательных (Верхнетэринская, Восточно-Тэринская котловины и Яркинский структурный залив). Также выявлено 8 элементов III порядка, из них 4 — положительные (Чадобецкое, Ильбокичское, Берямбинское поднятия и Кодинско-Агалеевский вал) и 34 элемента IV порядка, из них 24 являются локальными поднятиями (таблица).

Чадобецкое куполовидное поднятие описано на южном склоне Байкитской антеклизы А.С. Хоментовским. По кровле венда структура имеет размеры 45 × 55 км, ее амплитуда порядка 4 км. Поднятие сформировано под воздействием магматического диапира щелочно-ультраосновных пород. В пределах поднятия выявлены кимберлитовые трубки [13].

Иркинеевский выступ является составной частью Енисейской складчатой системы и образует вклинивающийся угол в платформу. Восточная часть выступа оконтурена по кровле венда по изогипсе –2000 м. На востоке его осложняют четыре четко выраженных структурных мыса (носа), веерообразно расходящихся в направлении Восточно-Тэринской котловины. Им условно присвоены следующие названия (с юга на север): Имбинский, Бурундинский, Бедобинский и Белякский. Вдоль их осевых частей, как показали детализационные сейсморазведочные работы на Имбинской и Мунтульской площадях, могут быть развиты мелкие по площади (до 5–6 км^2), но высокоамплитудные перспективные брахиантиклинальные структуры (Иркинеевская, Иркинеевская-2, Бурундинская и др.).

Зона Нижнеангарского разлома и южный склон Иркинеевского выступа осложнены рядом антиклиналей и локальных впадин, вытянутых по направлению разлома. Судя по результатам интерпретации сейсмических данных, антиклинали (Ельчиминская, Абаканская и др.) имеют вдвиговую либо надвиговую природу [14].

Сользаводская антиклиналь является типичной приразломной складкой. Ее северное крыло относительно пологое (углы падения 6–8°), а южное более

крутое (углы падения до 25°) и осложнено разрывным нарушением типа взбросанадвига амплитудой 300–700 м. Пинчугская антиклиналь расположена между южным крылом Сользаводской антиклинали и Ангарским региональным разломом. Сочленение между складками дизъюнктивное, их крылья смыкаются практически без прогиба.

Имбинская и Восточно-Имбинская антиклинали представляют собой высокоамплитудные (до 400 м) линейные складки. Серией поперечных разломов они разделены на отдельные блоки, погружающиеся в восточном направлении. Углы падения крыльев от 5–10 до 15–20°.

Ильбокичское валообразное поднятие оконтурено по изогипсе –2000 м. Общая амплитуда составляет 600 м, площадь — 790 км^2. Поднятие имеет сложную форму, обусловленную различным простиранием осложняющих его объектов. В контуре поднятия выделены две антиклинали — Верхнемадашенская и Ильбокичская, в центре и на юге расположены относительно небольшие локальные поднятия — Нембинское и Муликовское. Верхнемадашенская и Ильбокичская антиклинали были закартированы по результатам геологической съемки в 1968 г. Они расположены под углом друг к другу. Простирание Ильбокичской имеет азимут 120–140°, Верхнемадашенской — 45–60°. Они ограничены разломами Немба, Ботак и Ильбок (см. рис. 2), которые классифицируются как взбросы с надвиговой составляющей [15].

Кодинско-Агалеевский вал выделен по глубокозалегающим горизонтам кембрия и венда в 1993 г. (Дека А.А.,1993). От Ильбокичского поднятия он отделен седловиной, названной авторами статьи Нижнеогойзинской. Вал имеет амплитуду 1250 м, площадь — 665 км^2, замыкается по изогипсе –2000 м. Длина составляет около 80 км, ширина меняется от 7 до 14 км. Вал осложнен рядом высокоамплитудных разрывных нарушений, приуроченных к его осевой части, при этом южные блоки приподняты относительно северных. Как отмечают красноярские специалисты (А.А. Конторович, Т.Ф. Кандаурова), для зоны разломов характерно течение солей, в том числе вдавливание их в приподнятые блоки. В пределах вала выделяется 4 локальных поднятия: Кодинское, Огойзинское, Агалеевское и Зелендинское. Кодинская и Агалеевская антиклинали установлены геологической съемкой в 1948 г. и подтверждены дальнейшими сейсморазведочными работам МОГТ 1980–1990-х гг. Непосредственно к валу с востока примыкает Восточно-Кодинское локальное поднятие, однако в контур самого вала оно не входит, так как ограничивается по изогипсе, лежащей ниже на 500 м.

Кодинско-Агалеевский вал и Ильбокичское поднятие на западе граничат с Восточно-Тэринской, а на востоке — с Яркинской котловинами. Восточно-Тэринская котловина включает Ермаканскую и Бурундинскую мульды, а также ряд локальных впадин более высоких порядков. Бурундинская мульда имеет площадь 936 км^2, амплитуду — 650 м и оконтуривается по изогипсе –2600 м. Соответствующие параметры Ермаканской мульды: 600 км^2, 480 м, –2600 м. В пределах Яркинской котловины выделена Бивинская мульда с параметрами 380 км^2, 520 м, –3100 м.

Берямбинское валообразное поднятие имеет сложное строение. В его пределах выделены Северо-Берямбинское, Берямбинское и Ковинское локальные поднятия. Они резко различаются друг от друга по своим характеристикам. Северо-Берямбинское локальное поднятие имеет изометричную форму с амплитудой 280 м. Берямбинское локальное поднятие вытянуто в субширотном направлении и по кровле венда имеет максимальную амплитуду для всей Ангарской зоны складок — 1250 м. Размеры поднятия 7,5 × 35 км. Ядро складки разбито разрывными нарушениями, которые оперяются более мелкими разломами. Амплитуда смещений достигает 600 м. В ядре вскрыты отложения среднего – верхнего кембрия, крылья слагают отложения нижнего – среднего ордовика. Ковинское поднятие представляет собой очень узкую (1–1,5 км) линейную структуру, вытянутую в юго-восточном направлении на 21 км. Наряду с Берямбинским оно представляет собой выжатый горст асимметричного строения[1].

