

УДК 553.98.04:551.763.12(571.511)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18

Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба

© 2021 г. | А.В. Исаев, И.А. Хилько

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; lis@sniiggims.ru; hilko_ivan@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 25.01.2021 г.

Принята к печати 04.02.2021 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; клиноформный комплекс; геолого-разведочные работы; зоны нефтенакпления; литологические ловушки; ресурсы нефти.*

Аннотация: Основной задачей геолого-разведочных работ в регионе с позиции экономической эффективности является поиск нефтяных залежей, приуроченных к литологическим и структурно-литологическим ловушкам, широко распространенным в клиноформном комплексе. Новые данные, полученные в 2014–2020 гг. в результате проведения геолого-разведочных работ как силами недропользователей, так и в рамках государственных программ, дают основание для существенного расширения площади высокоперспективных земель и выделения самостоятельных зон нефтенакпления в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского регионального прогиба. Рассмотрены особенности строения клиноформного комплекса, установлены критерии выделения зон нефтенакпления и конкретных нефтеперспективных объектов, что позволило существенно повысить прогнозную оценку ресурсов нефти.

Для цитирования: Исаев А.В., Хилько И.А. Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18.

Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough

© 2021 | A.V. Isaev, I.A. Khilko

SNIIGGiMS, Novosibirsk, Russia; lis@sniiggims.ru; hilko_ivan@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 25.01.2021

Accepted for publication 04.02.2021

Key words: *Yenisei-Khatanga regional trough; clinoform sequence; geological exploration; zones of oil accumulation; stratigraphic traps; oil resources.*

Abstract: In terms of commerciality, the primary objective of exploration activities in the region is a prospecting for oil pools associated with stratigraphic and hybrid traps widely occurring in the clinoform sequence. New data were obtained in 2014–2020 as a result of exploration activities carried out both by subsoil users and within the framework of state programs. These data make possible the considerable enlargement of high-promising territories and identification of independent oil accumulation zones in the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga regional trough. The authors discuss architecture of the clinoform sequence, define the criteria to identify oil saturation zones and certain oil-promising objects, which made it possible to provide substantial growth of oil resources.

For citation: Isaev A.V., Khil'ko I.A. Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.

Введение

На современном этапе изученности, в результате комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керн и пластовых флюидов, можно судить о выявлении на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба четырех крупных зон нефтенакпления, представленных совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых литологически экранированных ловушках ачимовского типа в бассейновых частях неокотских и верхнеюрских клиноформ.

Актуальность выделения и изучения зон нефтенакпления обусловлена появлением новых зна-

чимых результатов геолого-разведочных работ. В 2014–2020 гг. в регионе пробурено 12 поисковых скважин, отработано 1100 км² 3D и около 20 000 км² 2D-сейсморазведки, что позволило уточнить геологическое строение клиноформного комплекса, оценить ресурсный потенциал территории и наметить существенный прирост извлекаемых запасов нефти более чем в 1 млрд т [1].

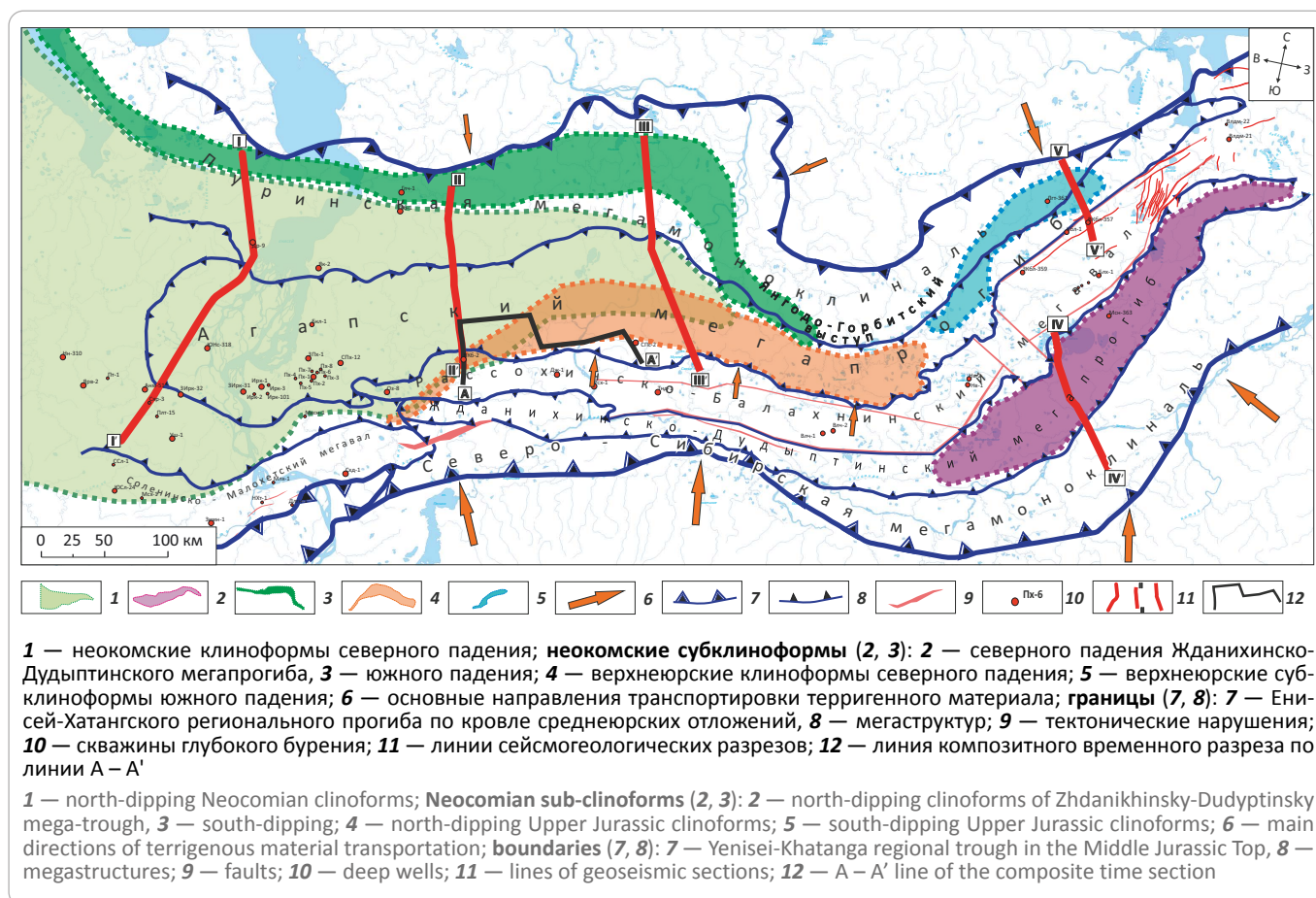
Основываясь на опыте работ по многозалежному Пайяхскому нефтяному месторождению и учитывая всю совокупность геолого-геофизических и геохимических данных, Пайяхская зона нефтенакпления была ранее установлена в юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [1]. Продук-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Схема распространения клиноформ разных типов на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба

