

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЭТЭРИНСКОЙ ЗОНЫ КАТАНГСКОЙ НГО

Н. В. Мельников

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Тэтэринская зона возможной нефтегазоносности входит в Катангскую и Непско-Ботубобинскую НГО Лено-Тунгусской НГП Сибирской платформы. В Катангской НГО находится Тэтэринская ловушка. Выявленные по сейсмическим наблюдениям амплитудные разрывные нарушения разделяют ловушку на три блока: Кулиндинский (северный), Тэтэровский (центральный) и Чулаканский (южный) лицензионные участки. Высокая перспективность Тэтэринской структурно-литологической ловушки прогнозируется по выполаживанию моноклинали на западном склоне Непско-Ботубобинской антеклизы, которое останавливает миграционные потоки углеводородов из Присаяно-Енисейской синеклизы. После лицензирования на Кулиндинском и Тэтэровском участках проведена сейсморазведка 2D, выделены дизъюнктивно ограниченные ловушки, на которых пробурено по одной скважине. Геолого-разведочные работы остановлены, а на Чулаканском участке и не начинались. Поэтому вновь уточнена модель нефтегазогеологического строения Кулиндинского и Тэтэровского участков. По кровле ванаварской свиты выявлен крупный Монготский вал – основной объект поисковых работ на нефть в Тэтэринской зоне.

Ключевые слова: Тэтэринская зона, Кулиндинский, Тэтэровский участки, Монготский вал, Катангская седловина, ванаварская свита, продуктивные пласты.

PETROLEUM POTENTIAL OF THE TETERE ZONE OF THE KATANGA PETROLEUM REGION

N. V. Melnikov

Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources, Novosibirsk, Russia

The Tetera zone of possible petroleum potential is included in the Katanga and Nepa-Botuoba PRs of the Lena-Tunguska PP of the Siberian Platform. The zone is administratively located in the Katanga District of the Evenki Autonomous Okrug, partly in the Irkutsk Region. The amplitude disjunctive dislocations detected by seismic divide the trap into three blocks that made up license areas – Kulindinskiy (northern), Teterskiy (central) and Chulakanskiy (southern). The high prospectivity of the Tetera structural and lithological trap is predicted by flattening the monocline on the western slope of the Nepa-Botuoba antecline. The flattening stops migration flows of hydrocarbons from the Prisayan-Yenisey syncline. 2D seismic survey was conducted, disjunctively confined traps were identified, where one well was drilled for each trap after licensing at the Kulindinskiy and Teterskiy areas. Geological exploration has been stopped. Works on the Chulakanskiy area have not been started yet. Therefore, the model of the geological petroleum structure of the Kulindinskiy and Teterskiy areas has been specified again. The large Mongot swell, as the main prospect of oil prospecting in the Tetera zone, has been revealed by the Vanavarskaya Formation top.

Keywords: Tetera zone, Kulindinskiy, Teterskiy areas, Mongot swell, Katanga saddle, Vanavarskaya Formation, productive strata.

DOI 10.20403/2078-0575-2019-2-65-76

Тэтэринская зона нефтегазоаккумуляции занимает пограничные части Катангской седловины и Непско-Ботубобинской антеклизы (рис. 1), входит в Катангскую и Непско-Ботубобинскую нефтегазоносные области (НГО), граничит на севере с Собинско-Пайгинским нефтеносным районом, на западе – с Аявинским перспективным участком. В Непско-Ботубобинской НГО восточнее рассматриваемой зоны расположен Ереминско-Сугдинский перспективный участок. Это в целом центральная часть Главного пояса газонефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции [2].

Административно зона находится в Катангском районе Эвенкийского АО, непосредственно на его границе с Иркутской областью; географически занимает часть бассейна р. Тэтэрэ и водораздел рек Тэтэрэ и Катанга.

На территории зоны нет селений, в наличии только избушки охотников. В 50 км к северо-западу находится восточное окончание Собинско-Пайгинского нефтегазового месторождения, связанного автодорогой с районным центром пос. Ванавара.

Анализ строения, прогноз нефтегазоносности Среднетэтэринской зоны рассмотрены сотрудниками СНИИГиМС при работах по геолого-геофизическому обоснованию первоочередных работ ОАО «Красноярскгазпром» в Красноярском крае в 2005 г.; через год зона прошла лицензирование и была разделена на Кулиндинский, Тэтэровский и Чулаканский участки (рис. 2). В 2011–2015 гг. были закончены поисковые сейсморазведочные работы, выделены дизъюнктивно ограниченные ловушки, на которых пробурены скважины Кулиндинская 1 и Тэтэровская 1. Местоположение дизъюнктивно

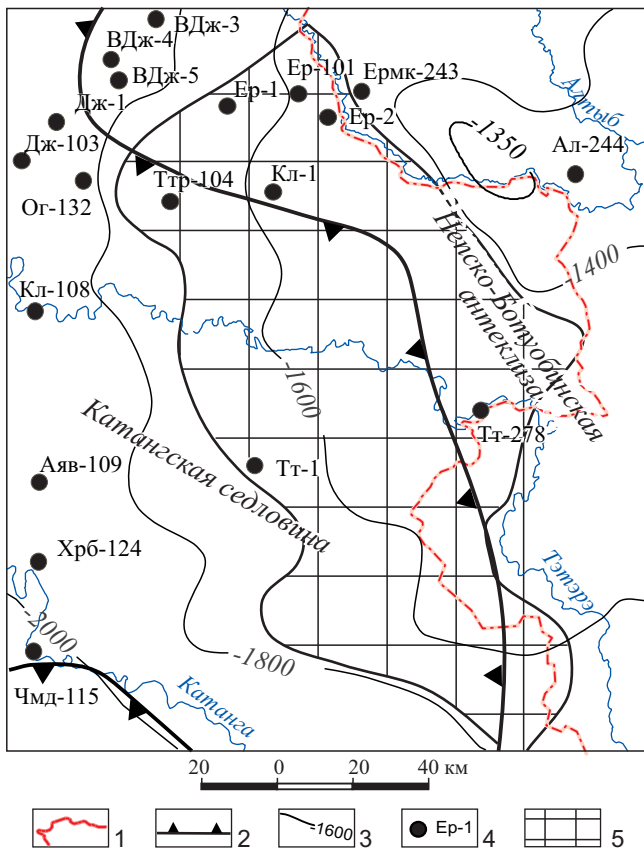


Рис. 1. Местоположение Тэтэринской зоны нефтегазоносности на фрагменте структурно-тектонической карты Сибирской платформы

Границы: 1 – Красноярского края и Иркутской области, 2 – Непско-Ботубобинской антеклизы и Катангской седловины; 3 – изогипсы опорного отражающего горизонта Б (кровля венда), м; 4 – глубокие скважины; 5 – Тэтэринская зона

Генерация углеводородов проходила в отложениях рифея и нижнего венда [5]. Затем миграционные потоки образованных углеводородов перетекали из впадины в Непско-Ботубобинскую антеклизу, вероятно по толще дезинтегрированных пород поверхности рифея или фундамента. Дезинтегрирование формировалось при очень длительном разрушении поверхности суши во время позднерифейско-ранневендского перерыва в осадкообразовании. Тогда антеклиза представляла собой возвышенную территорию, с которой размываемые отложения переносились в обрамляющие ее прогибы [3]: в Катангскую седловину и Катскую впадину Присяно-Енисейской синеклизы. Дезинтегрированные породы рифея и фундамента в Тэтэринской зоне перекрыты ванаварской свитой, верхняя подсвита которой сложена глинистыми породами, что затрудняло вертикальный переток мигрирующих углеводородов в вышележащие тела венда.

