

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

А.В. Исаев¹, А.П. Афанасенков², А.А. Поляков³, И.А. Хилько¹, А.А. Чикишев⁴

¹ Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия

² АО «РОСГЕО», 117246, Москва, ул. Новочеремушкинская, 69, Россия

³ ПАО «Роснефть», 117246, Москва, Софийская наб., 26/1, Россия

⁴ Центральная геофизическая экспедиция, 123298, Москва, ул. Народного Ополчения, 38/3, Россия

С позиций современной изученности охарактеризовано геологическое строение верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса, составлена его региональная сейсмогеологическая модель, установлены критерии выделения зон нефтенакопления (ЗНН) и конкретных нефтеперспективных объектов, что позволило обеспечить существенный прирост ресурсов нефти.

Енисей-Хатангский региональный прогиб, клиноформный комплекс, сейсморазведка, зоны нефтенакопления, литологические ловушки, ресурсы УВ

THE CLINOFORM COMPLEX OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH: THE STRUCTURE AND OIL POTENTIAL

A.V. Isaev, A.P. Afanasenkov, A.A. Polyakov, I.A. Khilko, A.A. Chikishev

From the viewpoint of modern knowledge, the geological structure of the Upper Jurassic–Neocomian clinoform complex, its regional seismogeological model has been constructed, and the criteria to locate oil accumulation zones (OAZ) and specific oil-promising prospects have been identified. All these factors made it possible to provide a significant increase in oil resources.

Yenisei–Khatanga regional trough, clinoform complex, seismic survey, oil accumulation zones, lithological traps, HC-resources

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность выделения и изучения зон нефтенакопления (ЗНН) в Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) обусловлена появлением новых значимых результатов геолого-разведочных работ. В период с 2014 по 2020 г. в регионе пробурено 12 поисковых скважин, отработано 1100 км² 3D-и около 20 000 км 2D-сейсморазведки, что позволило уточнить геологическое строение клиноформного комплекса, оценить ресурсный потенциал территории и обеспечить существенный прирост извлекаемых запасов нефти в более чем 1 млрд т.

Основываясь на опыте работ по многозалежному Пайяхско-Иркинскому нефтяному месторождению, и с учетом всей совокупности геолого-геофизических и геохимических данных Пайяхская ЗНН была установлена в юго-западной части ЕХРП ранее [Исаев, Поляков, 2019]. Продуктивность ловушек «ачимовского типа» в Пайяхской ЗНН доказана на Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Иркинской, Западно-Иркинской, Среднеяровской, Турковской и предполагается по данным ГИС на Байкаловской, Агапской, Кубинской, Казак-Яхской и др. площадях.

По аналогии в подошвенной части клиноформного комплекса выделены еще три возможные зоны нефтенакопления: Агапская (в центре Агапского мегапрогиба), Жданихинская (в восточной части Дудытинско-Жданихинского мегапрогиба) в неокомском клиноформном комплексе и Пайтурминская (в восточной части Агапского прогиба) в верхнеюрском клиноформном комплексе. В настоящей статье на основании установленных особенностей геологического строения клиноформного комплекса намечены границы ЗНН, дан прогноз локальных объектов, выполнена прогнозная оценка их ресурсного потенциала, представлены приоритетные направления геолого-разведочных работ.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА

Клиноформный комплекс имеет широкое распространение в ЕХРП и характеризуется значительным разнообразием как по количеству клиноформ, их выразительности, направлению падения, так и по источникам сноса, возрасту формирования.

© А.В. Исаев, А.П. Афанасенков, А.А. Поляков, И.А. Хилько, А.А. Чикишев✉, 2022

✉e-mail: chickishev@gmail.com

DOI: 10.15372/GiG2021189

Для определения строения клиноформного комплекса было проанализировано свыше 50 000 км временных разрезов и около 100 скважин, что, в том числе, позволило актуализировать закартированные ранее контуры его распространения [Исаев и др., 2010; Варламов и др., 2017]. Установлено, что комплекс в той или иной мере развит в пределах всех современных основных структурно-тектонических элементов ЕХРП (рис. 1): как отрицательных (Агапский и Жданихинско-Дудыптинский мегапрогибы), так и положительных (Танамская мезотерраса, Пуринская мегамоноклиналь, западное окончание Рассохинско-Балахинского мегавала), что свидетельствует о постседиментационном формировании данных структур.

Основную площадь (более 120 000 км²) занимают неокомские клиноформы субширотного простирания и северного (северо-западного) падения, источникам для которых была Сибирская платформа. Вдоль северного борта ЕХРП выделены неокомские субклиноформы южного падения (см. рис. 1), источником сноса для которых являлся Горный Таймыр.

Характерной особенностью клиноформного комплекса ЕХРП является возрастное скольжение не только верхней, но и нижней его границы. Выполненная синфазная корреляция сейсмического горизонта Па₀, приуроченного к кровле верхнеюрских отложений, с привязкой в скважинах Озерная-8, 10, Верхнекубинская-2, Среднепясинская-2, Кубалахская-1, Логатская-361, Восточно-Кубалахская-357 позволяет утверждать, что в центральной и восточной частях ЕХРП наиболее древние клиноформы имеют верхнеюрский возраст, что хорошо видно на рис. 2.

Следовательно, можно констатировать, что в ЕХРП имеют развитие два клиноформных комплекса: неокомский и верхнеюрский. Область распространения верхнеюрских клиноформ северного падения оконтурена на востоке Агапского мегапрогиба (см. рис. 1). Локальным источником сноса при формировании данных клиноформ был Рассохинско-Балахинский мегавал, в ядре которого размыты частично среднеюрские отложения.

Для верхнеюрских клиноформ южного падения, выделенных в пределах северо-восточного окончания Агапского мегапрогиба и Пуринской мегамоноклинали (см. рис. 1), источником сноса был Горный Таймыр.

По рисунку волнового поля временных разрезов в пределах неокомского клиноформного комплекса можно выделить до 25 отдельных клиноформ. Границам клиноформ соответствуют достаточно выдержанные глинистые пачки, сформировавшиеся в периоды максимальных трансгрессий и являющиеся достаточно сильными отражающими границами, что позволяет изучать внутреннее строение клиноформного комплекса по данным сейсморазведки. Несмотря на легко выявляемый общий региональный тренд простирания клиноформ, каждая из них может иметь существенные отличия от линейной структуры. Так, меняющаяся волновая картина и количество клиноформ даже между близко расположенными профилями свидетельствует о сложной, «черепичной» структуре комплекса. Таким образом, прослеживание отдельных клиноформ на всю территорию работ весьма затруднительно, учитывая их сложное строение и недостаточную плотность сети профилей. Такие работы могут быть адекватно выполнены в рамках локальных участков по данным 3D-сейсморазведки.

Кроме типичных клиноформ, характеризующихся ярко выраженными фондо-, орто- и ундаформными элементами, на территории также присутствуют субклиноформные образования без выраженного депоцентра.

Наибольшее количество клиноформ отмечено на юго-западе ЕХРП (рис. 3). При движении с юго-запада на северо-восток количество клиноформ постепенно уменьшается до 12—7 (рис. 3, б; 4), а их границы выполаживаются и в восточной части Агапского прогиба на меридиане 96° происходит вырождение неокомских клиноформ северного падения. Максимальная высота отдельных клиноформ при этом также меняется: от 500—600 м в западной части прогиба до 300—400 м и менее в центральной его части и 100—200 м в зоне вырождения клиноформ.