Геологические модели месторождений

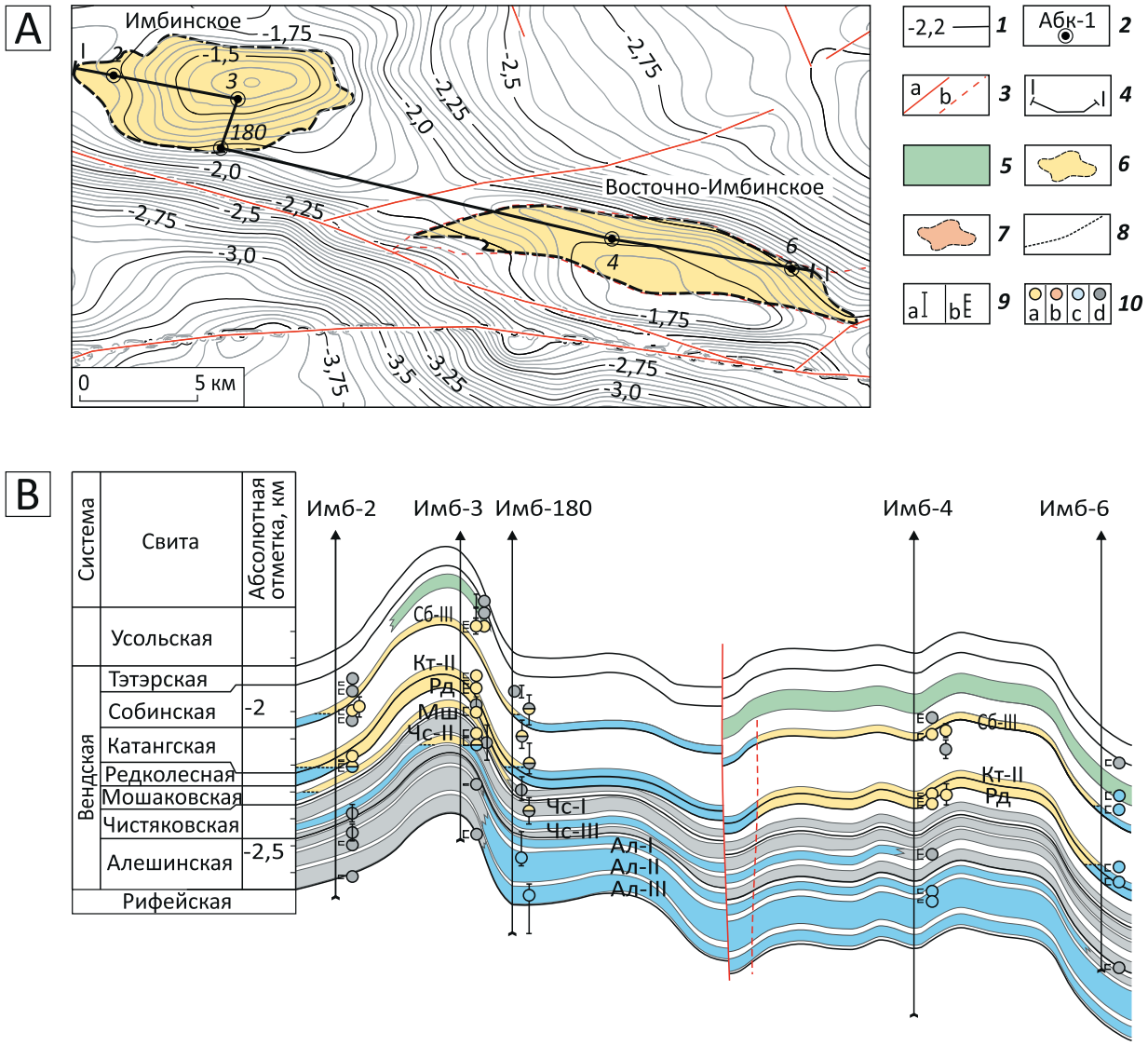
Все открытые месторождения УВ на территории Ангарской зоны складок приурочены к одноименным положительным элементам III или IV порядка. Часть месторождений (Имбинское и Агалеевское) открыта еще в советские годы специалистами производственных компаний, остальные — за счет средств недропользователей.

Имбинское газовое месторождение выявлено в 1989 г. параметрической скв. 180, в которой из отложений собинской и редколесной свит венда в процессе бурения получены слабые притоки газа. Согласно макету региональной стратиграфической схемы вендских отложений Сибирской платформы (2022), интервал верхней части редколесной свиты (принятый ранее в Государственном балансе запасов нефти и газа) относится к низам катангской свиты и соответствует пласту Кт-II. Этот вариант стратиграфических разбивок отражен в предлагаемой модели строения Имбинского и Восточно-Имбинского месторождений (рис. 4). В 2015 г. в результате доразведки на учет были поставлены залежи в мошаковской и чистяковской свитах венда.

Залежь в собинской свите приурочена к пласту Сб-III, залегающему в подошве свиты. Пласт представлен доломитами неравномерно-ангидритистыми, глинистыми доломитами, плотными, прослоями трещиноватыми. Мощность пласта составляет 50–60 м. По данным ГИС, он состоит из

[1] *Носкова Е.С.* Структурно-тектонические критерии нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района: дис. … канд. геол.-минер. наук. – М., 2014. – 148 с.

Рис. 4. Модель строения Имбинского и Восточно-Имбинского месторождений
Fig. 4. Structural model of Imbinsky and East Imbinsky fields



A — структурная карта по кровле тэтэрской свиты (ОГ Б), B — геологический разрез по линии I-I

1 — изогипсы; км; ***2*** — скважина и ее номер; ***3*** — разрывные нарушения: a — в кровле тэтэрской свиты, b — в нижележащих горизонтах; ***4*** — линия геологического разреза; ***5*** — интрузия; **месторождения** (***6***, ***7***): ***6*** — газовые, ***7*** — газоконденсатные; ***8*** — условный газоводяной контакт; ***9*** — тип испытания: a — в открытом стволе, b — в колонне; ***10*** — насыщение пласта: a — газом, b — газоконденсатом, c — водой, d — приток не получен

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line

1 — structural contours; m; ***2*** — well and its number; ***3*** — faults registered in: a — in Tetersky Fm Top; b — in the underlying horizons; ***4*** — line of geological cross-section; ***5*** — intrusion; **fields** (***6–7***): ***6*** — gas; ***7*** — gas condensate; ***8*** — conditional gas-water contact; ***9*** — test type: a — open-hole test, b — cased-hole test; ***10*** — reservoir saturation: a — gas, b — gas condensate, c — water, d — no inflow obtained

5–11 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1,5 м. Пустотное пространство обусловлено наличием редких, чаще всего изолированных мелких каверн и микротрещин. Преобладает каверно-трещинный тип коллектора. Общая пористость по материалам ГИС составляет 5–10 %. В скважине-первооткрывательнице в процессе бурения получен незначительный приток газа. Наличие залежи подтверждено в ходе дальнейших поисковых работ. В скв. Имб-2 при опробовании испытателем пластов на трубах приток газа составил 34 тыс. м^3/сут, а при испытании в колонне дебит газа — порядка 60–70 тыс. м^3/сут. В скв. Имб-3 получен промышленный приток газа дебитом 927,2 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной

контакт принят на отметке –2011м по результатам перфорации в скв. Имб-2, он контролируется замкнутой изогипсой по кровле пласта.

Велика вероятность, что залежи в катангской и редколесной свитах (пласты Кт-II и Рд) гидродинамически связаны. Их разделяет пачка пород мощностью 6–10 м, которая не может служить надежным флюидоупором. По описанию керна (скважины Имб-3 и В-Имб-4) она представлена чередованием алевролитов, песчанистых аргиллитов и песчаников. В породах развита трещиноватость по всему интервалу, часть трещин открыта, а также присутствуют зоны дробления пород.

Пласты представлены переслаиванием кварц-полевошпатовых песчаников с редкими, маломощными прослоями алевролитов. Количество песчаников увеличивается вниз по разрезу. По типу порового пространства коллекторы относятся к трещинно-поровым, их емкостные свойства обусловлены наличием межзерновых пор, редких мелких каверн и микро-, реже макротрещин. По данным ГИС, общая пористость песчаников изменяется в пределах от 3,7 % (скв. Имб-180) до 11,6 % (скв. Имб-2). Общая мощность пластов Кт-II и Рд примерно одинаковая и составляет 35–45 м. Эффективная мощность существенно отличается, для пласта Кт-II она не превышает 5 м, для пласта Рд — 15–20 м. В скв. Имб-3 при испытании каждого пласта в колонне получены притоки газа дебитом 582,4 и 297,6 тыс. м^3/сут соответственно. В скв. Имб-2 при испытании пласта Рд в колонне получен приток газа дебитом 77,8 тыс. м^3/сут и пластовой воды 70 м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации в скв. Имб-2 принят на отметке –2007 м.

Залежь в мошаковской свите относится к пласту Мш, который расположен в средней части мошаковской свиты и представлен алевролитами и аргиллитами. Мощность продуктивных отложений составляет 45–50 м, эффективная — 2,5–11,8 м. Пласт состоит из 3–11 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1,8 м. Открытая пористость по керну не превышает 1–3 %, общая пористость по материалам ГИС изменяется от 2 до 6 %. Тип коллектора порово-трещинный. При испытании в колонне в скв. Имб-3 получен промышленный приток газа 230,4 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации принят на отметке –2300 м и контролируется замкнутой изогипсой кровли пласта.