Миграционные потоки углеводородов из Катской впадины на восток в Непско-Ботубобинскую антеклизу проходили через очень широкую моноклираль востока Катангской седловины, разделяющую эти тектонические объекты. Это подтверждается следующими данными. На северо-западе от Тэтэринской зоны находится Собинско-Пайгинское месторождение, открытое в структурной ловушке на Собинском валу. Вал вытянут с юго-запада на северо-восток, где находится его джелингдуконское окончание. Коэффициент заполнения ловушки равен единице. На юго-западе месторождения разведаны нефтегазовые залежи, на северо-востоке (Пайгинский участок) – залежи нефти. Эти сведения о заполнении и распределении позволяют допустить наличие миграционных потоков углеводородов и их дифференциацию в направлении подъема вала с юго-запада от впадины на северо-восток к антеклизе. Приведенные данные позволяют полагать, что в Тэтэринской зоне в вендском НГК ловушки были полностью заполнены нефтью и газом с преобладанием нефти [1].

На востоке зоны вскрыт фундамент (скв. Ер-2, Тт-278), на котором залегает ванаварская свита венда. В новой Кулиндинской скв. 1 также вскрыт фундамент, на котором залегает 340-метровая толща пород рифея, а выше – ванаварская свита венда. Таким образом, на востоке Тэтэринской зоны на фундаменте залегают вендские породы, а западнее – рифейские, толщина последних увеличивается до 1000 м и более близ западной границы зоны.

ограниченных ловушек и скважин, судя по нефтегеологической модели 2005 г., следует признать неудачным. В Кулиндинской скв. 1 в маломощном пласте Вн-I не обнаружены коллекторы, а остальные пласты Вн-II, III и Вн-IV отсутствуют, поскольку было вскрыто палеогеоморфологическое 40-метровое поднятие западного борта Непско-Ботубобинской антеклизы, не выявленное поисковой сейсморазведкой. Скв. Тт-1 вскрыла кровлю ванаварской свиты на отметке –2042 м, а кровля пласта Вн-II – на отметке –2080 м. На модели структурно-литологической ловушки 2005 г. ВНК по замыканию изогипс принят на отметке –2020 м. Скважина, вскрывшая водонасыщенные пласты песчаников ванаварской свиты, заложена ниже этой отметки (рис. 3).

Неудачи этих попыток привели к остановке поисковых работ. Поэтому далее приведен анализ выполненных работ и получены уточненные модели прогноза нефтегазоносности Кулиндинского и Тэтэринского лицензионных участков. Вероятность открытия в Среднетэтэринской зоне крупных залежей нефти обоснована в работе [1] (зона в работе названа Тэтэринской).

Региональные перспективы нефтегазоносности

Тэтэринская зона нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) находится между областью генерации углеводородов (Катская впадина Присяно-Енисейской синеклизы, Собинский очаг нефтегазообразования [5]) и областью их накопления в ловушках (восточное окончание Катангской седловины и запад Непско-Ботубобинской антеклизы).

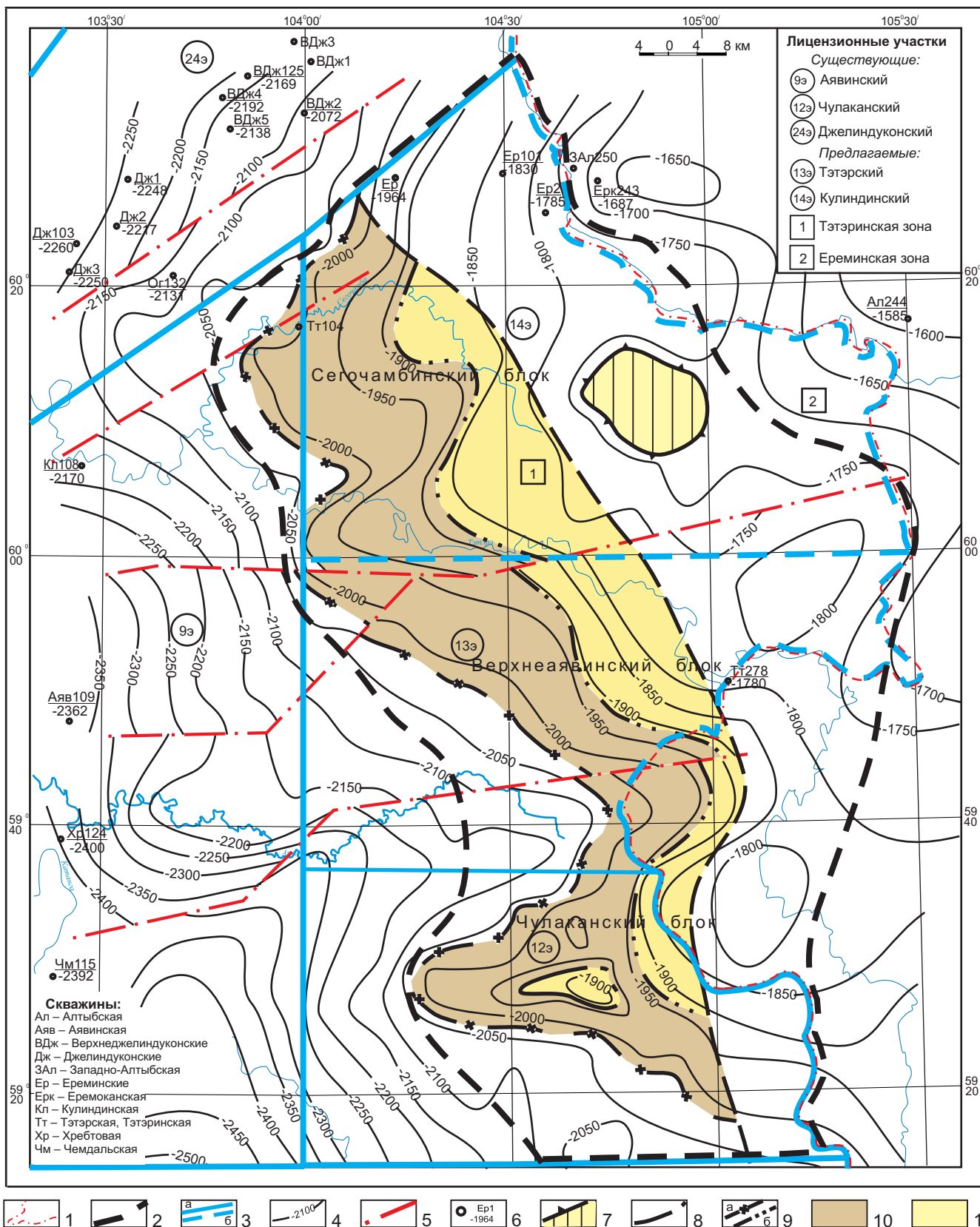


Рис. 2. Нефтегазогеологическая модель Тэтэринской зоны нефтегазонакопления 2005 г. [1]

Границы: 1 – административная Иркутской области и Эвенкийской АО, 2 – Тэтэринской зоны, 3 – лицензионных участков: существующих (а), предлагаемых (б); 4 – изогипсы кровли ванаварской свиты; 5 – дизъюнктивы; 6 – скважина и отметка кровли ванаварской свиты; 7 – ловушка в верхневендско-нижнекембрийском НГК; 8 – линия предполагаемого выклинивания коллекторов пластов Вн-IV–Вн-II; 9 – предполагаемые ВНК (а), ГНК (б); 10 – нефть; 11 – газ