Протяженность неокомского клиноформного комплекса с юго-запада на северо-восток составляет 650 км, ширина в западной части прогиба (левобережье р. Енисей) достигает более 300 км и постепенно уменьшается при движении на восток до 100—120 км на меридиане 94° и до 40 км на его окончании.

Протяженность комплекса неокомских субклиноформ южного падения достигает 700 км, а ширина меняется от 20 до 60 км, максимальная ширина фиксируется на западном склоне Янгодо-Горбитского выступа (см. рис. 1). Для комплекса характерно наличие 1—4 слабовыраженных субклиноформ высотой в 100—150 м (см. рис. 3, а; 4).

В пределах Жданихинского мегапрогиба оконтурен отдельный неокомский комплекс клиноформ и субклиноформ, количество которых не превышает 7. Клинформы здесь без ярко выраженного депоцентра, высота их достигает 300 м (рис. 5, а).

Верхнеюрский клиноформный комплекс характеризуется значительно меньшим количеством клиноформ и субклиноформ (от 3 до 7), их слабой выразительностью и небольшой амплитудой (до 250 м) (см. рис. 4). В восточном направлении количество и амплитуда юрских клиноформ растет, в то

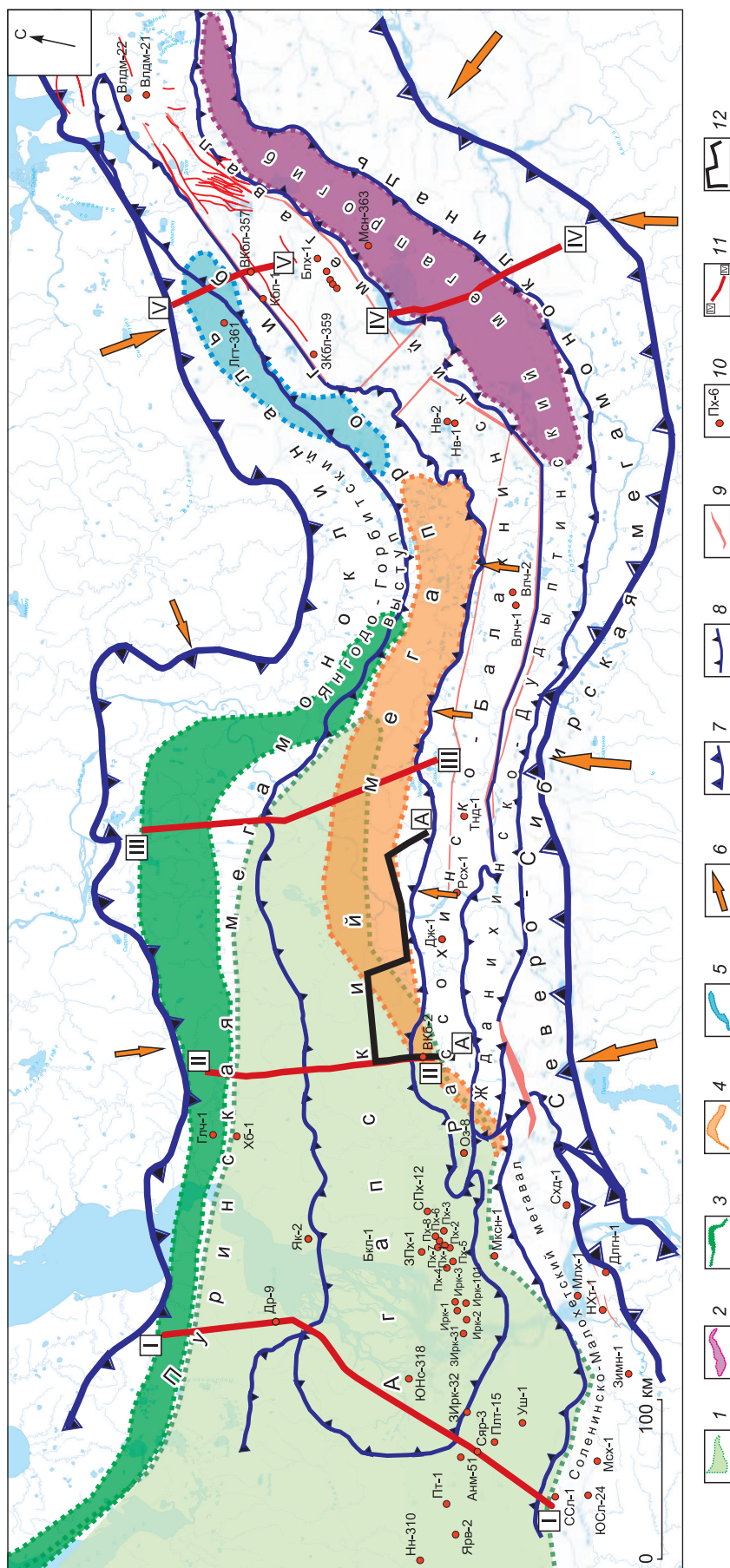


Рис. 1. Схема распространения клиноформ разных типов на территории ЭХРП.

1 — неомские клиноформы северного падения; 2 — неомские субклиноформы северного падения Жданихинско-Дудытинского мегапргиба; 3 — неомские субклиноформы южного падения; 4 — верхнеюрские клиноформы северного падения; 5 — верхнеюрские субклиноформы южного падения; 6 — основные направления транспортировки терригенного материала; 7 — границы ЕХРП по кровле среднеюрских отложений; 8 — границы метаструктур; 9 — тектонические нарушения; 10 — скважины глубокого бурения; 11 — линии сейсмо-геологических разрезов; 12 — линия композитного временного разреза.

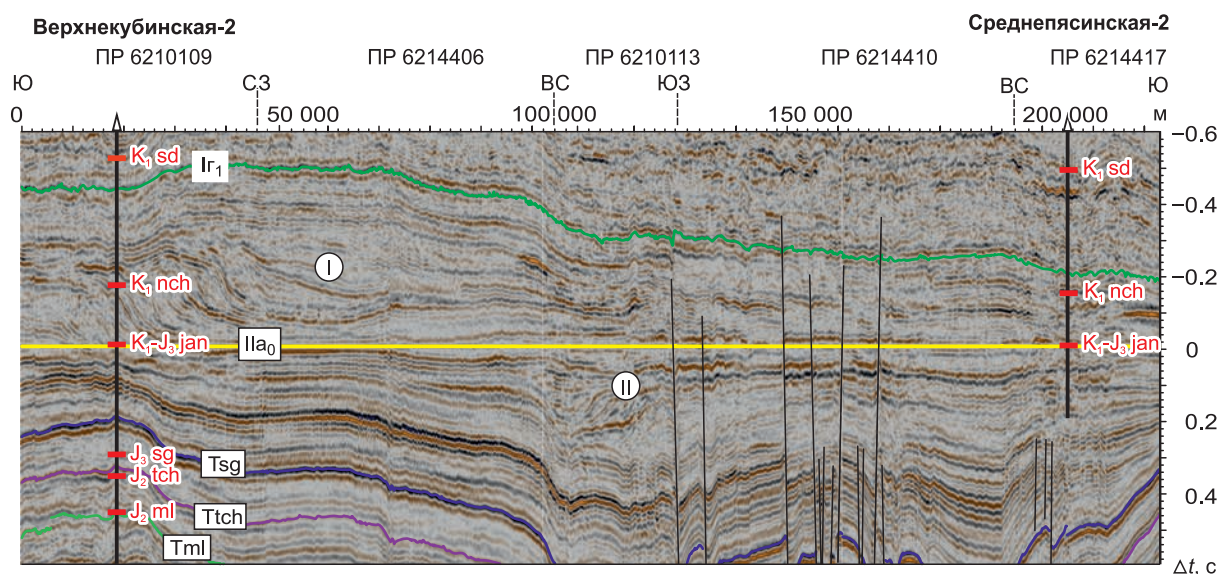


Рис. 2. Временной разрез по профилям, выровненный на отражающий горизонт IIa₀ (кровля верхнеюрских отложений).