Fig. 1. Scheme of different clinof orm type occurrence in the territory of the Yenisei-Khatanga regional trough



тивность ловушек ачимовского типа в Пайяхской зоне нефтенакопления доказана на Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Иркинской, Западно-Иркинской, Средне-Яровской, Турковской и предполагается по данным ГИС на Байкаловской, Агапской, Кубинской, Казак-Яхской и других площадях.

По аналогии в подошве клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба выделены еще три возможные зоны нефтенакопления: Агапская (в центре Агапского мегапрогиба), Жданихинская (в восточной части Дудыптинско-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 на территории исследований описаны намеченные границы зон нефтенакопления, дан прогноз локальных объектов, выполнена прогнозная оценка их ресурсного потенциала, а также представлены приоритетные направления геолого-разведочных работ.

Сейсмогеологическая модель клиноформного комплекса

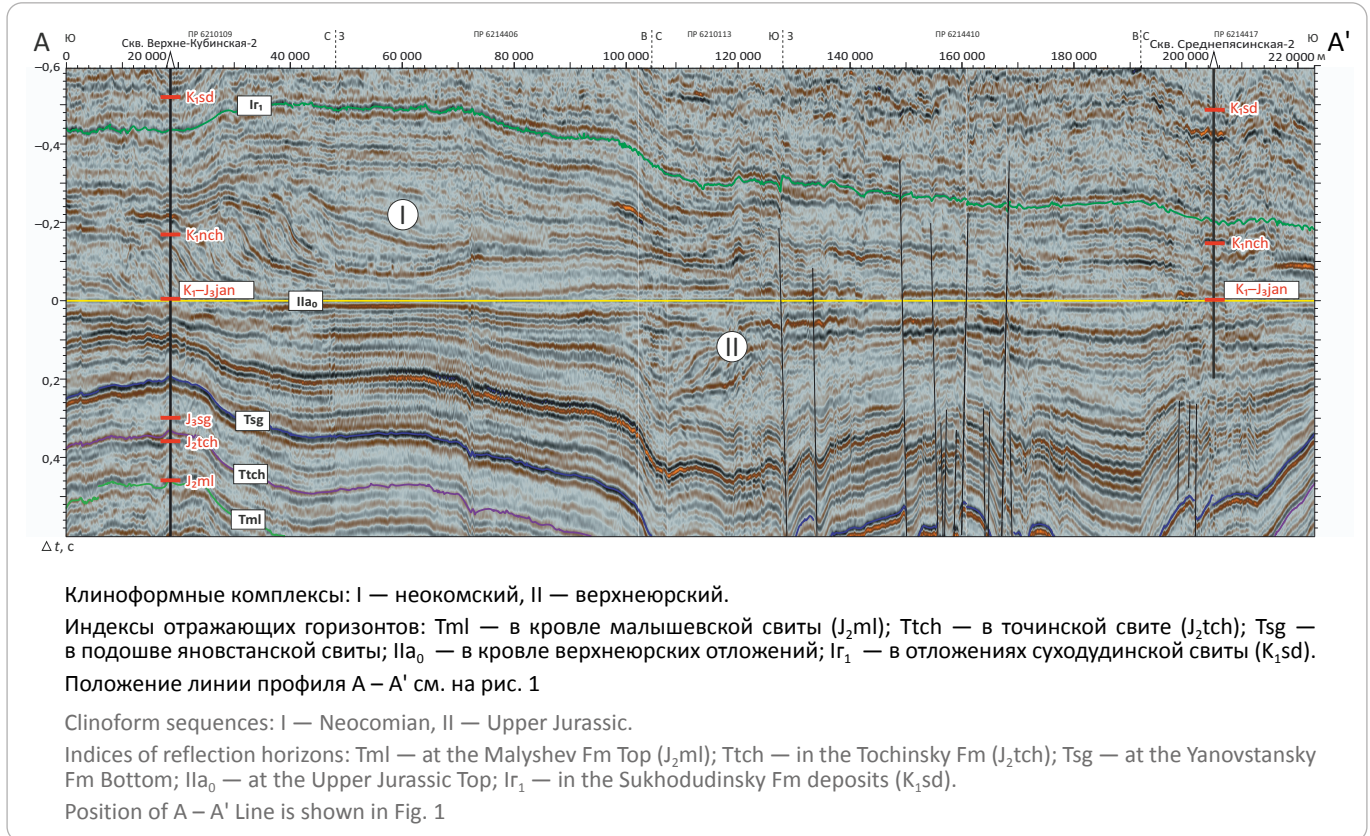
Клиноформный комплекс имеет широкое распространение в Енисей-Хатангском региональном прогибе и характеризуется значительным разнообразием как по числу клиноформ, их выразительности, направлению падения, так и по источникам сноса, возрасту формирования.