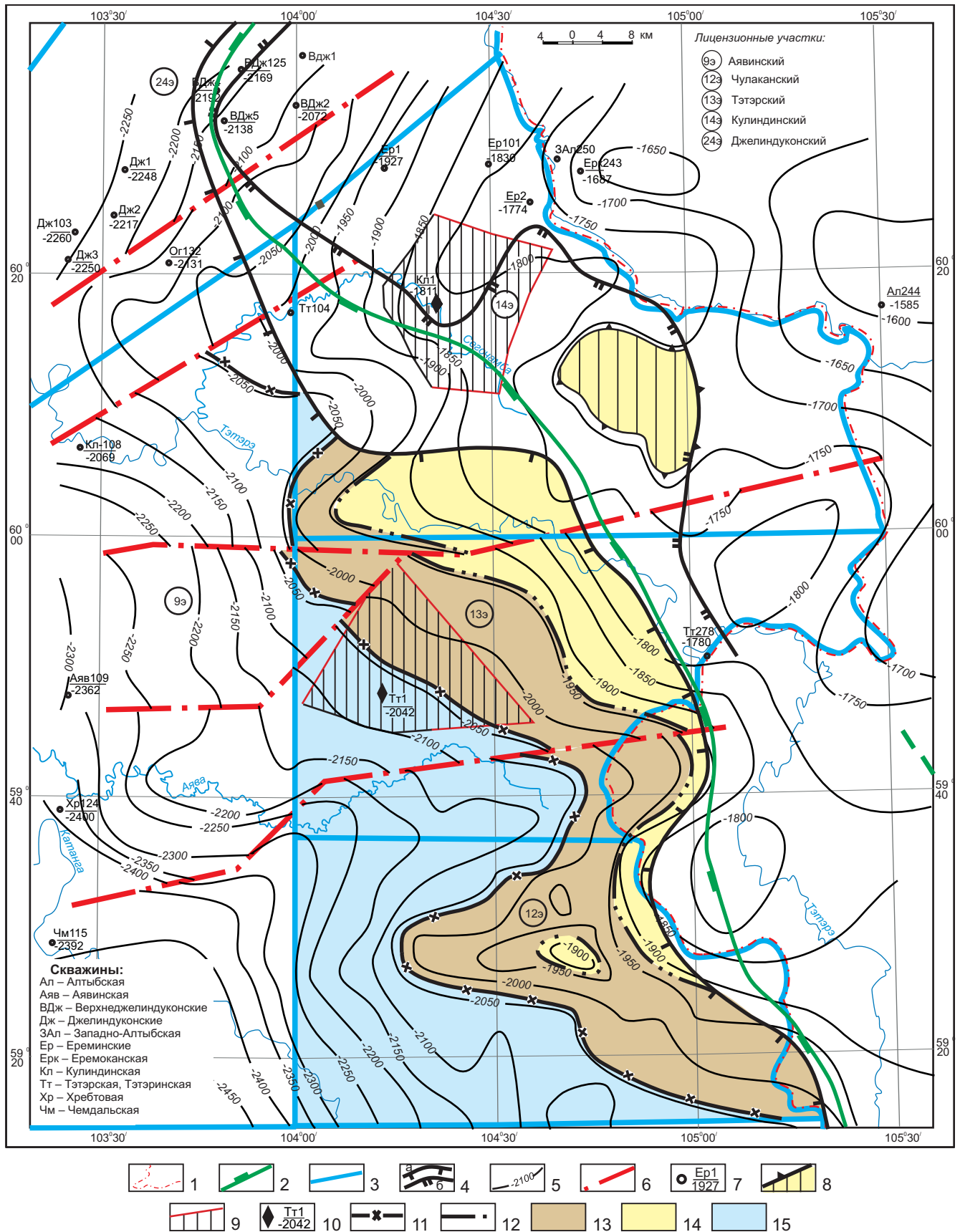


Рис. 3. Уточненная нефтегазогеологическая модель Тэтэринской зоны нефтегазонакопления [1]

Границы: 1 – административная Иркутской области и Эвенкийского АО, 2 – Катангской и Непско-Ботуобинской НГО, 3 – лицензионных участков; 4 – линия предполагаемого выклинивания коллекторов пластов Вн-III и Вн-IV (а), Вн-II (б); 5 – изогипсы кровли ванаварской свиты свиты; 6 – дизъюнктивы, карта 2005 г., 7 – скважина и отметка кровли ванаварской свиты; 8 – структурная ловушка; 9 – дизъюнктивные ловушки 2013 и 2015 гг.; 10 – новые скважины; 11 – ВНК; 12 – ГНК; 13 – нефть; 14 – газ; 15 – вода

Стратиграфический набор свит венда Тэтэринской зоны и Собинско-Пайгинского месторождения одинаков [3].

Строение вендского НГК Кулиндинского и Тэтэрского ЛУ Тэтэринской зоны

В Тэтэринской ЗНГН в XX в. нефтегазопроисковое бурение не проводилось. Ближайшие скважины пробурены к востоку от нее (Тэтэринская 278, Алтыбская 244), севернее – Джелиндуконские, Верхнеджелиндуконские, Ереминские скважины и несколько одиночных скважин. В Верхнеджелиндуконской скв. 125 из пласта Вн-I получен приток нефти дебитом 19,2 м³/сут на штуцере 8 мм. Западнее зоны также пробурено несколько скважин, в Хребтовской скв. 124 из пласта Вн-II получен приток газа дебитом 20 тыс. м³/сут на шайбе 1,6 мм. Очевидно, что и в Тэтэринской ЗНГН залежи УВ ожидаются в пластах песчаников ванаварской свиты.

Тэтэринская зона находится в верхней части широкого моноклиального склона, занимающего восточную часть Катангской седловины. По материалам сейсморазведочных работ, по данным А. А. Конторовича (2003 г.), на структурной карте по кровле венда (ОГ-Б) на моноклиальном склоне установлен выступ вендских отложений северо-западного простирания, ограниченный с севера и юга двумя крупными структурными заливами. Северный структурный залив возник в результате правостороннего сдвига, который привел к образованию Собинско-Джелиндуконского вала и прогиба вдоль его южного склона [4], южный имеет неопределенную природу, находится в 30 км к югу от Чулаканского лицензионного участка (ЛУ). Изогипсы, ограничивающие эти заливы, в восточном направлении проходят на 40–50 км и образуют боковые структурные ограничения выступа (см. рис. 2).

В контуре выступа по кровле ванаварской свиты прогнозируется структурно-литологическая Кулиндинско-Чулаканская ловушка [1] длиной до 190 км, шириной 20–40 км. В ловушке предполагается газонефтяная залежь, ограниченная с северо-востока исчезновением пластов песчаников ванаварской свиты, а с юго-запада – водонефтяным контактом (ВНК) по изогипсе –2020 кровли ванаварской свиты. Пересечения изогипсы с выклиниванием пластов песчаников образуют северо-восточное и юго-западное ограничения ловушки (см. рис. 2).

Амплитудные разрывные нарушения разделяют Кулиндинско-Чулаканскую ловушку на три блока, возможно с различными положениями жидкостных контактов: Кулиндинский (северный), Тэтэрский центральный и Чулаканский (южный) ЛУ.

В структурно-литологической ловушке могут находиться газонефтяные залежи в литологических и дизъюнктивно ограниченных блоках. Такое оптимистичное предположение обосновано следующими геологическими данными.

1. Объект находится в верхней части широкой моноклинали, переходящей в зону ее быстрого выклинивания на западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы. Эта моноклиальность существовала с начала вендского периода, что подтверждается уменьшением мощностей свит венда с запада на восток, особенно нижних ванаварской и оскобинской.