Залежь в чистяковской свите связана с пластом Чс-II, залегающим в средней части свиты. Пласт представлен песчаниками кварц-полевошпатовыми, алевролитами и доломитами. Мощность пласта составляет 20–25 м, эффективная — 0–7 м. Общая пористость по материалам ГИС изменяется от 5 до 12 %. Тип коллектора поровый с элементами трещинного. При испытании в колонне в скв. Имб-3 получен промышленный приток газа 119 тыс. м^3/сут и пластовой воды 2,9 м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации принят на отметке –2123 м, он контролируется замкнутой изогипсой кровли пласта. Все залежи Имбинского месторождения являются пластовыми, сводовыми.

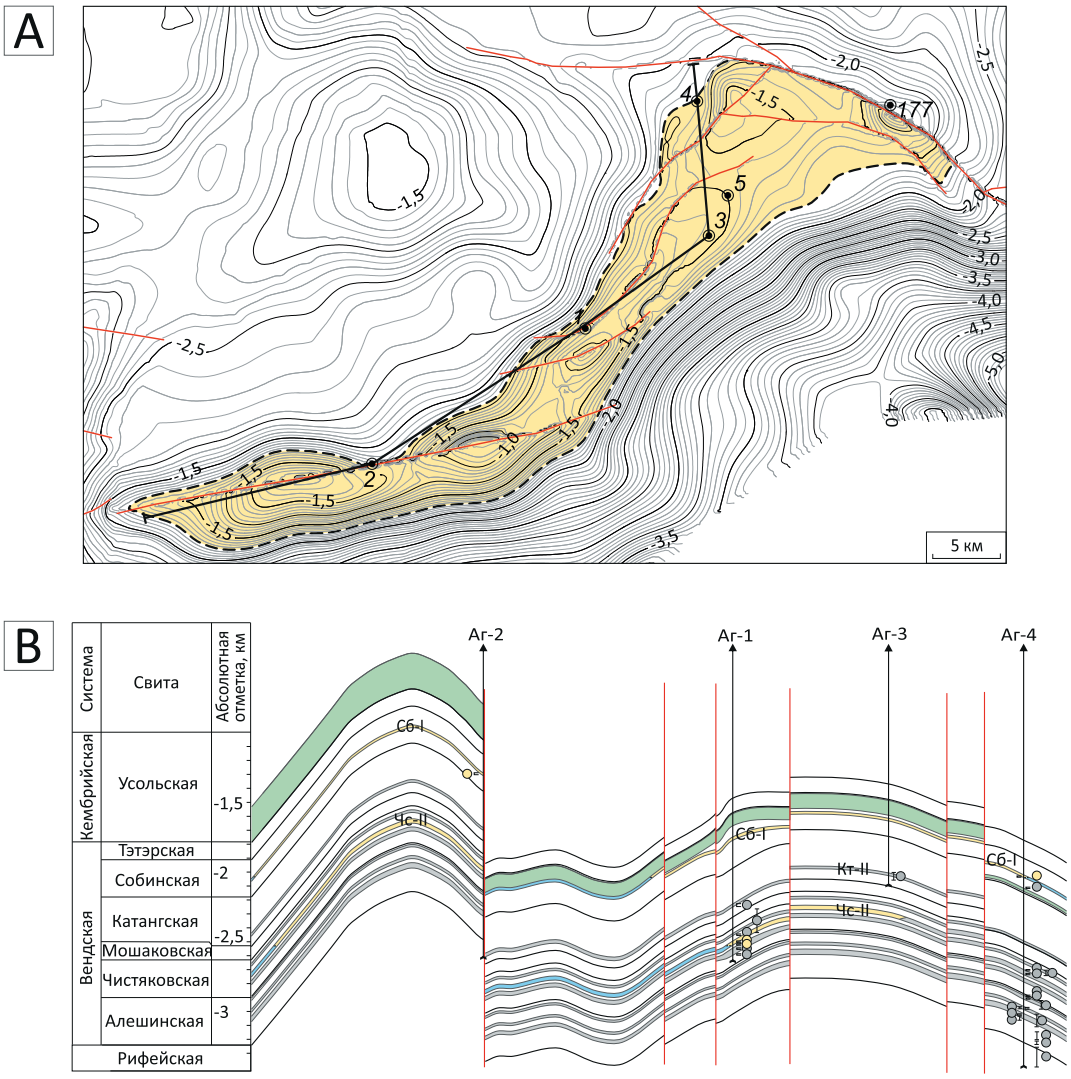
Восточно-Имбинское газовое месторождение расположено в непосредственной близости от Имбинского на одном с ним лицензионном участке. Открыто в 2014 г. недропользователем ПАО «Газпром». На месторождении выявлено только две залежи: в собинской (пласт Сб-III) и объединенная в катангской и редколесной (пласты Кт-II и Рд) свитах венда (см. рис. 4). Литологический состав, закономерности распределения толщин, фильтрационно-емкостные свойства газоносных горизонтов не отличаются от соседнего Имбинского месторождения. Максимальные притоки газа 639,2 и 907 тыс. м^3/сут получены при испытании двух объектов в колонне, они соответствуют пластам Кт-II и Рд в скв. Имб-4. При опробовании интервала собинского пласта испытателем пластов на трубах зафиксирован приток газа 582,6 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной контакт для собинской залежи принят на абсолютной отметке –2350 м, для объединенной в катангской и редколесной свит — –2564 м по подошве коллекторов. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Агалеевское газовое месторождение открыто в 1991 г. В скважине-первооткрывательнице Аг-1 во время испытания через эксплуатационную колонну получен промышленный приток газа из отложений чистяковской свиты. Позднее в 2000–2002 гг. при бурении скважин Аг-4 и Аг-2 выявлена залежь газа в собинской свите (рис. 5).

Залежь в собинской свите относится к пласту Сб-1, который выделяется в средней части свиты. В скважинах Аг-2 и Кд-177 по данным описания керна пласт представлен известняками и доломитами глинистыми, ангидритистыми, кремнистыми. В пласте выделено до шести проницаемых прослоев мощностью от десятков сантиметров до первых метров. Общая мощность пласта составляет 14–17 м, эффективная — от 0,5 до 6 м. Пористость по лабораторным данным в отдельных образцах составляет до 13,5 %. Общая пористость по ГИС изменяется от 5 до 15 %. При испытании через эксплуатационную колонну в скважинах Аг-2 и Аг-4 получен незначительный приток газа дебитом 14,2 и 6 тыс. м^3/сут соответственно. Коллектор порово-трещинный с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Условный газоводяной контакт принят по результатам перфорации в скв. Аг-1 на отметке –2525 м. Обе залежи на месторождении сводовые, тектонически и возможно литологически экранированные.