Для определения строения клиноформного комплекса было проанализировано более 50 000 км временных разрезов. Установлено, что комплекс в той или иной степени развит в пределах всех основных современных структурно-тектонических элементов Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 1) — как отрицательных (Агапский и Жданихинско-Дудыптинский мегапрогибы), так и положительных (Танамская мезотерраса, Пуринская мегамоноклираль, а также западное окончание Рассохинско-Балахнинского мегавала), что свидетельствует о постседиментационном формировании данных структур.

Основную площадь (более 120 000 км²) занимают неокомские клиноформы субширотного простирания и северного (северо-западного) падения, источником которых была *Сибирская платформа*. Вдоль

Рис. 2. Композитный временной разрез по линии А – А' (профили 0210109 – 62144406 – 0210113 – 6214410 – 6214417), выровненный на отражающий горизонт IIa₀ (кровля верхнеюрских отложений)

Fig. 2. Composite time section along A – A' Line (survey lines 0210109 – 62144406 – 0210113 – 6214410 – 6214417) flattened to IIa₀ Reflector (the Jurassic Top)



северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба выделены неокомские субклиноформы южного падения (см. рис. 1), источником сноса которых являлся Горный Таймыр.

Характерной особенностью клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба является возрастное скольжение не только верхней, но и нижней его границы. Выполненная синфазная корреляция сейсмического горизонта IIa₀, приуроченного к кровле верхнеюрских отложений, с привязкой к скважинам Озерные-8, 10, Верхне-Кубинская-2, Средне-Пясинская-2, Кубалахская-1, Логатская-361, Восточно-Кубалахская-357 позволяет утверждать, что на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба наиболее древние клиноформы имеют позднеюрский возраст (рис. 2).

Следовательно, можно констатировать, что в Енисей-Хатангском региональном прогибе развито 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-Балахнинский мегавал, в ядре которого частично размыты 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.