2. Геологические обстановки Тэтэринской зоны являются зеркальным отражением таковых на восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы, где разведан ряд нефтегазовых месторождений. На восточном склоне антеклизы мощность свит венда уменьшается вверх по восстанию пород, и в этом же направлении уменьшаются мощности продуктивных пластов песчаников вплоть до полного их выклинивания.

3. По результатам бурения вокруг Тэтэринской ЗНГН в разрезе ванаварской свиты при уменьшении ее толщины фиксируется исчезновение тел песчаников (пластов Вн-V, IV, III и II) вверх по восстанию пород, а это – необходимое условие для формирования структурно-литологических залежей нефти и газа.

Восточнее моноклинали Катангской седловины находится Ереминская зона пологого залегания пород венда в западной части Непско-Ботубинской антеклизы (см. рис. 2). В этой зоне заканчивалась миграция УВ из Катской впадины Присаяно-Енисейской синеклизы. В Ереминской зоне в пробуренных скважинах на юге отсутствуют отложения оскобинской свиты, ванаварская сложена глинистыми породами толщиной 30–40 м, на севере зоны толщины и состав ванаварской свиты такие же, но сохраняются 10–17 м нижней сульфатно-доломитовой пачки оскобинской свиты. Поэтому в Ереминской зоне возможно нефтегазоносны ловушки в верхневендско-нижнекембрийском НГК.

Таким образом, в Тэтэринской зоне нефтегазонакопления на открытие залежей нефти и газа перспективны пласты песчаников ванаварской свиты вендского и пласты карбонатов верхневендско-нижнекембрийского НГК; в Ереминской зоне – карбонаты преображенской пачки катангской свиты, тэтэрской свиты и осинской подсвиты усольской свиты.

В рассматриваемой зоне пробурены скважины Кулиндинская 1 и Тэтэрская 1 на одноименных ЛУ (см. рис. 3). По результатам бурения значительные изменения зафиксированы в толщинах и полноте разрезов ванаварской свиты венда – основного прогнозного интервала поиска нефти и газа. Поэтому нами выполнена пачковая и послойная корреляция разрезов ванаварской свиты новых скважин и скважин, расположенных западнее зоны (рис. 4, 5). Результаты корреляции приведены в таблице.

В скв. Кл-1 нет нижележащей части свиты (пачки 1–7), здесь вскрыто палеогеоморфологическое поднятие, поверхность которого сложена

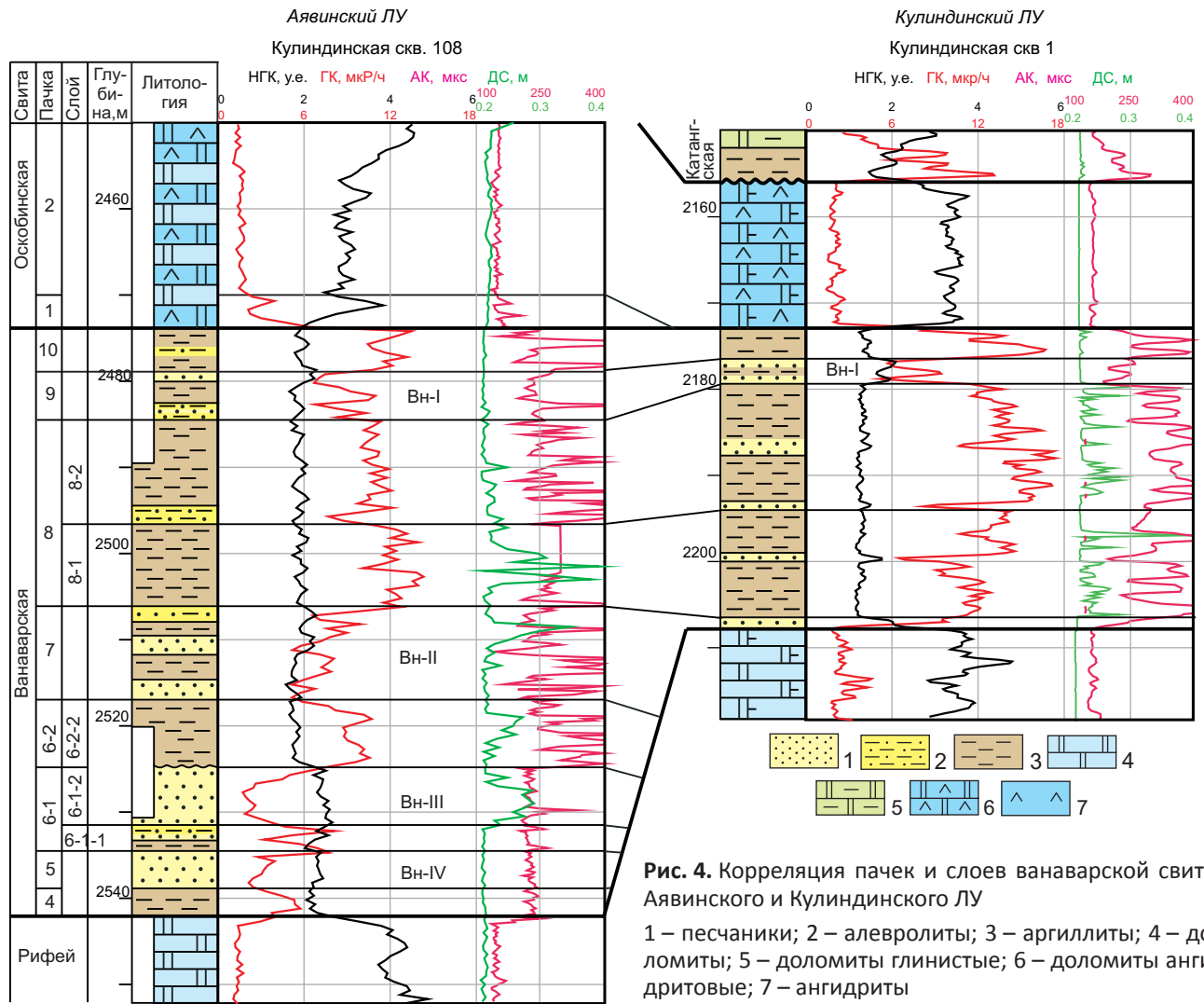


Рис. 4. Корреляция пачек и слоев ванаварской свиты Аявинского и Кулиндинского ЛУ
1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – доломиты; 5 – доломиты глинистые; 6 – доломиты ангидритовые; 7 – ангидриты

Послойные разбивки ванаварской свиты

Пачка	Слой	Продуктивный пласт	Скважина									
			Кл-108		Кл-1		Хр-124		Тт-1		Тт-278	
			1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
10	–	–	2474–2478	4	2172–2176	4	2711–2714	3	2439–2440	1	–	–
9	–	Вн-I	2478–2484	6	2176–2179	3	2714–2717	3	2440–2443	3	–	–
8	8-2	–	2484–2496	12	2179–2194	15	2717–2734	17	2443–2456	13	–	–
	8-1	–	2496–2506	10	2194–2207	13	2734–2755	21	2456–2481	25	2127–2150	23
7	–	Вн-II	2506–2518	12	2207–2208	1	2755–2760	5	2481–2489	8	2150–2155	5
6-2	6-2-2	–	2518–2525	7	Рифей	–	2760–2767	7	2489–2498	9	2155–2170	15
	6-2-1	–	–	–	–	–	2767–2770	3	2498–2500	2	–	–
6-1	6-1-2	Вн-III	2525–2532	7	–	–	2770–2772	2	2500–2502	2	2170–2174	4
	6-1-1	–	2532–2535	3	–	–	2772–2776	4	2502–2513	11	Фундамент	–
5	–	Вн-IV	2535–2539	4	–	–	2776–2794	18	2513–2523	10	–	–
4	–	–	2539–2542	3	–	–	2794–2802	8	Рифей	–	–	–
3	–	Вн-V	Рифей	–	–	–	2802–2807	5	–	–	–	–
2	–	–	–	–	–	–	2807–2809	2	–	–	–	–

Примечания. Скважины: Кл – Кулиндинские, Хр – хребтовая, Тт – Тэтэрсские; 1 – интервал залегания пачки, м; 2 – мощность, м.