Залежь в чистяковской свите приурочена к пласту Чс-II, залегающему в ее средней части. Пласт представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников. Песчаники слаболитифицированные, местами плотные, прослоями сильно трещиноватые. Общая мощность пласта составляет 30–40 м, эффективная — 0–9 м. По данным ГИС,

Рис. 5. Модель строения Агалеевского газового месторождения
Fig. 5. Structural model of the Agaleevsky gas field



А — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, В — геологический разрез по линии I-I. Усл. обозначения см. на рис. 4

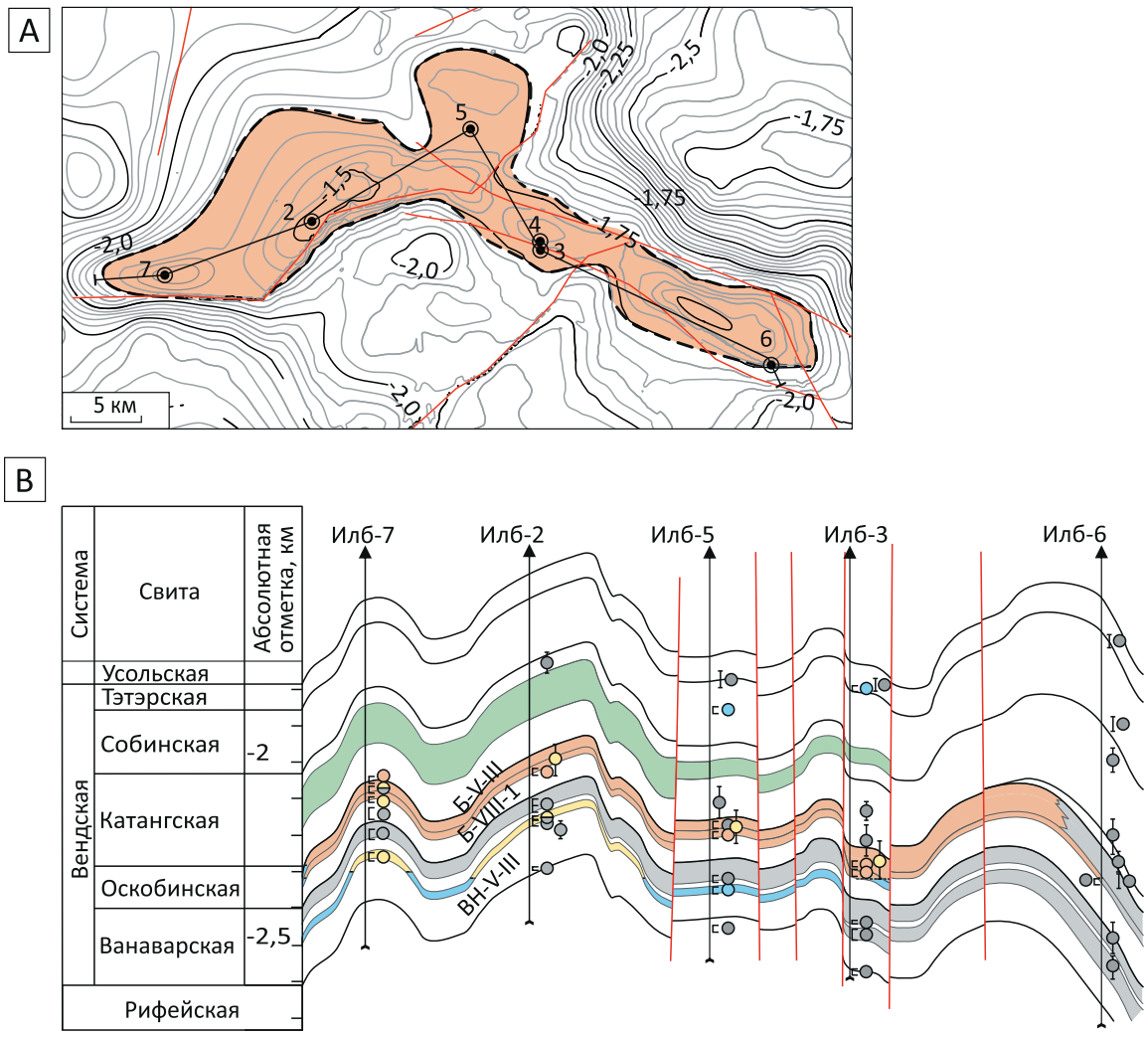
A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line For Legend items see Fig. 4

пласт состоит из нескольких проницаемых прослоев мощностью от десятков сантиметров до первых метров. Открытая пористость пород изменяется от 0,5 до 9,5 %. Общая пористость по ГИС составляет 10–16 %. Приток газа получен только в скв. Аг-I при испытании интервалов 2687–2697 и 2668–2673 м через эксплуатационную колонну, дебит составил 44,8 и 70,5 тыс. м^3/сут соответственно. В скважинах Аг-4, Аг-5 и Кд-177 при испытании притоки не получены. Условный газоводяной контакт принят по результатам перфорации в скв. Аг-4 на отметке –2035 м.

Ильбокичское газоконденсатное месторождение открыто в 2010 г. Первые промышленные притоки газового конденсата получены из пластов Б-VIII и Б-VIII-1 оскобинской свиты (стратиграфический аналог чистяковской свиты). В 2017 г. в результате бурения скв. Илб-7 открыта новая газоконденсатная залежь в ванаварской свите венда (стратиграфический аналог алешинской свиты) в пласте ВН–III-V (рис. 6).

Пласт Б-VIII-1 залегает в средней части свиты и представлен переслаиванием песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта выдержана и составляет примерно 20 м, эффективная меняется от 1,7 до 3,9 м. В пласте выделяется 1–4 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1 м. Общая пористость по данным ГИС составляет 7,5–

Рис. 6. Модель строения Ильбокичского газоконденсатного месторождения
Fig. 6. Structural model of Il'bokichsky gas condensate field



А — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, В — геологический разрез по линии I-I. Усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line For Legend items see Fig. 4

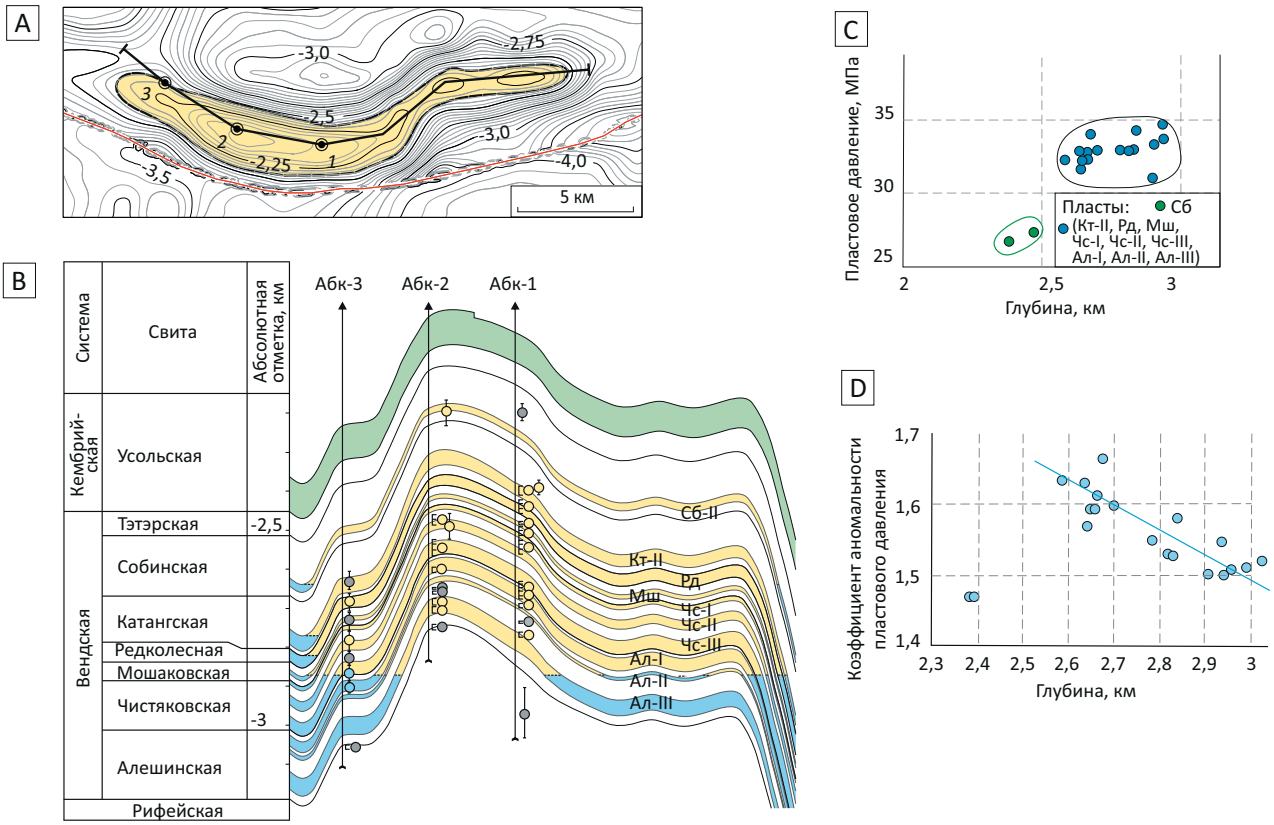
16 %. Промышленные притоки газа при испытании в эксплуатационной колонне получены в четырех скважинах: Илб-2, Илб-3, Илб-5, Илб-7. Максимальные дебиты газа составили 190–350 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый. Условный газоводяной контакт принят на абсолютной отметке –2324 м по подошве коллекторов пласта Б-VIII-1 в скв. Илб-6. Между пластами существует перемычка из глинистых пород толщиной 6–7 м.