I — неокомский клиноформный комплекс; II — верхнеюрский клиноформный комплекс. Положение линии см. на рис. 1. Остальные усл. обозн. см. на рис. 4.

время как выразительность и число нижнемеловых клиноформ снижается. Площадь развития верхнеюрского комплекса с клиноформами северного падения составляет 13 000 км, размеры 430 × 40 и 200 × 25 км. Верхнеюрский комплекс субклиноформ южного падения имеет наименьшее распространение и занимает площадь в 4300 км, размеры 200 × 25 км. Здесь выделяют от двух до четырех субклиноформ, достаточно выраженных и высотой до 150—200 м (рис. 5, б).

Максимальные размеры комплекса 360 × 55 км, площадь 12 600 км² (см. рис. 1).

На настоящее время доказана нефтеносность неокомского комплекса в юго-западной части ЕХРП. Установлено, что основные перспективы открытия нефтяных месторождений связаны с литологически ловушками в конусах выноса бассейновых частей клиноформ [Исаев и др., 2010, 2015; Исаев, Поляков, 2019].

С позиций экономической эффективности нефтяные компании заинтересованы в наращивании в регионе прежде всего запасов и ресурсов нефти, поэтому основной задачей геолого-разведочных работ в ЕХРП является поиск нефтяных залежей. Основываясь на опыте работ по Пайяхскому нефтяному месторождению, и с учетом всей совокупности геолого-геофизических и геохимических данных в подшоленной части клиноформного комплекса ЕХРП выделены 4 зоны нефтенакопления.

КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Точного определения термина «зона нефтегазонакопления (ЗНГН)», впервые введенного И.О. Бродом в 1951 г., до сих пор нет, однако чаще всего он используется как элемент нефтегазгеологического районирования территорий и акваторий, больший чем месторождение, но меньший, нежели нефтегазоносный район. Существует множество определений ЗНГН и в целом следует согласиться с мнением А.А. Бакирова, что термин ЗНН употребляется произвольно, поскольку в него вкладываются различные по существу содержания [Бакиров и др., 1982].

Авторами настоящей работы с учетом тематических публикаций Н.Ю. Успенской [1972] и О.М. Прищепы [2008] дефиниция термина «зона нефтегазонакопления» сформулирована как «совокупность ловушек, локализованных в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и генетически связанных с обособленным структурным, палеотектоническим или палеогеографическим элементом, содержащим выявленные или прогнозируемые залежи, характеризующиеся едиными условиями формирования». Данное определение, в случае структурного контроля нефтегазонаосности, соответствует понятию «trend» в зарубежной литературе, а в случае палеогеологического контроля (как и в границах выделенных ЗНН) — понятию «play».

С учетом изложенного авторами приняты следующие критерии выделения ЗНН:

1. Распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами «качимовского типа» в составе нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела и верх-

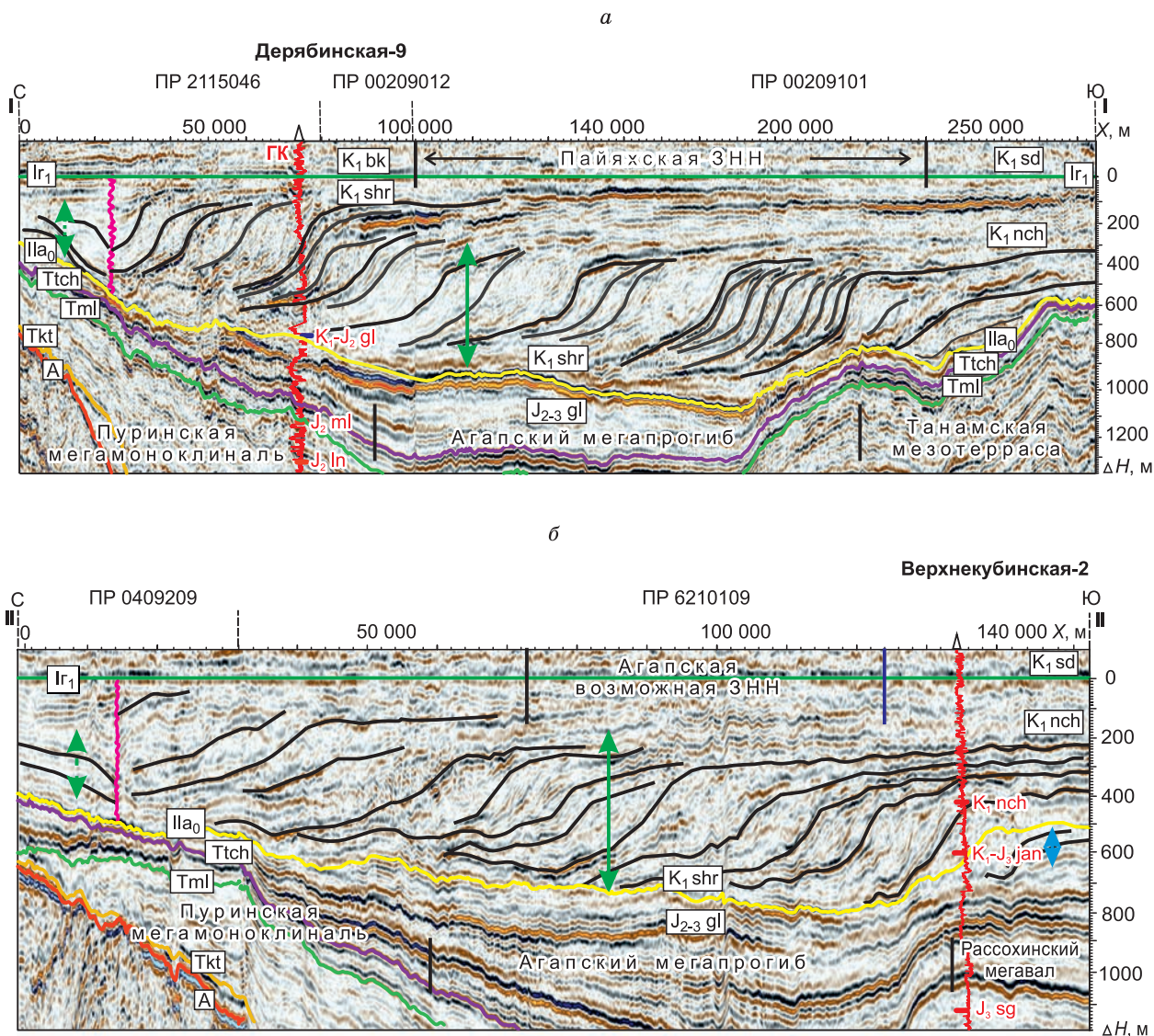


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса ЕХРП по линии I—I (а) и по линии II—II (б).