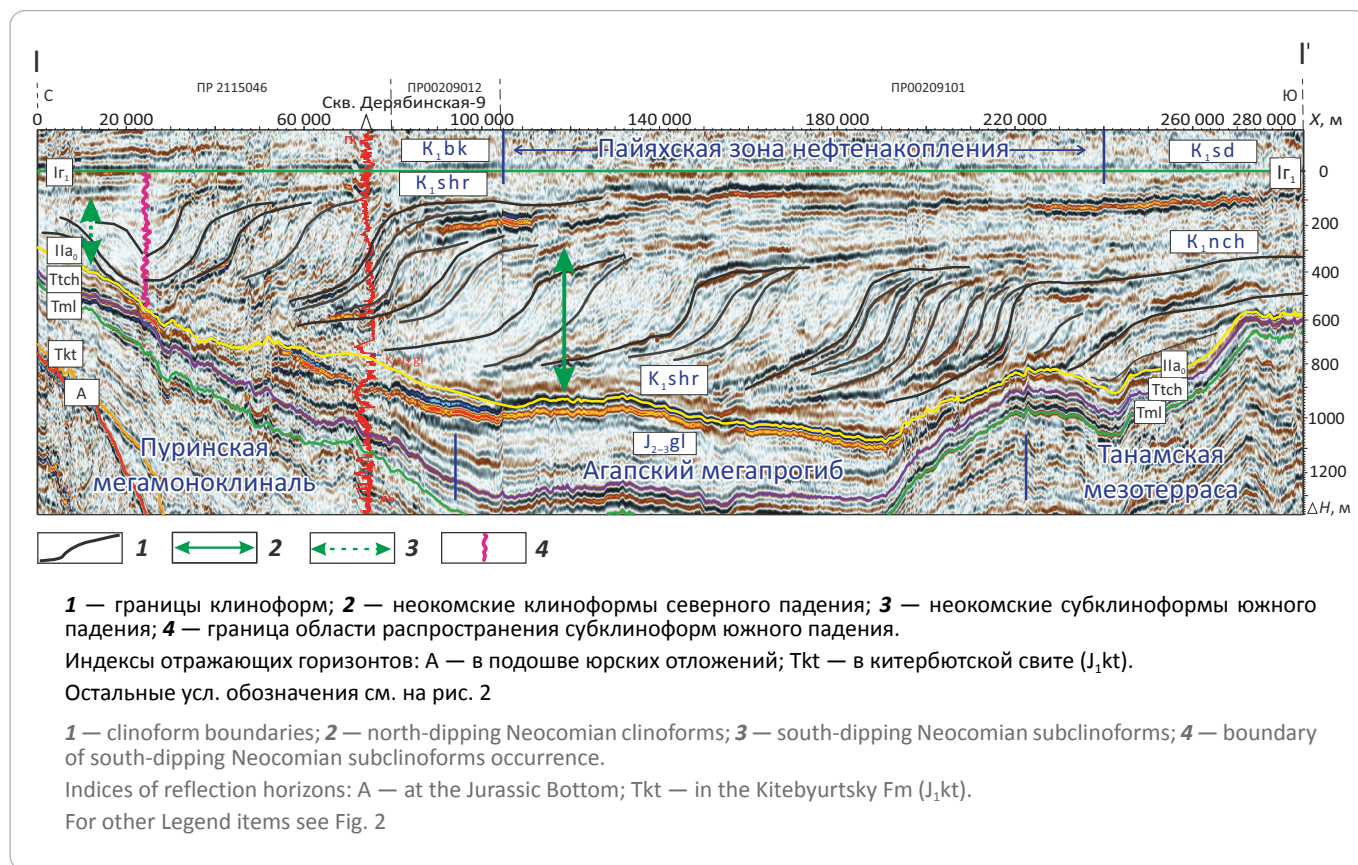
По рисунку волнового поля временных разрезов в пределах неокомского клиноформного комплекса выделено до 25 отдельных клиноформ. Границам клиноформ соответствуют достаточно выдержанные глинистые пачки, сформировавшиеся в периоды максимальных трансгрессий и являющиеся достаточно сильными отражающими границами, что позволяет изучать внутреннее строение клиноформного комплекса по данным сейсморазведки. Несмотря на легко выявляемый общий региональный тренд простирания клиноформ, каждая из них может существенно отличаться от линейной структуры. Так, меняющаяся волновая картина и число клиноформ даже между близко расположенными профилями свидетельствуют о сложной, «черепичной» структуре комплекса. Таким образом, прослеживание отдельных клиноформ на всей территории 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.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии I – I'

Fig. 3. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along I – I' Line



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

Наибольшее число клиноформ отмечено на юго-западе Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 3).

При движении с юго-запада на северо-восток число клиноформ постепенно уменьшается до 7–12 (рис. 4, 5), а их границы выполаживаются и в восточной части Агапского прогиба, на меридиане 96° , происходит выполаживание 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 до 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 100–150 м (см. рис. 3–5).

В пределах Жданихинского мегапрогиба оконтурен отдельный неокомский комплекс клиноформ и субклиноформ, число которых не превышает семи. Клиноформы здесь без ярковыраженного депоцентра, высота их достигает 300 м (рис. 6).

Верхнеюрский клиноформный комплекс характеризуется значительно меньшим числом клиноформ и субклиноформ (3–7), их слабой выразительностью и небольшой амплитудой (до 250 м) (см. рис. 5). В восточном направлении число и амплитуда юрских клиноформ растут, в то время как выразительность и число нижнемеловых клиноформ снижаются. Площадь развития верхнеюрского комплекса с клиноформами северного падения составляет $13\,000\text{ км}^2$, размеры — $430 \times 40\text{ км}$. Верхнеюрский комплекс субклиноформ южного падения наименее распространен и занимает площадь 4300 км^2 , размеры — $200 \times 25\text{ км}$. Здесь выделено от 2 до 4 достаточно выраженных субклиноформ высотой до 150–200 м (рис. 7). Максимальные размеры комплекса — $360 \times 55\text{ км}$, площадь — $12\,600\text{ км}^2$ (см. рис. 1).

Рис. 4. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии II – II'
Fig. 4. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along II – II' Line