Залежь в ванаварской свите приурочена к пласту Вн-III-V. Пласт состоит из песчаников мелко-среднезернистых с прослоями крупнозернистых и алевролитов в подчиненном количестве. Общая мощность пласта 20–25 м. Промышленный приток газа получен в скв. Илб-7 при испытании в колонне. Дебит газа составил 59,4 тыс. м^3/сут. В скв. Илб-2 зафиксирован слабый выход газа дебитом 1,7 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый. Условный газоводяной контакт принят на абсолютной отметке –2300 м по подошве пласта Вн—III-V в скв. Илб-7.

Абаканское газовое месторождение открыто в 2009 г. недропользователем ПАО «Газпром» на одноименном лицензионном участке. Месторождение многозалежное. Залежи установлены в алешинской, чистяковской, мошаковской, редколесной, катангской и собинской свитах венда (рис. 7).

Залежь в собинской свите относится к пласту Сб-II. Пласт выделяется в нижней части свиты и состоит из доломитов известковистых с включениями ангидрита. По результатам ГИС общая пористость пород достигает 7,5 %. Общая мощность равна 18–

Рис. 7. Модель строения Абаканского газового месторождения
Fig. 7. Structural model of the Abakansky gas field



A — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, B — геологический разрез по линии I-I, C — график зависимости пластового давления от глубины, D — график зависимости коэффициента аномальности пластового давления от глубины.

Усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector), B — geological cross-section along I-I line, C — diagram of formation pressure as a function of depth, D — diagram of anomalous pressure as a function of depth.

For Legend items see Fig. 4

20 м, эффективная — до 9 м. Тип коллектора кавернозный, трещинно-кавернозный, порово-кавернозный. Испытания были проведены только в процессе бурения: в скв. Абк-1 приток не получен, в скв. Абк-2 получен приток газа дебитом 85 тыс. м^3/сут.

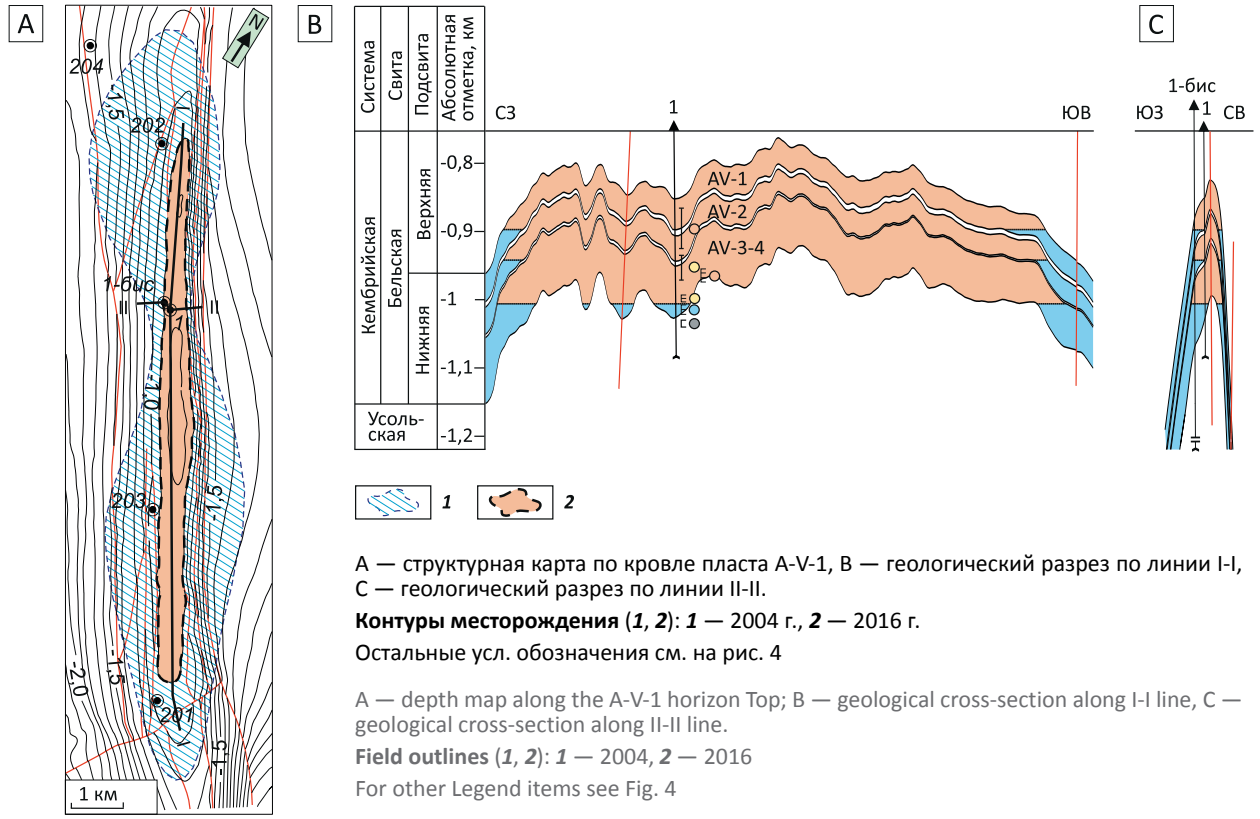
Залежь в катангской свите связана с пластом Кт-II. Пласт выделяется в подошве свиты, состоит из переслаивания доломитов известковистых, глинистых и мергелей глинистых доломитовых, встречаются прослои алевролитов. По результатам ГИС общая пористость пород составляет 0,3–4,4 %, мощность варьирует от 29 до 34 м, эффективная мощность по результатам ГИС равна 7,1 м. Тип коллектора порово-кавернозный, трещинный и трещинно-кавернозный. При испытании в колонне в скв. Абк-1 получен приток газа дебитом 282 тыс. м^3/сут, в процессе бурения — приток газа дебитом 700–1000 тыс. м^3/сут.

Залежь в редколесной свите приурочена к пласту Рд. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов. По результатам ГИС общая пористость варьирует от 0,1 до 13,8 %. Общая мощность пласта равна 24–30 м, эффективная — 20–24 м. Коллектор классифицируется как поровый, трещинный, порово-трещинный. В колонне испытания проведены в скв. Абк-1 и получен приток газа дебитом 1390,5 тыс. м^3/сут. При испытании в процессе бурения из пласта совместно с прикровельной частью пласта Мш из скв. Абк-3 получен приток газа дебитом 27,5 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый.

Залежь в мошаковской свите относится к пласту Мш. Пласт залегает в средней части свиты. Он сложен песчаниками тонко-, мелкозернистыми, алевролитами с прослоями аргиллитов доломитовых. По результатам ГИС, общая пористость колеблется от 0,1 до 10,1 %. Общая мощность пласта равна 7,5–12 м. Эффективная мощность по результатам ГИС составляет 2,3–5,1 м. Тип коллектора порово-трещинный. В колонне было проведено испытание в скв. Абк-1 совместно с пластами Чс-I и Чс-II, в результате получен приток газа дебитом 1080 тыс. м^3/сут. В скв. Абк-2 пласт не испытывался.