Усл. обозн. см. на рис. 4.

ней юры, формирование которых происходило в условиях проградационного заполнения некомпенсированного бассейна.

2. Их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе [Климова и др., 2018; Исаев, Поляков, 2019; Лопатин, Зубайраев, 2000], включающей нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) яновстанской, гольчихинской свит. Наряду с верхнеюрскими отложениями в качестве нефтематеринских специалисты ИНГГ СО РАН [Ким, Родченко, 2013] также выделяют среднеюрские (малышевская свита) и частично нижнемеловые (шуратовская свита) породы.

С этих позиций пространственные границы ЗНН определяются (помимо п. 1) границами областей катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ), достаточной для реализации нефтематеринского потенциала НГМТ. Косвенным подтверждением активного нефтеобразования, при наличии даже небольшого нефтегенерационного потенциала керогена, служит аномально высокое пластовое давление (АВПД), отмеченное в скважинах ранее выделенной Пайяхской ЗНН и обусловленное упругой энергией углеводородных флюидов, эмигрирующих в «ачимовские» линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для всех выделенных ЗНН.

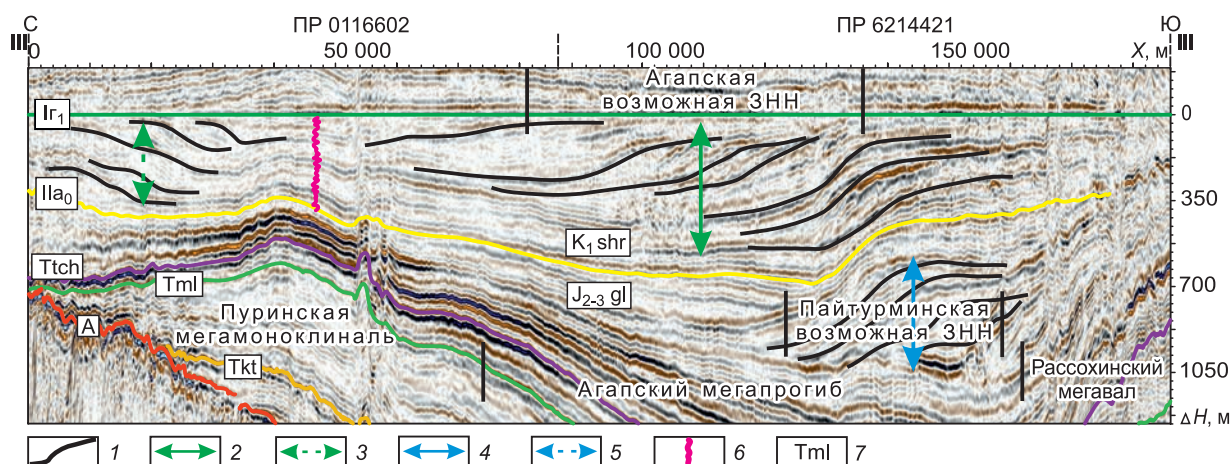


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса ЕХРП по линии III—III.

1 — границы клиноформ; 2 — неокомские клиноформы северного падения; 3 — неокомские субклиноформы южного падения; 4 — верхнеюрские клиноформы северного падения; 5 — верхнеюрские клиноформы южного падения; 6 — граница области распространения клиноформ южного падения; 7 — индексы отражающих горизонтов: А — в подошве юрских отложений; Tkt — в китербютской свите (J_{1kt}); Tml — в кровле малышевской свиты (J_{2ml}); Ttch — в точинской свите (J_{2tch}); Ila₀ — в кровле верхнеюрских отложений; Ir₁ — в отложениях суходудинской свиты (K_{1sd}).

Судя по углепетрографическим данным, нефтегазоматеринские отложения до глубин порядка 4.0 км еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (ГЗН), а верхняя граница главной зоны нефтеобразования расположена на глубинах 3.2—3.4 км [Болдушевская, 2001; Филиппов и др., 2006; Сафонов и др., 2011]. С учетом имеющихся данных о катагенетической преобразованности РОВ установлено, что наибольшей степенью реализации нефтематеринского потенциала в границах территории исследований характеризуется территория Агапского и Жданихинского мегапрогибов.

Границы выделенных зон определены в том числе и по результатам интерпретации значительного объема данных 2D-сейсморазведки (более 50 000 км), материалов 3D-сейсморазведки в объеме 700 км² и бурения (свыше 50 скважин) и проведены по изогипсе 3200—3400 м (кровля основной НГМТ), что соответствует ГЗН. Для Жданихинского мегапрогиба ГЗН, вероятнее всего, будет глубже. В скважине Массоновская-363, пробуренной в восточной части прогиба, в интервале глубин 4198—4209 м вскрыта 10-метровая пачка черных аргиллитов. Средневзвешенная концентрация $C_{орг}$ этой пачки составляет 6 % на породу. Значения водородного индекса (НИ) достигают 250 мг УВ/г $C_{орг}$ при катагенетической зрелости, соответствующей градации $МК_2$ ($T_{max} = 445$ °С), что характеризует эти породы как возможный источник жидких УВ. Поэтому границы ЗНН в прогибе проведены по изогипсе 4100 м.

В итоге по комплексным геолого-геофизическим и геохимическим данным на территории ЕХРП выделены 4 ЗНН (рис. 6):

1. Пайяхская установленная ЗНН размерами 300 × 170 км и площадью около 30 000 км².
2. Агапская возможная ЗНН размерами 400 × 40 км и площадью свыше 14 000 км².
3. Жданихинская возможная ЗНН размерами 260 × 30 км и площадью 6300 км².
4. Пайтурминская возможная ЗНН размерами 270 × 30 км и площадью 8000 км² в верхнеюрском клиноформном комплексе.

Первые три ЗНН относятся к неокомскому клиноформному комплексу.

Стоит отметить, что на северном борту ЕХРП в бассейновых частях неокомского клиноформного комплекса открыты газоконденсатное Дерябинское и газовое Хабейское месторождения. При этом в пределах Дерябинского месторождения возможны нефтяные оторочки, связанные с пластами шуратовской свиты [Афанасенков и др., 2015]. Однако отсутствие АВПД на месторождениях не позволяет отнести их к установленной Пайяхской ЗНН.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЛОКАЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ И КРИТЕРИИ ИХ ВЫЯВЛЕНИЯ

Характеристика потенциально перспективных ловушек нефти дана по результатам работ на Пайяхском нефтяном многозалежном месторождении [Исаев, Поляков, 2019]. В границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории выполнено свыше 3600 км (в том числе в акватории