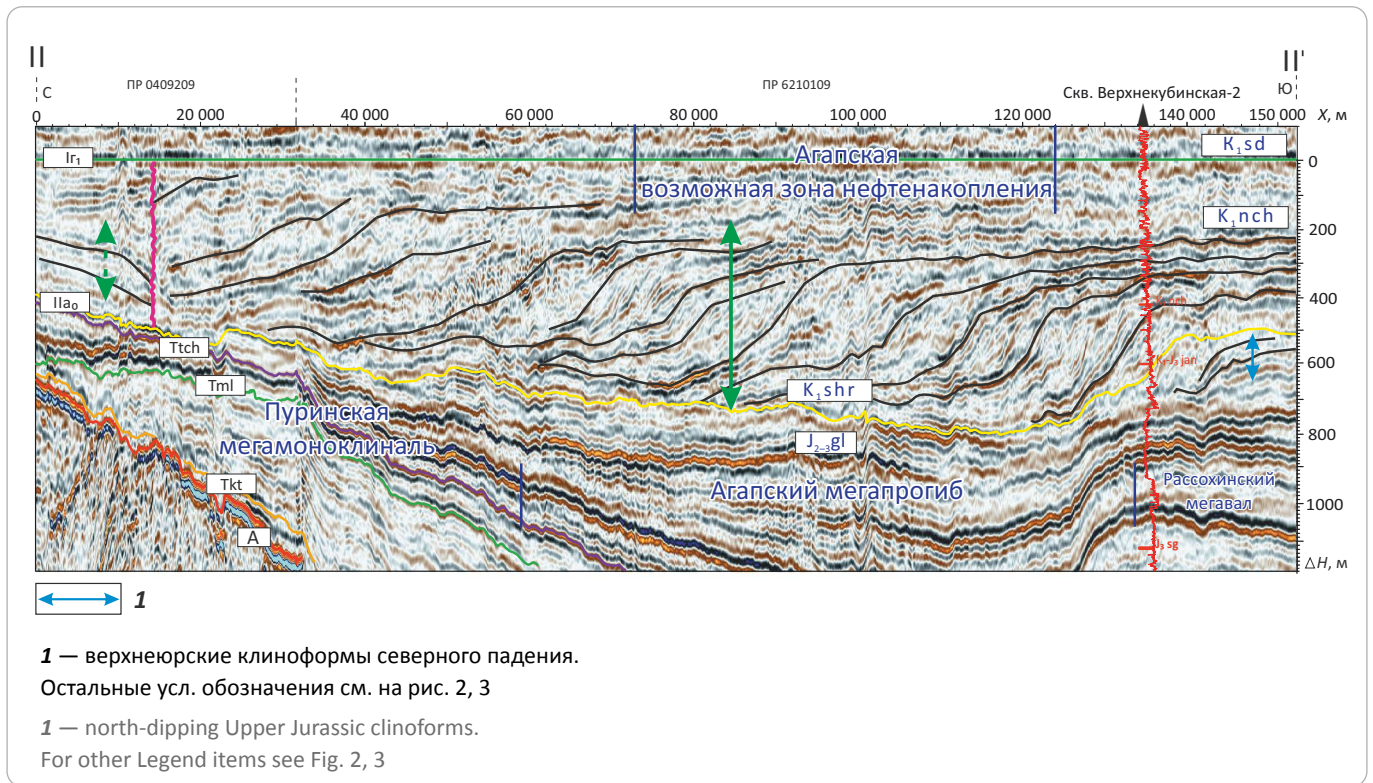
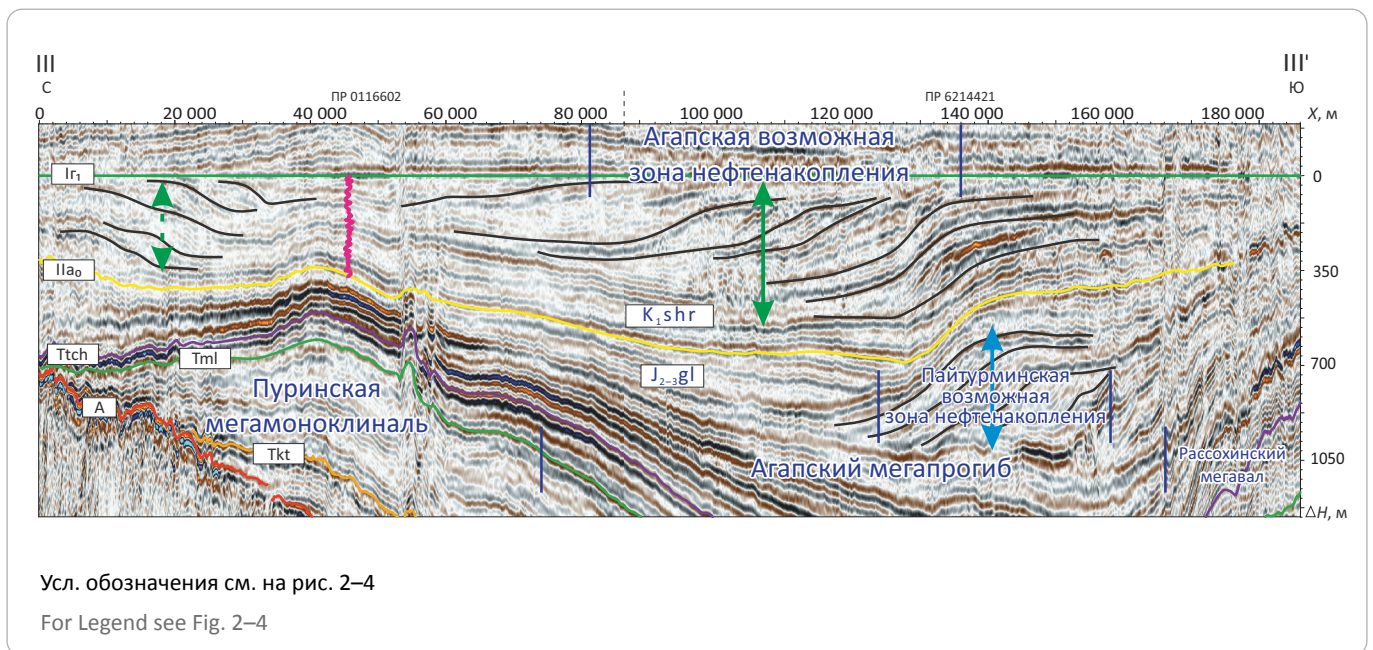


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии III – III'
Fig. 5. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along III – III' Line



На настоящее время доказана нефтеносность неокомского комплекса в юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Установлено, что основные перспективы открытия нефтяных

месторождений связаны с литологическими ловушками в конусах выноса бассейновых частей клиноформ, результаты изучения которых за последние годы приведены в ряде работ [1–3].