рифеем. В скв. Тт-1 разрез более полный, вскрыты пачки 5–7, но низов ванаварской свиты (пачки 1–4) тоже нет.

Пласты Вн-V и Вн-VI, видимо, повсеместно отсутствуют в Тэтэринской зоне, поскольку исчезают в результате прилегания к толщам рифея или фундамента.

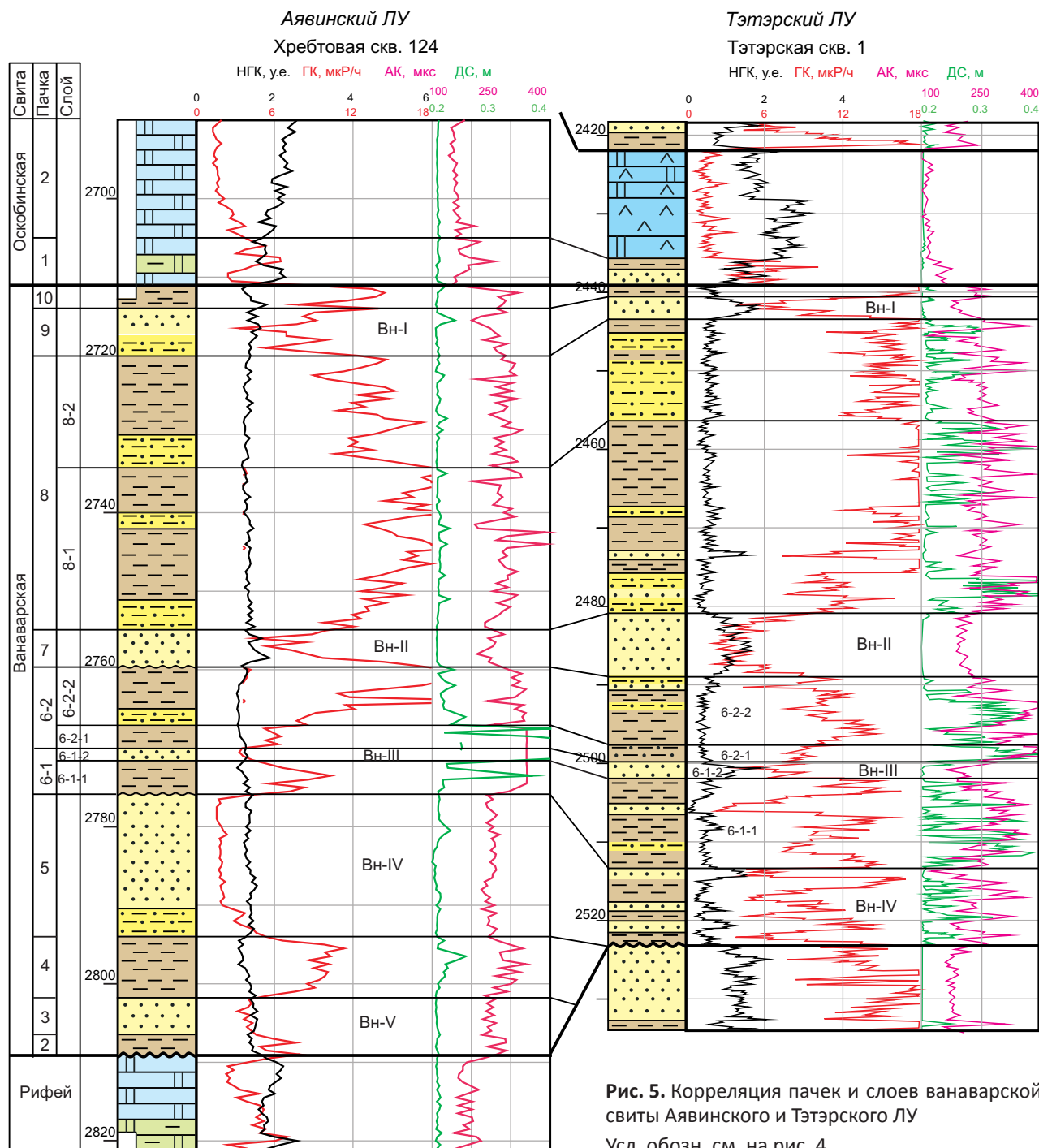


Рис. 5. Корреляция пачек и слоев ванаварской свиты Аявинского и Тэтэрского ЛУ
Усл. обозн. см. на рис. 4

На Кулиндинском ЛУ в скв. 1 толщина ванаварской свиты 36 м, в пробуренной западнее скв. Кл-108 – 68 м. В скв. Кл-1 нет пачек 3–7 нижней части свиты, в которых находятся пласты песчаников Вн-II, Вн-III и Вн-IV в скв. 108.

Принятая в модели 2005 г. условная линия исчезновения пластов песчаников находится в 3 км северо-восточнее скв. Кл-1, в разрезе которой пласты песчаников ванаварской свиты фактически отсутствуют. Линия выклинивания песчаников оказалась к западу от этой скважины (см. рис. 3) Проблема местоположения ловушек с залежами нефти и газа в песчаниках ванаварской свиты на Кулиндинском ЛУ не решена.

Итак, распространение пластов Вн-II, Вн-III и Вн-IV на Кулиндинском ЛУ ограничено палеорельефом начала ванаварского времени. Высоты палеовыступов рельефа по данным бурения скв. Тт-1 достигали 35 м. В Джелиндуконских скважинах пласт Вн-II появляется в разрезах ванаварской свиты, когда ее толщина превышает 32–35 м, а полная толщина пласта 8–13 м. Поэтому изопахита ванаварской свиты 40 м надежно ограничивает территорию распространения этого пласта во всей Тэтэринской зоне.

Сохранение толщин пачек 8, 9 и 10 в скв. Кл-1 и Кл-108 позволяет принять последовательность прилегания нижних пачек ванаварской свиты к поверхности рифея на территории между этими



скважинами. Здесь пласт Вн-II находится, вероятно, в 7–8 км западнее скв. Кл-1, когда его толщина 6–7 м, а когда она увеличивается до 13 м – уже в 15 км западнее. В 23–25 км в том же направлении может появиться пласт Вн-IV, но за пределами западной границы Кулиндинского ЛУ. Очевидно, широко распространенными продуктивными пластами вендского НГК на данном лицензионном участке являются Вн-II и Вн-III.

Кровля ванаварской свиты вскрыта в скв. Тт-1 на отметке –2042 м, а пласт песчаников Вн-II – на отметках –2084–2093 м. Но ВНК в модели 2005 г. принят по структурному замыканию литологической ловушки на отметке –2020 м. Поэтому скважина вскрыла водонасыщенные песчаники ванаварской свиты, так как заложена ниже отметки ВНК.