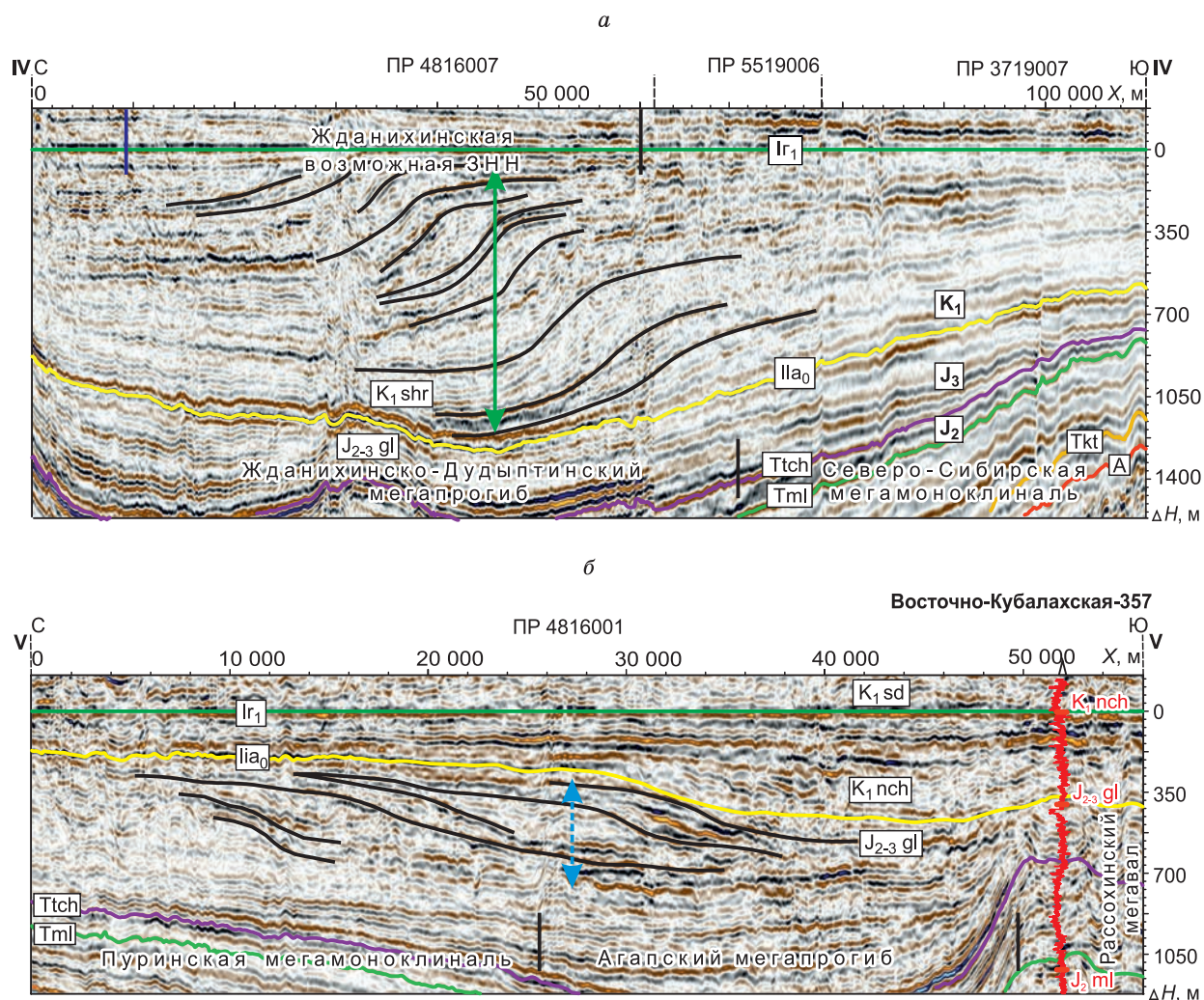


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса EXPI по линии IV—IV (a) и по линии V—V (б).

Усл. обозн. см. на рис. 4.

р. Енисей) 2D-сейсморазведки и 700 км² 3D-сейсморазведки, пробурено 14 скважин, вскрывших нефте-насыщенные песчаники группы АчНхI, II, III, IV в конусах выноса в нижней части разреза шуратовской свиты (ранний берриас—валанжин).

В это время процесс осадконакопления в регионе контролировался в основном эвстатическими колебаниями уровня Сибирского моря с формированием отложений, типичных для нижнемеловых клиноформных образований всего Западно-Сибирского бассейна. На фоне закономерного, характерного для клиноформных отложений, изменения толщин в бассейновых частях видны «раздувы», присущие отдельным конусам выноса или их комбинациям. Все эти конусы выноса, как показало бурение скважин ЗПх-1; Пх-4, -6, -7, -8, -12; Ирк-1, -2, -3, -101, ЗИрк-31 являются литологическими ловушками и содержат залежи нефти. Глубина залегания продуктивных песчаников изменяется от 3300 до 3700 м.

Анализ условий формирования пластов группы АчНх Пайяхского месторождения показывает весьма сложное их строение, что предопределяет и сложный характер распределения коллекторов. Все пласты отделены друг от друга значительными по мощности пачками аргиллитов, которые могут быть надежными покрышками, т. е. в каждом из пластов могут быть самостоятельные литологически ограниченные линзовидные ловушки, содержащие залежи нефти. В современном структурном плане такие песчаные линзы залегают на моноклинали, что затрудняет оконтуривание соответствующих ловушек. Для установления их контуров использовались разнообразные атрибуты волнового поля и карты толщин. Пласты группы АчН хорошо отображаются в различных атрибутах волнового поля, что объясняется значительным отличием акустических свойств «ачимовских» песчаников от аргиллитов [Исаев, Поляков, 2019]. Наиболее эффективным при этом является атрибут «амплитуда».

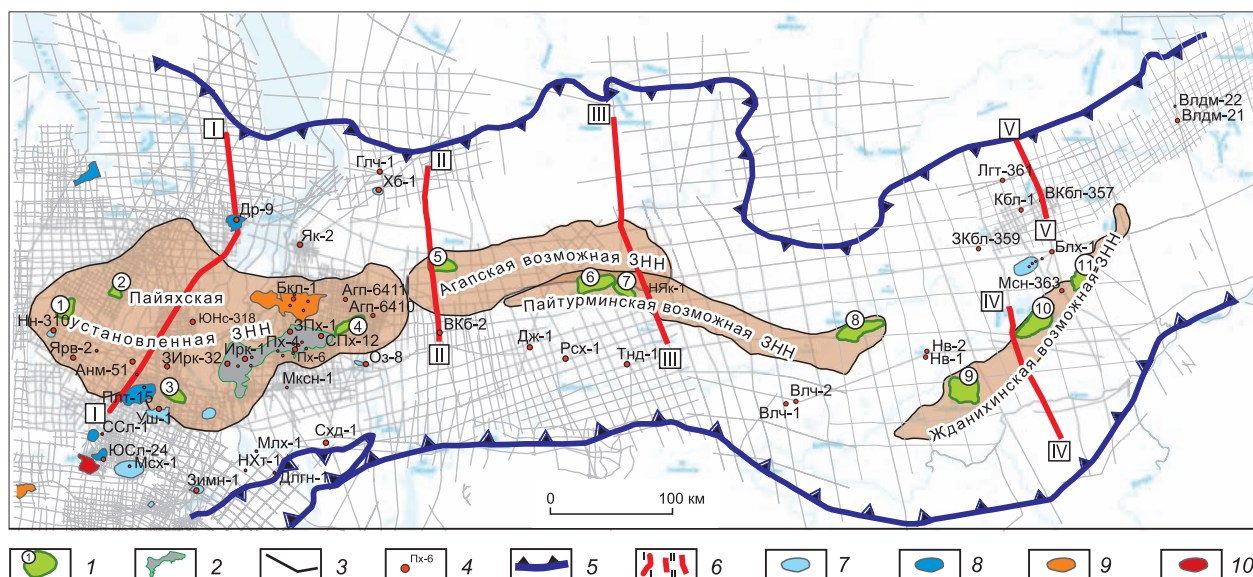


Рис. 6. Схема распространения зон нефтенакопления в клиноформном комплексе ЕХРП.