Залежи в чистяковской свите приурочены к трем пластам: Чс-I, Чс-II, Чс-III. Пласты имеют схо-

Рис. 8. Модель строения Берямбинского газоконденсатного месторождения
Fig. 8. Structural model of the Beryambinsky gas condensate field



A — структурная карта по кровле пласта A-V-1, B — геологический разрез по линии I-I, C — геологический разрез по линии II-II.
Контуры месторождения (***1***, ***2***): ***1*** — 2004 г., ***2*** — 2016 г.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the A-V-1 horizon Top; B — geological cross-section along I-I line, C — geological cross-section along II-II line.
Field outlines (***1***, ***2***): ***1*** — 2004, ***2*** — 2016
For other Legend items see Fig. 4

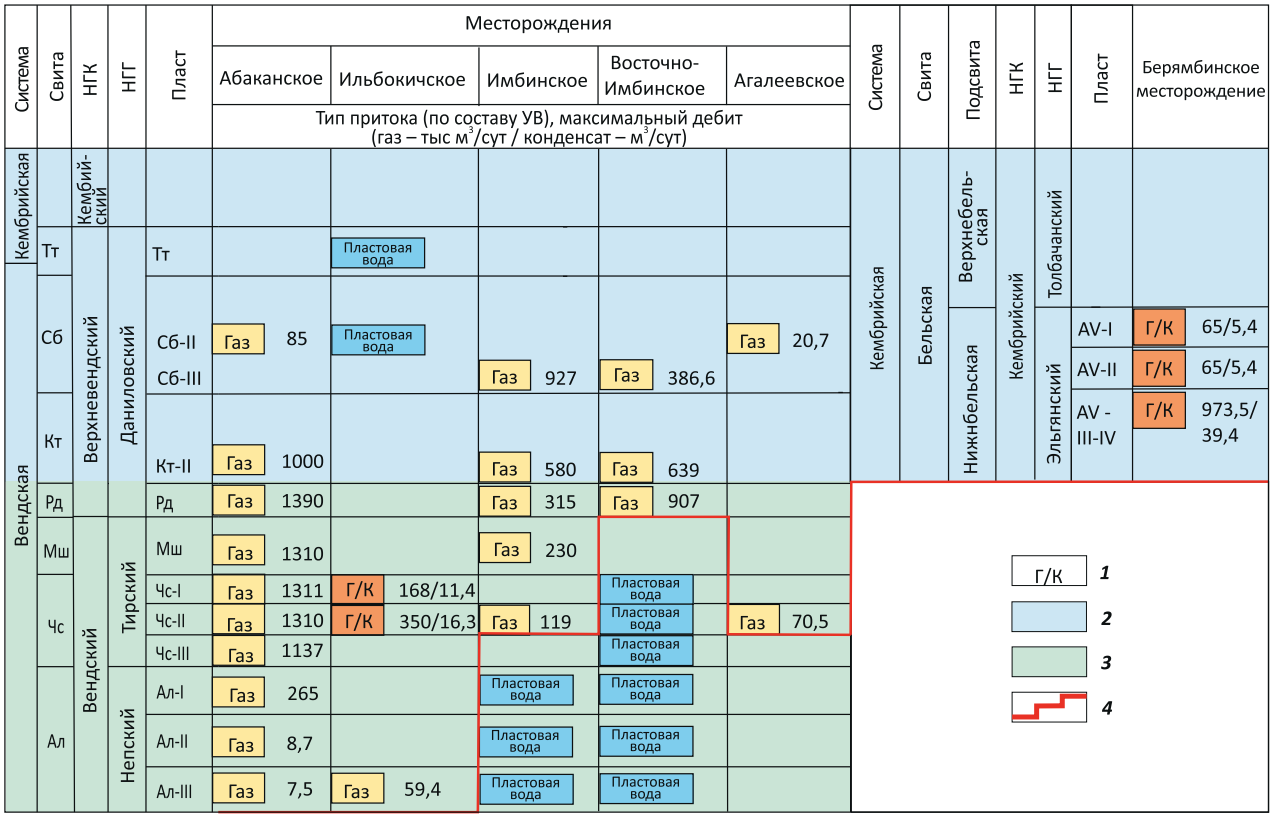
жий литологический состав. Они состоят из песчаников средне-, мелкозернистых, массивных с прослоями алевропесчаников и алевритов. Открытая пористость в пласте Чс-I имеет значения 3,8–4 %, в пласте Чс-II — 0,4–14,2 %. Общая пористость примерно одинаковая во всех пластах и составляет в среднем 8–15 %. Отдельные прослои в чистяковских пластах (скважины Ал-1 и Ал-2) по факту имеют хорошую гранулярную пористость, что не характерно для коллекторов в Ангарской зоне складок, так как определяющую роль в строении пустотного пространства играют трещины. Общая мощность пластов меняется незначительно и равна 9–10 м для пласта Чс-I, 23–27 м для пласта Чс-II, 33–35 для пласта Чс-III. На эффективную толщину приходится примерно 30 % общей. Максимальный дебит газа при испытании в колонне составил 1137 и 1310 тыс. м^3/сут соответственно. Залежи во всех пластах являются пластовыми, сводовыми.

Залежи в алешинской свите связаны с тремя пластами: Ал-I, Ал-II, Ал-III. Пласты сложены преимущественно песчаниками мелко-, среднезернистыми, прослоями крупнозернистыми. Открытая пористость в пластах Ал-I, Ал-III примерно одинаковая и составляет от 2 до 5,7 %, в пласте Ал-II — 0,8–2,6 %. По результатам ГИС общая пористость у всех пластов одинаковая — 5–25 %. Общая мощность меняется в различных пределах. Наиболее выдержан пласт Ал-III (39–40 м), менее — Ал-II (7–13 м), Ал-I (27–40 м). Эффективные толщины составляют примерно треть общей мощности пластов. Максимальный приток газа получен при испытании в колонне в скв. Аб-1 из пласта Ал-I, дебит составил 265 тыс. м^3/сут. В пластах Ал-II, Ал-III дебиты существенно ниже — 3,2–8,7 тыс. м^3/сут. Залежи во всех пластах являются пластовыми, сводовыми.

Берямбинское газоконденсатное месторождение открыто в 2004 г. скв. Берямбинская-1, в процессе испытания которой из карбонатных отложений нижнебельской подсвиты был получен приток газа дебитом 973,5 тыс м^3/сут (рис. 8). Последующее изучение позволило выделить в продуктивном интервале четыре газоносных пласта: A-V-1, A-V-2, A-V-3, A-V-4. Пласты состоят из переслаивания известняков и доломитов с примесью ангидритов, солей, глин. Макро- и микроскопическое изучение керна показало, что в купольной части и на крыльях складки состав и строение пород газоносного горизонта существенно различаются. В купольной части это пористые строматолитовые доломиты, на крыльях — плотные тонкозернистые, засолоненные доломиты [16]. Надежным флюидоупором для них служат галогенно-карбонатные отложения верхнебельской подсвиты. Между собой пласты изолированы 3–5 м слоями каменной соли или сульфатов. Залежи по типу пластовые сводовые, с элементами тектонического контроля. Для всех пластов залежи вскрыты только в двух скважинах — Берямбинская-1 и 1-бис.