В скв. Тт-1 толщина ванаварской свиты 82 м. Близкая толщина свиты (96 м) вскрыта западнее в скв. Хр-124, находящейся на расстоянии 36 км. Разрез ванаварской свиты в обеих скважинах коррелируется однозначно (см. рис. 5). В обеих скважинах выделяются пачки 5–10. В 34 км восточнее скв. Тт-1 на границе Иркутской области и Красноярского края пробурена скв. Тт-278. Толщина непской свиты (аналог ванаварской) в ней 48 м, но нет оскобинской, которая была размыта во время предданиловского перерыва. Катангская свита залегает на нижней части слоя 8–2 ванаварской свиты. Пачки 9 и 10 непской свиты и пласт песчаников Вн-I также размыты во время перерыва. Толщина пласта Вн-II 6 м. На забое непской свиты вскрыто до 4 м песчаников; видимо, это пласт Вн-III. Корреляция пачек терригенного венда скв. Тт-1 и скв. Тт-278 также уверенная (см. таблицу). В верхах терригенного венда скв. Тт-278 находится пачка 8–1, толщина ее близка к таковой в скв. Тт-1. Завершается разрез терригенного венда в скв. Тт-278 4-метровым слоем песчаников, залегающим на фундаменте. В скв. Тт-1 это – пласт Вн-III. Итак, между скв. Тт-1 и Тт-278 распространены пласты Вн-II толщиной 5–8 м и Вн-III толщиной 2–4 м. Следовательно, линия выклинивания этих пластов проходит восточнее Тэтэрского ЛУ.

Новые скважины (Кл-1 и Тт-1) подтвердили распространение пластов песчаников, флюидов и отметки кровли ванаварской свиты карты 2005 г., потому указанную нефтегазогеологическую модель (см. рис. 2) необходимо использовать при размещении следующих скважин. После бурения новых скважин проведена корректировка структурных планов, территорий распространения пластов Вн-II, Вн-III и Вн-IV, построены уточненные нефтегазогеологические модели Кулиндинского и Тэтэрского ЛУ, определяющие дальнейшие направления ГРП на этих лицензионных участках.

Прогноз нефтегазоносности вендского НГК Кулиндинского и Тэтэрского ЛУ

В Тэтэринской зоне по сейсморазведочным работам построены по кровле венда (ОГ-Б) но-

вые структурные карты Кулиндинского и Тэтэрского участков с измененным положением изогипс и дизъюнктивов, выявлены дизъюнктивно ограниченные ловушки. Выдержанность толщин верхнего даниловского горизонта венда, нефтегазогеологическая модель Тэтэринской зоны 2005 г., карты прогноза нефтегазоносности 2014 г., структурные планы 2013–2015 гг. позволили составить структурные планы по кровле ванаварской свиты венда и построить новые нефтегеологические модели Кулиндинского и Тэтэрского ЛУ (рис. 6).

По сейсморазведочным работам в центральной части Тэтэринской зоны намечен крупный вал, названный Монготским и охватывающий основную часть бассейна р. Монготы, левого притока р. Тэтэрэ. Вал вытянут в северо-западном направлении. Северная часть его находится на Кулиндинском ЛУ участке, центральная и южная – на Тэтэрском (см. рис. 6). Длина вала около 50 км, ширина от 22 км на севере до 15–20 км на юге. Вал оконтурен по изогипсам –1840 на севере и –1870 в центре и на юге. Разница отметок – следствие несовпадения структурных планов кровли венда на лицензионных участках и амплитудного дизъюнктива субширотного направления. Субширотным дизъюнктивом вал разделен на северную (Кулиндинский участок) и южную (Тэтэрский участок) части. Вершины вала составляют три локальных поднятия с отметками –(1820–1830) м. Северное поднятие вала (Улгунское) повышено по дизъюнктиву на 35–40 м.

Монготский вал – основной объект для возобновления поисково-оценочного бурения в вендском НГК в Тэтэринской перспективной зоне на указанных ЛУ. Литологические ограничения ловушек прогнозируются по зонам распространения песчаников ванаварской свиты (пластов Вн-IV, Вн-III и Вн-II). Прогнозирование основано на распределении пластов песчаников в скважинах, пробуренных на Аявинском и Джелиндуконском ЛУ, которые примыкают к Тэтэринской зоне с запада и севера, а также на результатах бурения скважин Кл-1, Тт-1 и Тт-278.

На Кулиндинском ЛУ по кровле ванаварской свиты выявлены следующие перспективные объекты.

1. *Структурно-литологическая ловушка* в пласте Вн-IV на юго-западе участка прогнозируется по модели 2005 г. Продуктивная часть ловушки ограничена этим пластом, выклинивающимся в 8–9 км севернее южной границы ЛУ. Водонефтяной контакт принят на 40 м выше, чем по модели 2005 г. (на отметке кровли ванаварской свиты минус 1980 м), он ограничивает западное окончание ловушки. Восточная часть территории распространения пласта Вн-IV находится в основании венда на Улгунском поднятии. Площадь ловушки 208 км², амплитуда около 130 м. Пласт Вн-IV поднимается в восточном направлении с отметки –1980 м до 1850 м. Ожидаемая его толщина до 10 м. Поисковые работы целесообразно начинать после бурения

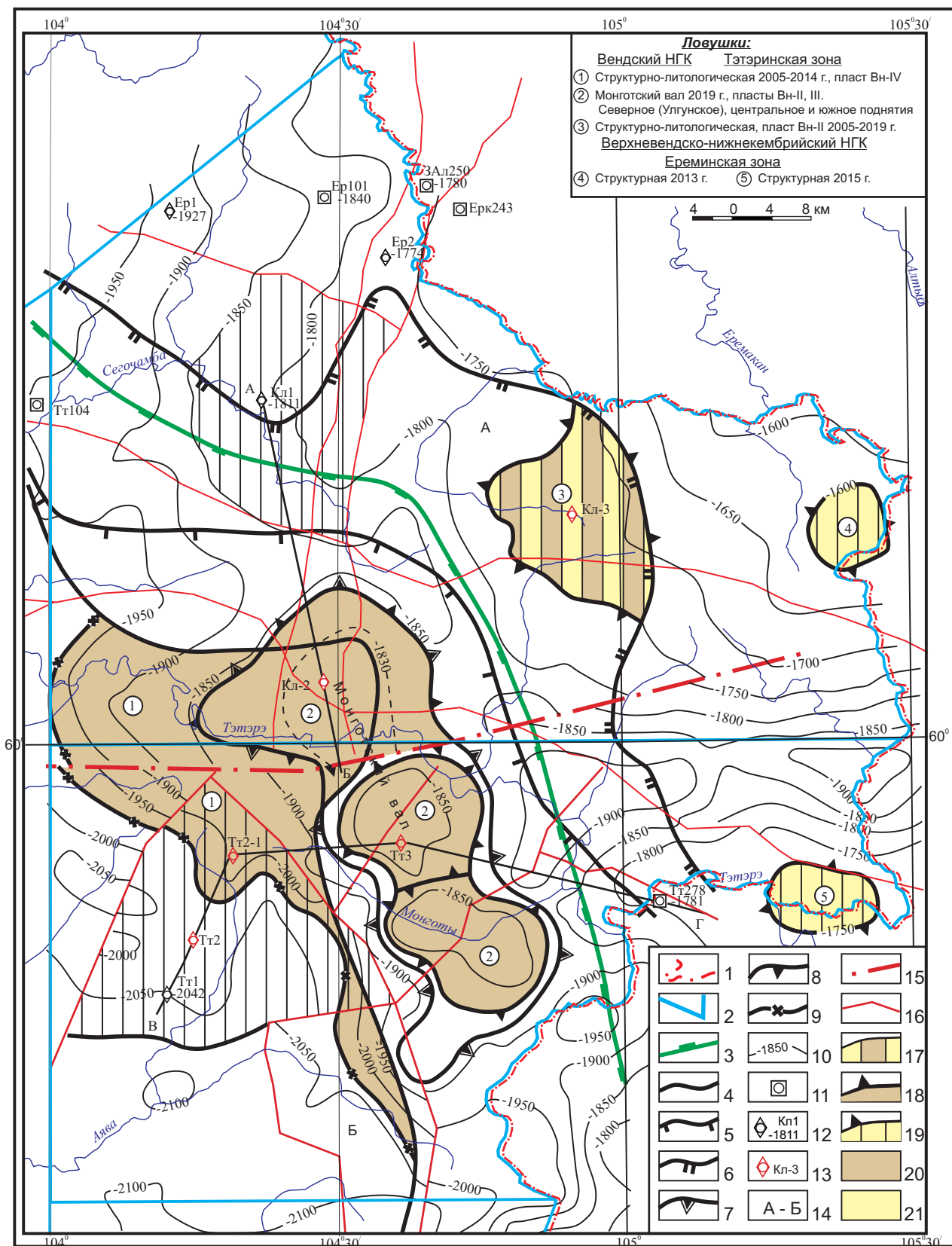


Рис. 6. Нефтегазгеологическая модель Кулиндинского (А) и Тэтэрского (Б) лицензионных участков Тэтэринской зоны