1 — выявленные литологические ловушки (цифры в кружках: 1 — Нанадянская, 2 — Салпадаянская, 3 — Восточно-Бирюзовая, 4 — Агапская, 5 — Сиенская, 6 — Пясинская, 7 — Шайтанская, 8 — Пайтурминская, 9 — Боганидская, 10 — Лабазная, 11 — Северо-Массоновская); 2 — Пайяхское нефтяное месторождение; 3 — сейсмические профили; 4 — скважины глубокого бурения; 5 — границы ЕХРП; 6 — линии сейсмогеологических разрезов; 7–10 — месторождения: 7 — газовые, 8 — газоконденсатные, 9 — нефтегазоконденсатные, 10 — газонефтяные.

На Пайяхском нефтяном месторождении установлено, что в волновом поле временных разрезов нефтегазонасыщенные литологические ловушки выделяются резким увеличением амплитуд в подошвенной части конуса выноса (рис. 7) и локальным изменением толщин интервала залегания песчаников на фоне закономерного уменьшения толщины склоновой части клиноформы при переходе ее в бассейн. Конусы выноса содержат более грубозернистые осадки (пески). При диагенезе глинистые и песчаные разности уплотняются неравномерно (разница достигает двукратной величины), что приводит к увеличению толщин интервалов разреза с большим содержанием песков и появлению дополнительных осей синфазности и хаотичной записи (рис. 8).

По результатам интерпретации данных работ 3D-сейсморазведки в 2017 г. был спрогнозирован на северо-востоке Пайяхской площади конус выноса пласта АчНхIII, который был подтвержден бурением

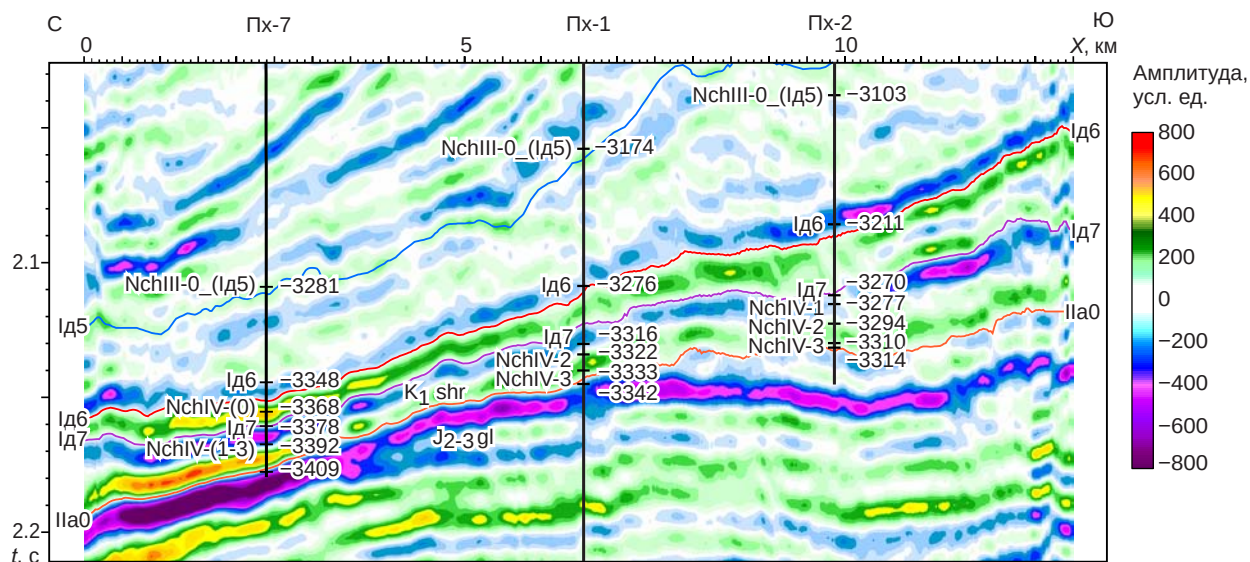
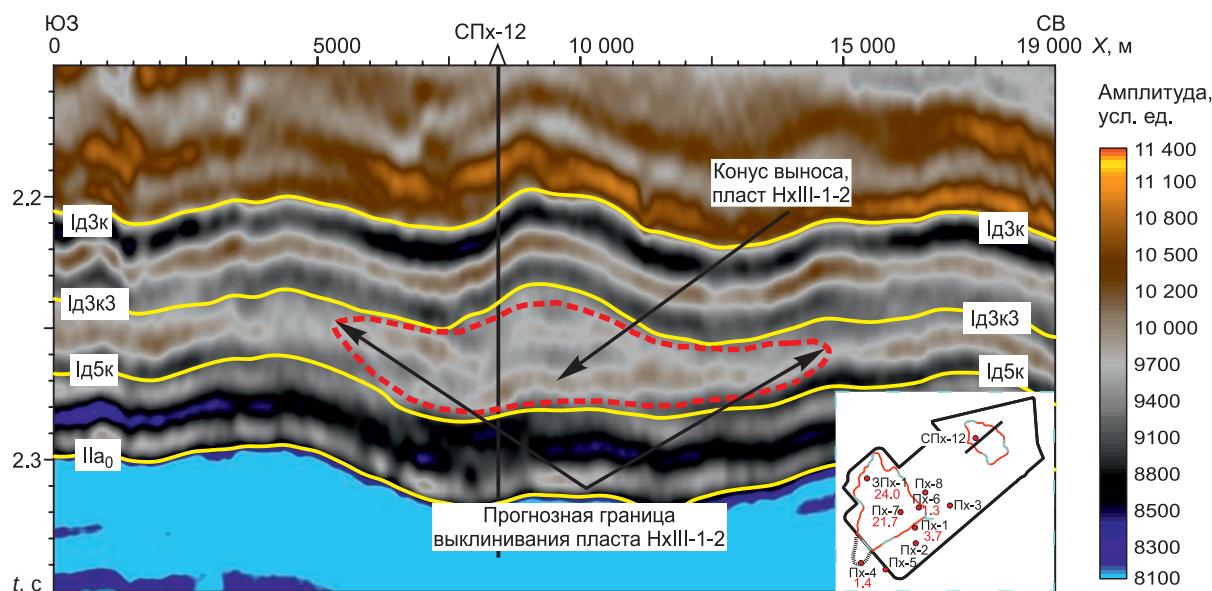


Рис. 7. Сейсмогеологический разрез по линии скважин Пх-7—Пх-1—Пх-2.