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии IV – IV'
Fig. 6. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along IV – IV' Line

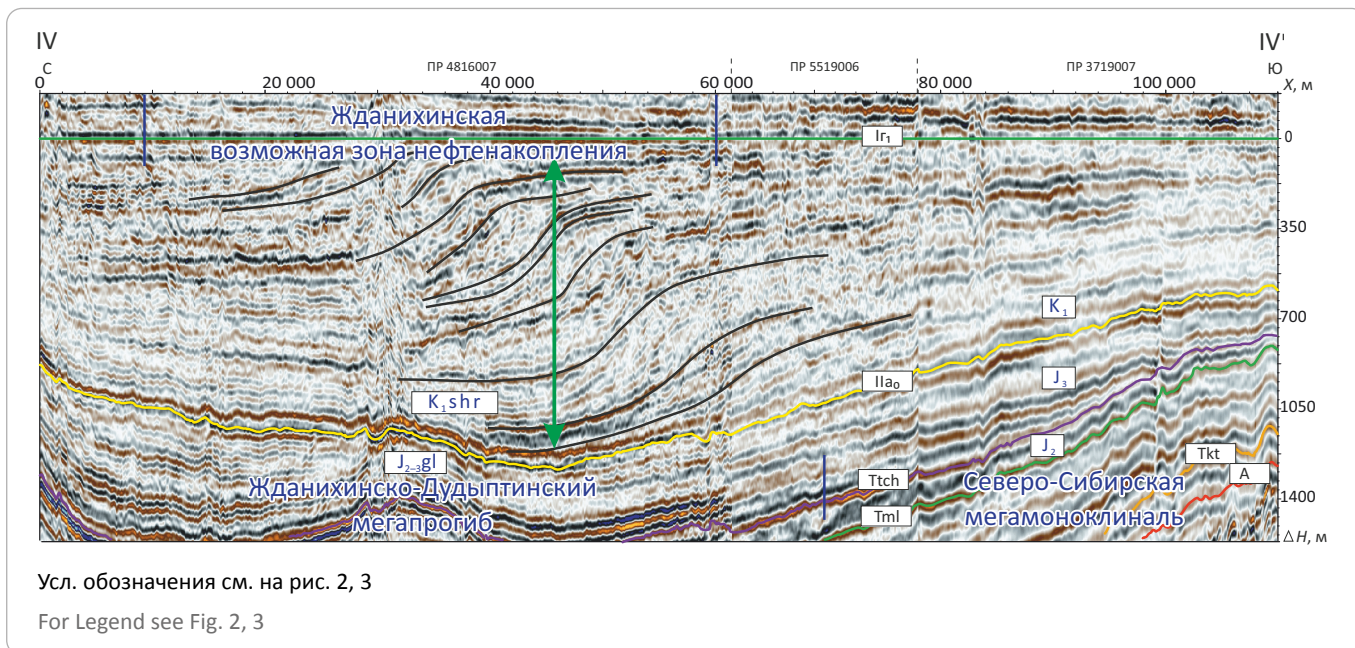
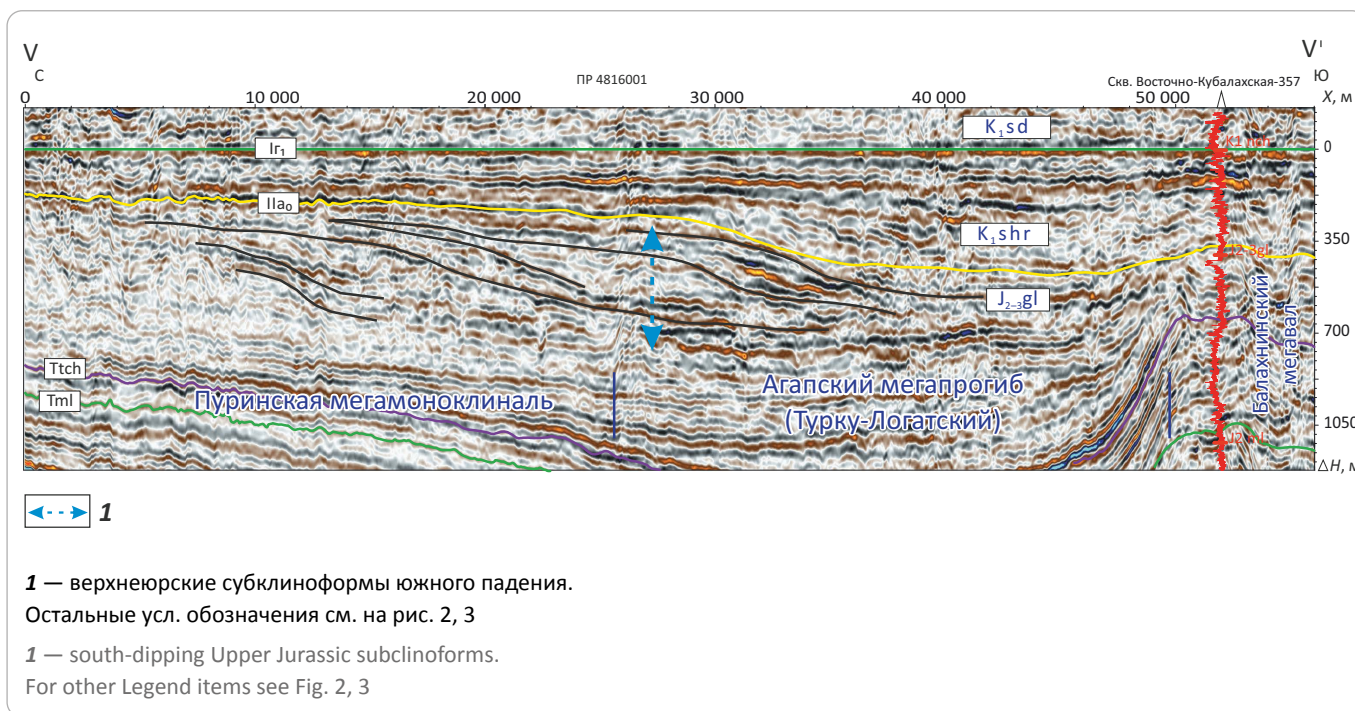