Границы: 1 – Красноярского края и Иркутской области, 2 – лицензионных участков, 3 – Катангской и Непско-Ботуобинской НГО; распространение пластов: 4 – Вн-IV, 5 – Вн-III, 6 – Вн-I; контуры: 7 – Монготского вала, 8 – локальных ловушек, 9 – ВНК пласта Вн-IV, 10 – изогипсы кровли ванаварской свиты; скважины: 11 – параметрические, 12 – поисковые (название и абсолютная отметка кровли), 13 – проектные; 14 – геологические разрезы; 15 – дизъюнктив (2003 г.); 16 – тектонические нарушения (2013, 2015 гг.); ловушки: 17 – дизъюнктивные (2013–2015 гг.), 18 – структурные (2019 г.), 19 – структурные (2013–2015 гг.); прогнозные залежи: 20 – нефть, 21 – газ

скважины в соседней Улгунской структурной ловушке, где предполагается частичное распространение этого пласта (см. рис. 6).

2. Улгунская структурная ловушка (с пластами Вн-II и Вн-III) с дизъюнктивным южным ограничением также находится на юго-западе Кулиндинского ЛУ. Она охватывает поднятие в северной части Монготского вала (см. рис. 6). Размер поднятия 22×16 км, площадь 240 км², амплитуда 25–30 м; ловушка поднята по ограничивающему дизъюнктиву примерно на 40 м (рис. 7, а). В ней возможно нефтеносны пласты Вн-II, Вн-III и частично Вн-IV, тол-

щины пластов 5–17 м. Это первоочередной объект для заложения поисково-оценочной скважины на вендский и, возможно, рифейский НГК на Кулиндинском ЛУ.

3. Центральная структурно-литологическая ловушка с пластом Вн-II и возможными карбонатными резервуарами в верхнем венде была показана на структурной карте 2003 г. В результате сейсморазведочных работ на карте 2013 г. по кровле венда показана моноклираль со слабо выраженным структурным мысом. В ванаварской свите здесь проходит граница выклинивания пласта Вн-II.

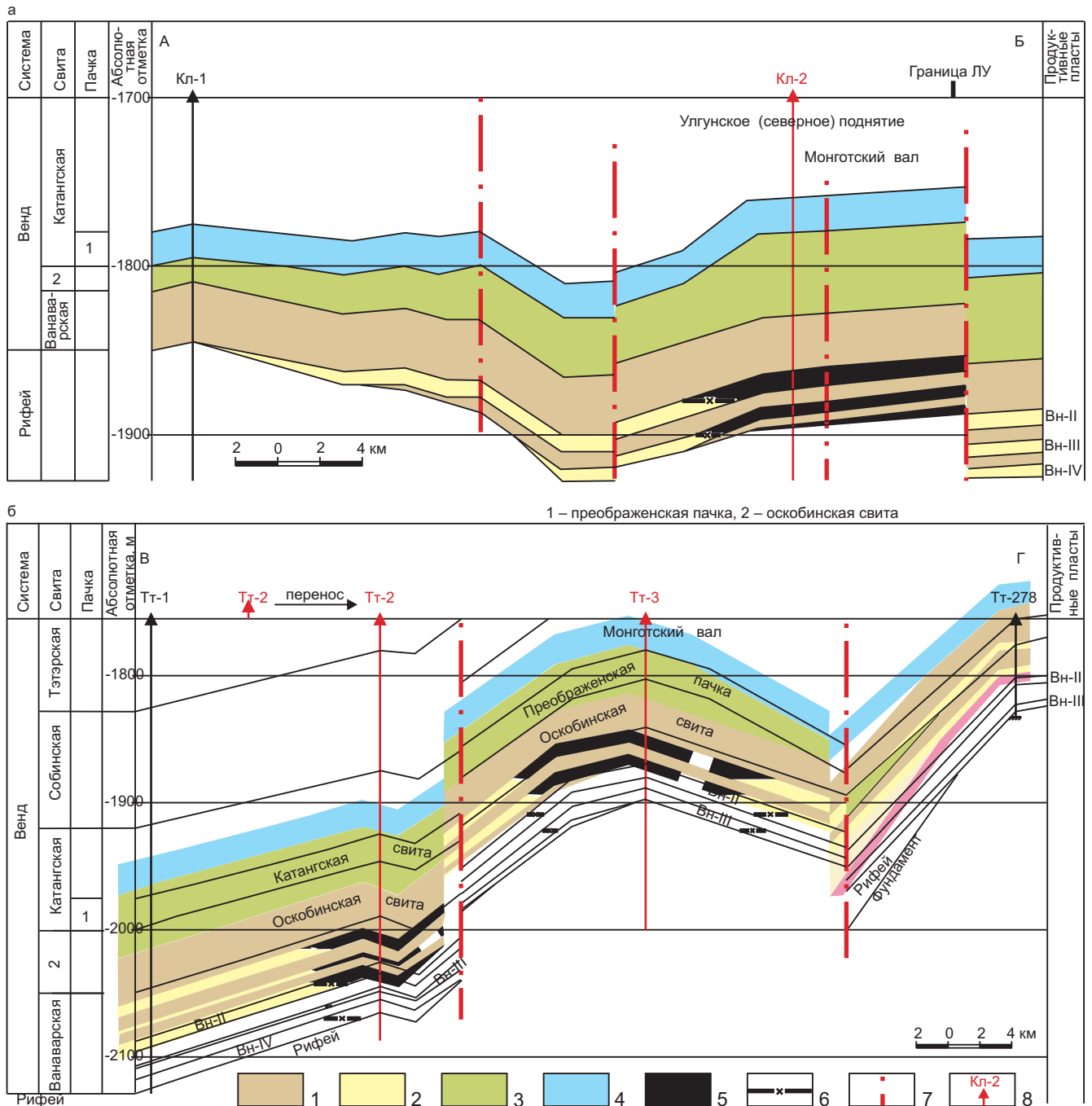


Рис. 7. Геологический разрез вендского НГК Кулиндинского (а) и Тэтэрского (б) участков
1 – аргиллиты, 2 – песчаники, 3 – доломиты ангидритовые, 4 – доломиты, 5 – нефть, 6 – ВНК, 7 – дизъюнктивы, 8 – проектная скважина



Ее пересечение с изогипсами кровли ванаварской свиты оконтуривает структурно-литологическую ловушку амплитудой более 50 м, площадью 176 км². Здесь возможно продуктивен пласт Вн-II. Тип ловушки и ее местоположение позволяют предполагать наличие нефтяной залежи. В целом вероятность существования этого объекта меньше, чем Улгунского поднятия. Но поисковое бурение в центральной ловушке не зависит от результатов работы на Улгунской структуре.