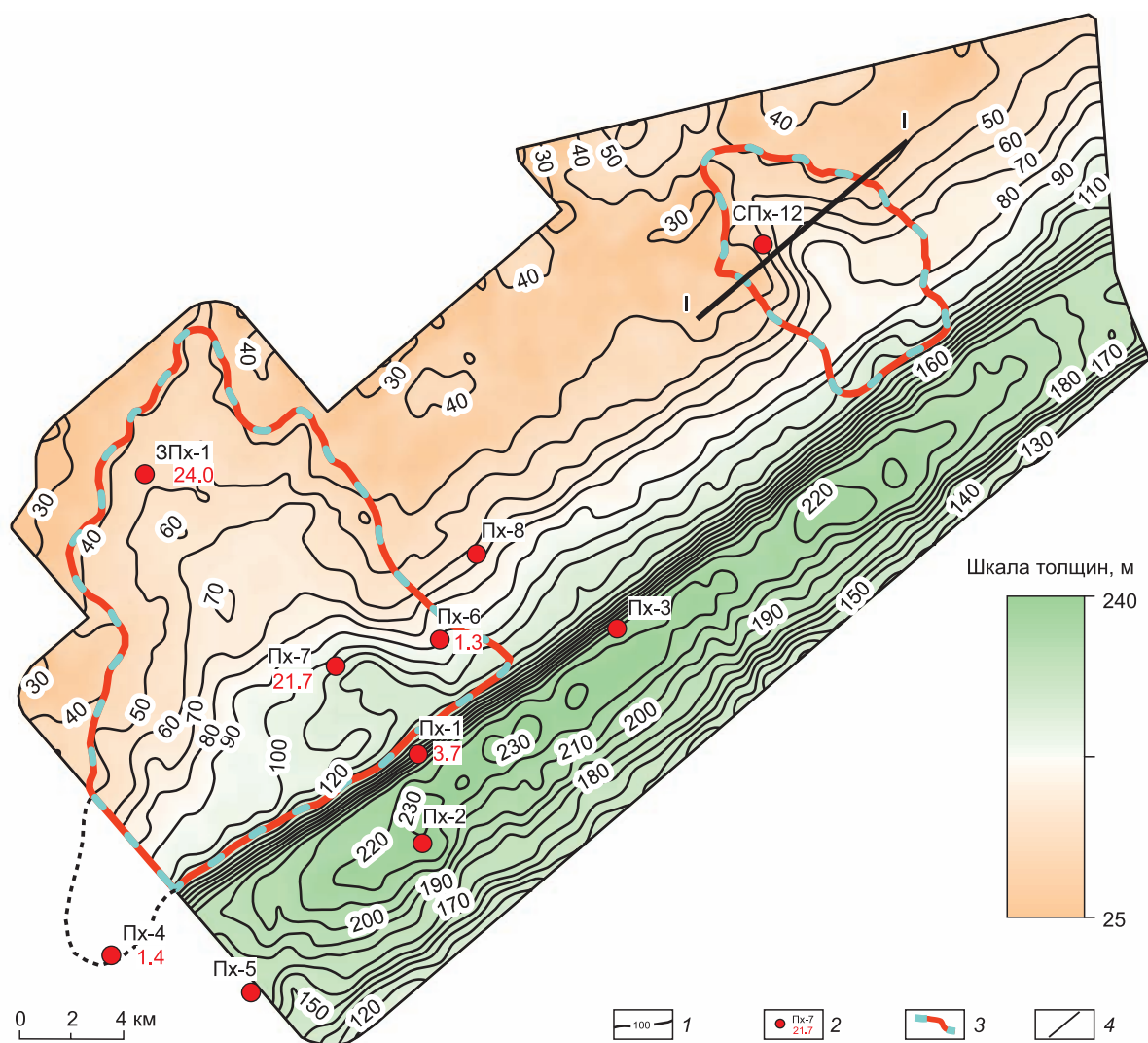


Рис. 9. Карта толщин между ОГ Id5k—I d3k3 (интервал залегания пласта АчНхIII).

1 — изопахиты отложений между ОГ Id5k и Id3k3; 2 — скважины (черные — площади и номер скважины, красные — эффективная мощность пласта НхIII); 3 — предполагаемая граница выклинивания пласта НхIII; 4 — линия разреза.

10 × 19 км, площадь 140 км². Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в верхнеюрских отложениях с глубиной залегания 3800 м.

Пайтурминская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной ЗНН на ПР 5519013, 0116623. Имеет максимальные размеры 17 × 38 км, площадь 370 км². Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в подошве верхнеюрских клиноформ с расчетной глубиной залегания 3900 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличение толщины на локальном участке и интенсивной амплитудной аномалией.

Боганидская ловушка выявлена в пределах Жданихинской возможной ЗНН на ПР 5519014, 5519004. Имеет максимальные размеры 25 × 28 км, площадь 430 км². Перспективы связаны с залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4100 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличение толщины на локальном участке, увеличение амплитуд в кровле, хаотичная запись в центре интервала.

Северо-Массоновская ловушка выявлена в Жданихинской возможной ЗНН на ПР 5919009, ПР 5919012. Имеет максимальные размеры 15 × 20 км, площадь 215 км². Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4000 м. Ловушка выделена по характерным признакам присутствия конуса выноса: наличие хаотичной записи и увеличением амплитуд в кровле.

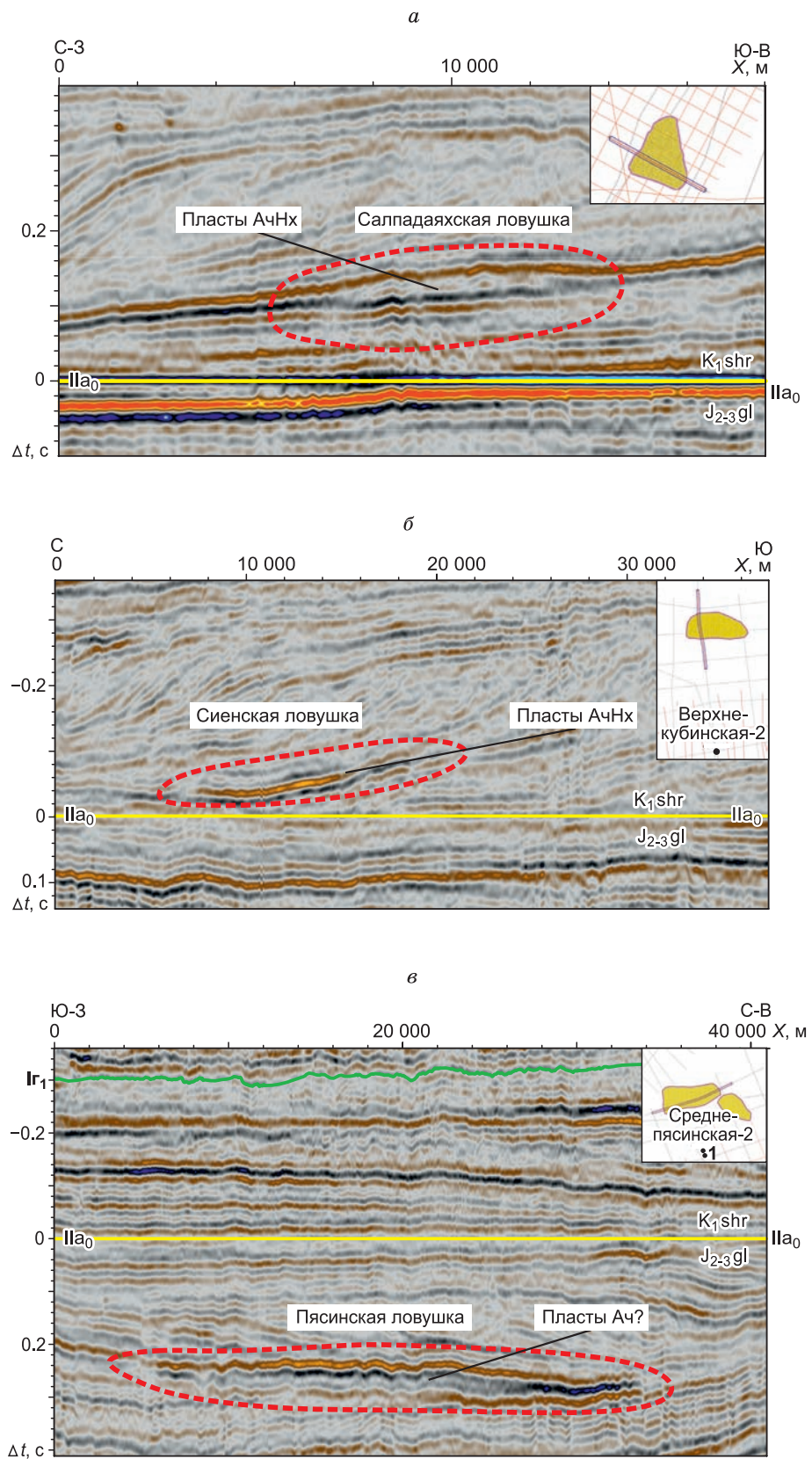


Рис. 10. (Начало).