Рис. 7. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии V – V'
Fig. 7. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along V – V' Line



С позиций экономической эффективности нефтяные компании заинтересованы в наращивании в регионе прежде всего запасов и ресурсов нефти, поэтому основной задачей геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангском региональном прогибе является поиск нефтяных залежей. Основываясь на опыте работ по Пайяхскому нефтяному месторождению и учитывая всю совокупность геолого-геофизических

и геохимических данных, в подошве клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба выделено четыре зоны нефтенакопления.

Критерии выделения зон нефтенакопления

Точного определения термина «зона нефтегазонакопления», впервые введенного И.О. Бродом в 1951 г., до сих пор нет, однако чаще всего он исполь-

зуется как элемент нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий по площади больших, чем месторождение, но меньших, чем нефтегазоносный район. Существует множество определений зон нефтегазонакопления, и в целом следует согласиться с мнением А.А. Бакирова о том, что термин «зона нефтенакпления» не имеет строгого определения, поскольку в него вкладываются различные по существу содержания [4].

Авторами настоящей статьи, с учетом тематических публикаций Н.Ю. Успенской [5] и О.М. Прищепы [6], 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 нефтегазоносности, соответствует понятию «trend» в зарубежной литературе, а в случае палеогеологического контроля (как и в границах выделенных зон нефтенакпления) — понятию «play».

С учетом изложенного и на основании ранее опубликованных и фондовых работ специалистов ведущих научно-исследовательских организаций и производственных объединений (СНИИГТиМСа, ВНИГНИ, ИНГТ СО РАН, РН-КрасноярскНИПИнефть, ОАО «Таймыргеофизика» и др.), посвященных теоретическим и практическим вопросам нефтегазовой геологии Енисей-Хатангского регионального прогиба, авторы статьи приняли следующие критерии выделения зон нефтенакпления.

1. Распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа в составе нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела и верхней юры, формирование которых происходило в условиях проградационного заполнения некомпенсированного бассейна [1, 3].

2. Их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе [1, 7], включающей нефтегазоматеринские толщи яновстанской, гольчихинской свит. Специалисты ИНГТ СО РАН [8] также выделяют в качестве нефтематеринских среднеюрские (мальшевская свита) и частично нижнемеловые (шуратовская свита) породы наряду с верхнеюрскими отложениями.

С этих позиций пространственные границы зон нефтенакпления определяются, помимо п. 1., границами областей катагенетической преобразованности рассеянного ОВ, достаточной для реализации нефтематеринского потенциала нефтегазоматеринской толщи. Косвенным подтверждением активного

нефтеобразования, при наличии даже небольшого нефтегенерационного потенциала керогена, служит аномально высокое пластовое давление, отмеченное в скважинах ранее выделенной Пайяхской зоны нефтенакпления и обусловленное упругой энергией УВ-флюидов, эмигрирующих в ачимовские линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для всех выделенных зон нефтенакпления.

Судя по углепетрографическим данным, нефтегазоматеринские отложения до глубин около 4 км еще не вышли из главной зоны нефтеобразования, а ее верхняя граница расположена на глубинах 3,2–3,4 км [9]. С учетом имеющихся данных о катагенетической преобразованности рассеянного ОВ установлено, что наибольшей степени реализации нефтематеринского потенциала в границах территории исследований характеризуются Агапский и Жданихинский мегапрогибы.

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 (более 50 скважин) и проведены по изогипсе –3200...–3400 м (кровля основной нефтегазоматеринской толщи), что соответствует главной зоне нефтеобразования. Для Жданихинского мегапрогиба главная зона нефтеобразования, вероятнее всего, будет глубже. В скв. Массоновская-363, пробуренной в восточной части прогиба, в интервале глубин 4198–4209 м вскрыта пачка черных аргиллитов мощностью 10 м. 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 МК₂ ($T_{max} = 445\text{ }^{\circ}\text{C}$), что характеризует эти породы как возможный источник жидких УВ. Поэтому границы зон нефтенакпления в прогибе проведены по изогипсе –4100 м.