Рис. 9. Схема нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района

Fig. 9. Scheme of oil and gas occurrence in Vendian-Lower Cambrian deposits of the Nizhneangarsky independent oil and gas bearing area



1 — газоконденсат; **части разреза** (***2***, ***3***): ***2*** — карбонатная, ***3*** — терригенная; ***4*** — нижняя граница промышленной продуктивности разреза; свиты: Тт — тэтэрская, Сб — собинская, Рд — редколесная, Мш — мошаковская, Чс — чистяковская, Ал — алешинская

1 — gas condensate; **section intervals** (***2***, ***3***): ***2*** — carbonate, ***3*** — terrigenous; ***4*** — lower known commercial hydrocarbons; formations: Тт — Tetersky, Сб — Sobinsky, Рд — Redkolesny, Мш — Moshakovsky, Чс — Chistyakovsky, Ал — Aleshinsky

Залежь пласта А-V-1. Общая толщина пласта А-V-1 на Берямбинской площади изменяется от 34,1 (скв. 201) до 46,6 м (скв. 1-бис.). Эффективная толщина по данным ГИС варьирует от 0,5 до 3,6 м. В большинстве случаев открытая пористость пород не превышает 1–2 %, в отдельных образцах достигает 3–5 %. Широко развита трещиноватость пород, обеспечивающая пустотное пространство. При испытании объединенного интервала А-V-1–А-V-2 получен приток газа дебитом 65 тыс. м^3/сут, конденсата — 5,4 м^3/сут, пластовой воды — 2,68 м^3/сут. Условный газоводяной контакт принят на отметке –896,2 м по подошве последнего газонасыщенного коллектора.

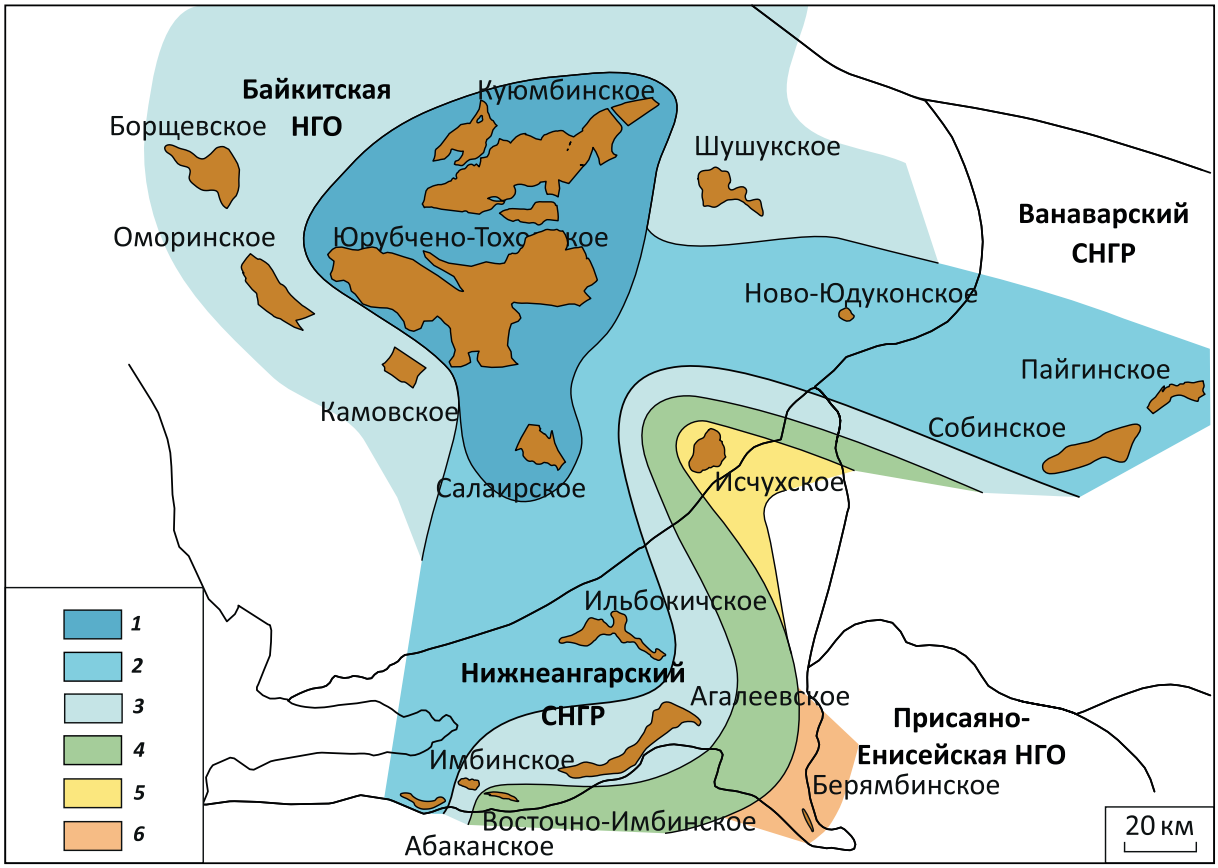
Залежь пласта А-V-2. Общая толщина пласта изменяется от 32,4 (скв. 201) до 40,5 м (скв. 203). Значения открытой пористости варьируют в более широких пределах, чем в предыдущем пласте и составляют чаще 1–5 %, в отдельных случаях — 5–10 %. Условный газоводяной контакт по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС принят по подошве пласта А-V-2 на отметке –940,9 м.

Объединенная залежь в пластах А-V-3, А-V-4. Между пластами отсутствует надежный флюидоупор, их разделяет маломощный слой сульфатно-карбонатных пород, подверженных трещиноватости. Общая толщина пластов изменяется от 66 (скв. 201) до 98,7 м (скв. 203). Открытая пористость составляет 1–5 %, в отдельных случаях — 5–10 %. Условный газоводяной контакт по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС принят на отметке –1005 м. Первый подсчет запасов выполнен в 2004 г. В процессе доразведки месторождения подсчетный план был скорректирован в 2016 г. в сторону сокращения размера залежей. Из категории средних месторождение перешло в категорию мелких.

Районирование территории Ангарской зоны складок по характеристикам залежей

Все месторождения, открытые на территории Ангарской зоны складок, являются многозалежными. Этаж газоносности охватывает непский, тирский и даниловский горизонты венда. На Берямбинском

Рис. 10. Схема положения нижнего стратиграфического уровня продуктивности разреза
Fig. 10. Scheme of the lower stratigraphic level of the section productivity



Уровни продуктивности: ***1*** — рифейский; **вендский** (***2–5***): ***2*** — непский, ***3*** — тирский, ***4*** — даниловский, редколесная свита, ***5*** — даниловский, собинская свита; ***6*** — нижнекембрийский, бельская свита

Productivity levels: ***1*** — Riphean; **Vendian** (***2–5***): ***2*** — Nepsky, ***3*** — Tirsky, ***4*** — Danilovsky, Redkolesny Fm, ***5*** — Danilovsky, Sobinsky Fm; ***6*** — Lower Cambrian, Bel'sky Fm

месторождении продуктивны нижнекембрийские отложения бельской свиты, эльгянский горизонт. С северо-запада от Абаканского месторождения на юго-восток до Берямбинского нижняя граница этажа промышленной продуктивности постепенно поднимается от непского уровня до эльгянского (рис. 9, 10). Залежи являются структурными, тектонически и литологически ограниченными.

Число залежей на месторождениях скращается с запада на восток от 10 на Абаканском до 5 на Имбинском и до 2–3 — 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 коллекторы. С запада на восток меняется соотношение числа терригенных и карбонатных газоносных пластов. В западной части Ангарской зоны складок доминируют терригенные коллекторы, в восточной — карбонатные. Судя по максимальным дебитам, качество коллекторов выше в западной части на Абаканском и Имбинском месторождениях.

Для всех залежей Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района и соседнего Ванаварского, по сравнению с Байкитской, Присаяно-Енисейской и Ангаро-Ленской нефтегазоносными областями, характерны аномально высокие значения пластовых давлений. Максимальное значение коэффициента аномальности 1,7 соответствует центральной части Агалеевского месторождения, к границам района он постепенно снижается до 1,4.