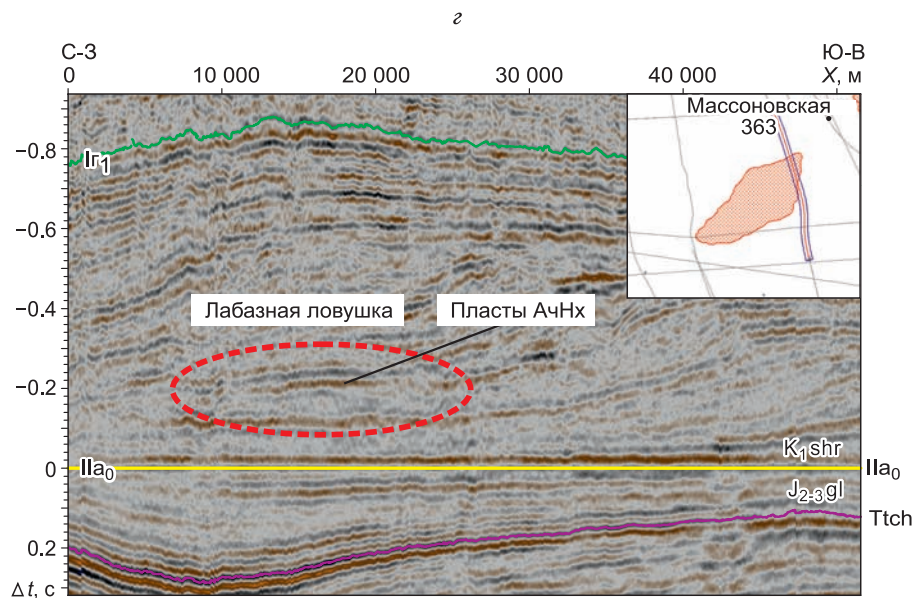


Рис. 10. Визуализация литологических ловушек на сейсмических разрезах, выровненных на ОГ IIa0.

ПР 4315006 (а), ПР 6210109 (б), ПР 6214408 (в), ПР 5519007 (г).

Лабазная ловушка выявлена в Жданихинской возможной ЗНН на ПР 5519007, 519013, имеет максимальные размеры 16×37 км, площадь 410 км². Ее перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3700 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличение толщины на локальном участке, увеличение амплитуд в подошве, наличие дополнительных осей синфазности в центре интервала (см. рис. 10, г).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керна и пластовых флюидов можно говорить о выявлении в ЕХРП четырех зон нефтенакопления, представленных совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых, литологически экранированных ловушках. Нефтенасыщенные коллекторы связаны с песчано-алевритовыми пластами «ачимовского типа», локализованными в конусах выноса неокомского и верхнеюрского клиноформных комплексов. С учетом размеров ЗНН можно говорить об ареале зон нефтенакопления, однако на данном этапе изученности это, по-видимому, является преждевременным.

Условия формирования прогнозируемых залежей едины и обусловлены эмиграцией углеводородных флюидов в «ачимовские» линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ яновстанской, гольчихинской свит и, возможно, шуратовской и малышевской, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

С позиций сеймостратиграфии и на основании анализа динамических характеристик сейсмической записи выявлены 11 крупных нефтеперспективных поисковых объектов, аналогичных по геологическому строению Пайяхскому нефтяному месторождению, что позволило обеспечить существенный прирост (около 1 млрд т) извлекаемых ресурсов нефти по категории Д1л.

Выделение ЗНН, прежде всего Пайяхской, подтвердило высокие перспективы нефтеносности Енисей-Хатангского прогиба, считавшегося ранее, по заключению специалистов ИНГГ СОРАН и СНИ-ИГГиМС, преимущественно газоносным. В связи с этим дальнейшие ГРП целесообразно сосредоточить на нераспределенном фонде в пределах выделенных Агапской, Пайтурминской и Жданихинской ЗНН.

В статье [Исаев, Поляков, 2019] установлена связь современных речных потоков с древней сетью питающих каналов, сформировавших те или иные конусы выноса. Показано, что крупнейший конус выноса Иркинский размерами 32×47 км и площадью свыше 1300 км² мог быть сформирован крупным водным потоком — ПротоЕнисеем. Можно предположить, что в центре и на востоке ЕХРП намеченная закономерность сохранится. Следовательно, наиболее крупные конусы выноса или их части (прирусловые валы) следует ожидать вдоль достаточно крупных рек Пясины, Агапа, Дудыпта и др. в местах их

пересечения с ЗНН. С этих позиций наиболее перспективными будут Пясинский, Сиенский, Шайтанский, Пайтурминский объекты, где рекомендуется выполнить поисковые сейсмические работы 2D с плотностью сети наблюдений 1.5—2.0 км/км² для подготовки объектов под поисковое бурение.

ЛИТЕРАТУРА

Афанасенков А.П., Пороскун В.И., Царев В.В., Евстратова И.А., Луговая О.В., Петров А.Л. О возможно пропущенных нефтяных оторочках в Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоне на примере Дерябинского месторождения // Геология нефти и газа, 2015, т. 1, № 2, с. 34—44.

Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мстиславская Л.П., Рожков Э.Л., Судариков Ю.А. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления / Ред. А.А. Бакиров. М., Недра, 1982, 238 с.

Болдушевская Л.Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты: Автореф. дис.... к. г.-м. н. Красноярск, КНИИГиМС, 2001, 26 с.

Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Унгер А.В., Кравченко М.Н., Обухов А.Н. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // Нефть и газ, ЕВРАЗИЯ, 2017, № 2, с. 44—51.

Исаев А.В., Поляков А.А. Пайяхская зона нефтенакпления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019, т. 14, № 4, с. 247—280.

Исаев А.В., Девятов В.П., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа, 2010, № 4, с. 13—23.

Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015, т. 10, № 3, с. 138—161.

Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 1236—1252.

Климова Е.Н., Кучерявенко Д.С., Поляков А.А. Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018, т. 13, № 1, с. 177—193.

Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах // Геоинформатика, 2000, № 3, с. 67—82.

Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008, т. 3, № 2, с. 183—213.

Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа, 2011, № 5, с. 48—55.

Успенская Н.Ю. Месторождения гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 1—8.

Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 5—6, с. 52—57.

*Поступила в редакцию 23 июня 2021 г.,
принята в печать 9 декабря 2021 г.*