4. На крайнем востоке Кулиндинского ЛУ сейсморазведкой в 2013 г. выявлена небольшая структура, которая замыкается по изогипсе –1350 м кровли венда (см. рис. 6, ловушка 4). В ванаварской свите здесь не прогнозируется пласт Вн-II, а пласт Вн-I или отсутствует или имеет незначительную толщину (первые метры). Перспективны на газоносность пласты карбонатов верхневендско-нижнекембрийского НГК.

Площадь ловушки 40 км², амплитуда 15–25 м.

Итак, для продолжения геолого-разведочных работ на Кулиндинском ЛУ предложено Улгунское поднятие на Монготском валу в юго-западной части участка. В 2005 г. здесь были подсчитаны ресурсы нефти, извлекаемой при КИН = 0,35 (коэффициент извлечения нефти), – 63 млн т, ресурсы газа – 41 млрд м³. Приведенная характеристика ловушек позволяет сохранить оценку ресурсов нефти и уменьшить ее для газа.

На Тэтэрском участке по данным сейсморазведочных построений 2003 и 2015 г., данным бурения, геологического изучения построена структурная карта по кровле ванаварской свиты (см. рис. 6). В юго-западной части участка находится плоская низкая часть кровли свиты шириной до 30 км (изогипсы –2000–2100 м); с северо-востока эта низина ограничена довольно крутым склоном шириной 8–10 км (изогипсы –2000–1900 м). Вдоль склона с северо-запада на юго-восток проходит дизъюнктив, юго-западное крыло которого опущено на 25–50 м (рис. 7, б). Основную часть участка (центр и северо-восток) занимают вал с локальными поднятиями и впадины амплитудой 50–100 м, на крайнем северо-востоке – до 150 м. Монготский вал по кровле ванаварской свиты оконтурен по изогипсе –1870 м. Этот вал включает два купола (6×16 и 8×10 км) по изогипсе –1850 м (см. рис. 6).

В результате на Тэтэрском ЛУ выявлены две ловушки. Приразломная ловушка 1 вытянута вдоль юго-западного дизъюнктива, который образует ее северо-восточное ограничение, а юго-восточное окончание ловушки принято по изогипсе –2020 м. Длина ловушки до 50 км, ширина 2–8 км. Расположение ловушки совпадает с таковым структурно-литологической ловушки 2005 г., но дизъюнктивное ограничение уменьшает ее площадь до 264 км². Северо-западная часть приразломной ловушки наложена на северо-восток дизъюнктивной ловушки

2015 г., на которой пробурена скв. Тт-1 и запроектирована скв. Тт-2. Судя по контуру ВНК, обе скважины попадают в водоносную часть, поэтому мы предлагаем перенести место бурения скв. Тт-2 на 8 км к северо-востоку, где совпадают продуктивные участки ловушек на картах 2005 и 2015 гг. (см. рис. 6, 7, б, скв. Тт-2–1).

Монготский вал находится на севере центральной части Тэтэрского ЛУ. По кровле ванаварской свиты он вытянут с севера на юг, длина в пределах участка 25 км, ширина 8–14 км, площадь 256 км², амплитуда до 25–30 м. Здесь имеются пласты Вн-II и Вн-III толщиной до 10–15 м (см. рис. 7, б). Ловушку пересекают два дизъюнктива северо-восточного направления. Их роль в положении жидкостных контактов неясна. Центральное поднятие на Монготском валу – первоочередной объект для заложения поисково-оценочной скв. Тт-3. По модели 2005 г. здесь ожидалась газонефтяная залежь, по предлагаемой модели (см. рис. 6) здесь вероятно залежь нефти. Оценка ресурсов нефти на участке выполнена в 2005 г.: при КИН = 0,35 извлекаемые ресурсы оценены в 145 млн т. Мы полагаем, что эту оценку следует оставить. Ресурсы газа в 2005 г. оценивались в 70 млрд м³, но по новой модели (см. рис. 6) оценку следует пересмотреть в сторону уменьшения, поскольку такие данные трудно обосновать.

Прогноз нефтегазоносности верхневендско-нижнекембрийского НГК

Уже было сказано, что поиски нефти и газа в карбонатных коллекторах верхневендско-нижнекембрийского НГК более перспективны на западном окончании Непско-Ботуобинской НГО (см. рис. 6). Проявления нефти и газа получены в осинском горизонте в скважинах Тт-1, Тт-104, Ер-101, в тэтэрской свите в скважинах Ер-2, Ал-244. Толщины чистых карбонатов меняются от 20–25 м в осинском горизонте до 20–35 м в тэтэрской свите и до 5–10 м в преображенской пачке. Неясно только, какие части карбонатов можно отнести к коллекторам.

Состояние изученности возможных карбонатных резервуаров в Тэтэринской ЗНГН и ее окружении таково, что в них возможен прогноз продуктивности ловушек только структурного типа. Судя по структурным картам, такие ловушки выявлены на востоке Кулиндинского и востоке Тэтэрского ЛУ (см. рис. 6).

На востоке Тэтэрского участка, на границе Красноярского края и Иркутской области по изогипсе –1580 м (кровля венда) на карте 2015 г. оконтурена структура размерами 18×12 км и амплитудой до 70 м. Здесь нет оскобинской свиты, но есть ванаварская, в которой мог сохраниться 2–4-метровый пласт Вн-II (см. рис. 6, объект 5). Основные перспективы ожидаются в карбонатных резервуарах верхневендско-нижнекембрийского НГК. Южная поло-



вина структуры находится в Иркутской области за пределами Тэтэрского участка.

Проблема перспективности зоны дезинтеграции пород рифея и фундамента не рассматривается, так как фактических данных слишком мало.

Приведенные данные по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности подтвердили, что Тэтэринская зона представляет собой высокоперспективный нефтеносный объект в вендском НГК. Требуется продолжение геолого-разведочных работ на Кулиндинском и Тэтэринском ЛУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Возможность** открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, А. А. Вымятин, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 701–720.

2. **Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А.** Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22–42.

3. **Мельников Н. В.** Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.

4. **Мигурский А. В., Старосельцев В. С.** Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы // Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России. – СПб.: ВНИГРИ, 2000. – С. 159–168.

5. **Нефтематеринские** формации нефти и газа докембрия и нижнего среднего кембрия Сибирской

платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова и др. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.

REFERENCES

1. Melnikov N.V., Vymyatnin A.A., Melnikov P.N., Smirnov E. V. Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*, vol. 55, no. 5–6, pp.544–561.

2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. [Major zones of oil accumulation in the Lena-Tunguska province]. *Razvitie ucheniya akademika A. M. Gubkina v neftyanoy geologii Sibiri*. [Development of the Doctrine of Academician I. M. Gubkin in the Oil Geology of Siberia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1982, pp. 22–42. (In Russ.).

3. Melnikov N.V. *Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian saliferous basin of the Siberian Platform (Stratigraphy, history of development)], Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2018. 177 p. (In Russ.).

4. Migurskiy A.V., Staroseltsev V.S. [Disjunctive tectonics and petroleum potential of the southern Siberian Platform]. *Sostoyanie i perspektivy razvitiya syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii* [Current state and development trends of the hydrocarbon raw material base of Russia]. Saint Petersburg, VNIIGRI Publ., 2000, pp. 159–168. (In Russ.).

5. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P., et al. *Neftematerinskie formatsii, nef'ti i gaza dokembriya i nizhnego – srednego kembriya Sibirskoy platformy*. [Oil source formations of oil and gas of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform]. Moscow, VNIIGNI Publ., 2014. 128 p. (In Russ.).

© Н. В. Мельников, 2019