Некоторые залежи ограничены подошвенными водами, часть контролируется непроницаемыми породами. На разных месторождениях газоносные пласты в разной степени объединяются в гидродинамически единые залежи. Так, на графике распределения пластовых давлений Абаканского месторождения видно, что обособляется две группы точек (см. рис. 7 В). Группе с большим числом точек соответствуют значения из алешинского, чистяковского, мошаковского, редколесного и катангско-

го продуктивных горизонтов. Вне зависимости от глубины значение пластового давления составляет 31–35 МПа. Группа из двух точек соответствует собинскому пласту со значениями 26–27 МПа. На графике распределения коэффициента аномальности (отношения фактического пластового давления к расчетному) (см. рис. 7 D) для первой группы прослеживается линия тренда с обратной линейной зависимостью, это характерно для массивных залежей [17]. Есть вероятность, что пласты из первой группы гидродинамически связаны. Существует и другое объяснение нарастания аномальности пластовых давлений вниз по разрезу, и связывается это с внедрением в коллектор высокоэнергетических флюидов с более глубоких уровней [18].

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.

Литература

1. *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. – 2012. – Т. 12. – № 4. – С. 46–53.

2. *Бобров А.К., Грибова Н.А., Грязнов Н.К., Гурари Ф.Г., Дьяков Б.Ф., Карпышев В.С., Кравченко Е.В., Ситников Б.П., Смехов Е.М.* Основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Восточной Сибири // Труды ВНИГРИ. – 1954. – Вып. 13. – 413 с.

3. *Мигурский А.В., Носкова Е.С.* Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 13–18.

4. *Долматова И.В., Пешкова И.Н.* Рифейские осадочные бассейны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 7. – С. 24–29.

5. *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.

6. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др.* Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

7. *Мегакомплексы* и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С. Суркова. – М. : Недра, 1987. – 204 с.

8. *Косыгин Ю.А., Башарин А.К., Берзин Н.А.* Докембрийская тектоника Сибири. – Новосибирск: СО АН СССР, 1964. – 125 с.

9. *Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С.* Рифейские прогибы — основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40–56.

10. *Филипцов Ю.А.* Геологическое строение рифейских отложений зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1. – С. 49–66.

11. *Сурков В.С., Гришин М.П.* Строение рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 11. – С. 1712–1715.

12. *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. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.

13. *Кириченко В.Т., Зуев В.К., Перфилова О.Ю., Сосновская О.В. и др.* Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист О-47 – Братск. Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2012. – 470 с.

14. *Баранова М.И.* Выделение структурных ловушек углеводородов на основе интерпретации данных сейсморазведки в западной части Ангарской зоны складок // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 1. – С. 36–43.

15. *Стариков Л.Е., Погрецкий 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. – 2015. – Вып. 10. – С. 139–147.

16. *Крючков В.Е., Медведев А.Г., Худорожков В.Г.* Литолого-седиментационные особенности строения Берямбинского газового месторождения в связи с перспективами нефтегазоносности межсолевых карбонатных отложений Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 45–51.

17. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований / Под ред. Л.М. Зорькина. – М. : Недра, 1997. – 300 с.

18. *Аникеев К.А.* Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Л. : Недра, 1964. – 168 с.

References

1. *Mel'nikov N.V., Smirnov E.V., Khudorozhkov V.G., Noskova E.S.* Geological structure of the nizhneangarsk independent petroliferous region and its distinctive features. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;4(12):46–53.

2. *Bobrov A.K., Gribova N.A., Gryaznov N.K., Gurari F.G., D'yakov B.F., Karpyshev V.S., Kravchenko E.V., Sitnikov B.P., Smekhov E.M.* Osnovnye cherty geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti Vostochnoi Sibiri [The main features of the geological structure and prospects of oil production in Eastern Siberia]. Trudy VNIGRI. 1954;(13):413 p.

3. *Migurskii A.V., Noskova E.S.* Geodynamics of Nizhneangarian oil and gas accumulation zone formation in the south-west of Siberian platform. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(4):13–18.

4. *Dolmatova I.V., Peshkova I.N.* Rifeiskie osadochnye basseiny Sibirskoi platformy [Riphean sedimentary basins of the Siberian Platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2001;(7.):24–29.

5. *Sulimov I.N., Bazhenova T.K., Budnikov V.I. et al.* Osnovy geologii i neftegazonosnost' zapada Sibirskoi platformy [Fundamentals of geology and oil and gas potential of the Western Siberian Platform]. In: E.E. Fotiadi, ed. Leningrad: Nedra, 1969. 272 p.

6. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al.* Geologiya nefti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

7. *Megakompleksy* i glubinnaya struktura zemnoi kory neftegazonosnykh provintsii Sibirskoi platformy [Petroleum provinces of the Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust]. Moscow: Nedra; 1987. 204 p. In Russ.

8. *Kosygin Yu.A., Basharin A.K., Berzin N.A.* Dokembriiskaya tektonika Sibiri [Precambrian tectonics of Siberia]. Novosibirsk: SO AN SSSR, 1964. 125 p.

9. *Filiptsov Yu.A., Staroseltsov V.S.* Riphean troughs — the major oil and gas sources in Western part of Siberian platform. *Oil and gas geology*. 2009;(6):40–56.

10. *Filiptsov Yu.A.* Geological structure of riphean deposits in conjunction zone of Siberian platform and Yenisey ridge. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*. 2012;(1):49–66.

11. *Surkov V.S., Grishin M.P.* Structure of the riphean sedimentary basins on the Siberian platform. *Geologiya i geofizika*. 1997;38(11):1712–1715.

12. *Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A., Starosel'tsev V.S., Mandel'baum M.M., Migurskii A.V., Moiseev S.A., Safronov A.F., Sitnikov V.S., Filiptsov Yu.A., Khomenko A.V., Eremin Yu.G., Bykova O.V.* Tectonic map of the Vendian–Lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska petroleum province, Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(8):649–659.

13. *Kirichenko V.T., Zuev V.K., Perfilova O.Yu., Sosnovskaya O.V. et al.* Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi federatsii [State Geological Map of the Russian Federation]. Masshtab 1: 1000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Angaro-Eniseiskaya. List O-47 – Bratsk. Ob"yasnitel'naya zapiska. Saint-Petersburg: VSEGEI, 2012. 470 p.

14. *Baranova M.I.* Identification of structural traps of hydrocarbons based on interpretation of seismic data from the western angara zone of foldings (siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2016;(1):36–43.

15. *Starikov L.E., Pogretskii A.V., Strekalov A.Ya., Gorlov I.V., Kirichek A.V., Anokhina E.V.* Stroenie vend-kembriiskikh otlozhenii Il'bokichskogo mestorozhdeniya [The structure of the Vendian-Cambrian deposits of the Ilbokichi deposit]. Vestnik Baltiiskogo federal'nogo universiteta im. I. Kanta. 2015;(10):139–147.

16. *Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Khudorozhkov V.G.* Lithologic and sedimentation features of structure of beryambiya gas field in view of oil and gas prospects of intersalt carbonate deposits of siberian platform. *Geologiya nefti i gaza*. 2010;(3):45–51.

17. *Tekhnologiya* gazopromyslovykh gidrogeologicheskikh issledovanii [Technology of gasfield hydrogeological research]. In: L.M. Zor'kina, ed. Moscow, Nedra, 1997. 300 p.

18. *Anikeev K.A.* Anomal'no-vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh [Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields]. Leningrad: Nedra, 1964. 168 p.

Информация об авторах

Кузнецова Елена Николаевна

Научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

AuthorID: 63281

Губин Игорь Алексеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,

заведующий лабораторией, старший научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

SPIN: 2093-1900,

AuthorID: 896016

Information about authors

Elena N. Kuznetsova

Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

AuthorID: 63281

Igor A. Gubin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of the Laboratory, Senior Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

SPIN: 2093-1900,

AuthorID: 896016