В итоге по комплексным геолого-геофизическим и геохимическим данным на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба выделено четыре зоны нефтенакпления (рис. 8).

1. Пайяхская установленная зона нефтенакпления размером 300 × 170 км и площадью около 30 000 км².

2. Агапская возможная зона нефтенакпления размером 400 × 40 км и площадью более 14 000 км².

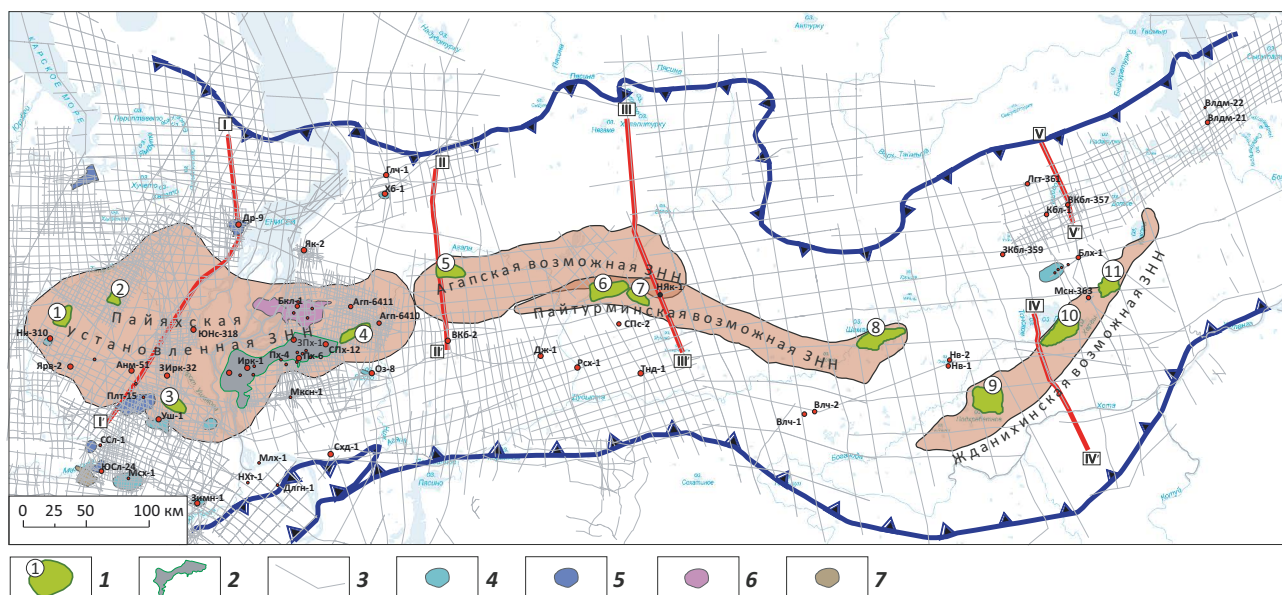
3. Жданихинская возможная зона нефтенакпления размером 260 × 30 км и площадью 6 300 км².

4. Пайтурминская возможная зона нефтенакпления размером 270 × 30 км и площадью 8 000 км² в верхнеюрском клиноформном комплексе.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Схема распространения зон нефтенакопления в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 8. Scheme of oil accumulation zones occurrence in the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga regional trough



1 — выявленные литологические ловушки (1 — Нанадынская, 2 — Салпадаяхская, 3 — Восточно-Бирюзовая, 4 — Агапская, 5 — Сиенская, 6 — Паясинская, 7 — Шайтанская, 8 — Пайтурминская, 9 — Боганидская, 10 — Лабазная, 11 — Северо-Массоновская); **2** — Пайяхское нефтяное месторождение; **3** — сейсмические профили; **месторождения (4–7): 4** — газовые, **5** — газоконденсатные, **6** — нефтегазоконденсатные, **7** — газонефтяные.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — identified stratigraphic traps (1 — Nanadyansky, 2 — Salpadayakhsky, 3 — East Biryuzovy, 4 — Agapsky, 5 — Siensky, 6 — Pyasinsky, 7 — Shaitansky, 8 — Paityrminsky, 9 — Boganidsky, 10 — Labazny, 11 — North Massonovsky); **2** — Paiyakhsky oil field; **3** — seismic survey lines; **fields (4–7): 4** — gas, **5** — gas condensate, **6** — oil and gas condensate, **7** — gas and oil.

For other Legend items see Fig. 1

Первые три зоны нефтенакопления относятся к неокомскому клиноформному комплексу.

Перспективные локальные объекты и критерии их выявления

Характеристика потенциально перспективных ловушек нефти дана по результатам работ на Пайяхском нефтяном многозалежном месторождении [1, 7]. В границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории выполнено свыше 3600 км (в том числе в акватории р. Енисей) 2D и 700 км² 3D сейсморазведочных работ, пробурено 14 скважин, вскрывших нефтенасыщенные песчаники группы АчНхI, II, III, IV в конусах выноса в нижней части разреза шура-товской свиты (ранний берриас – валанжин).

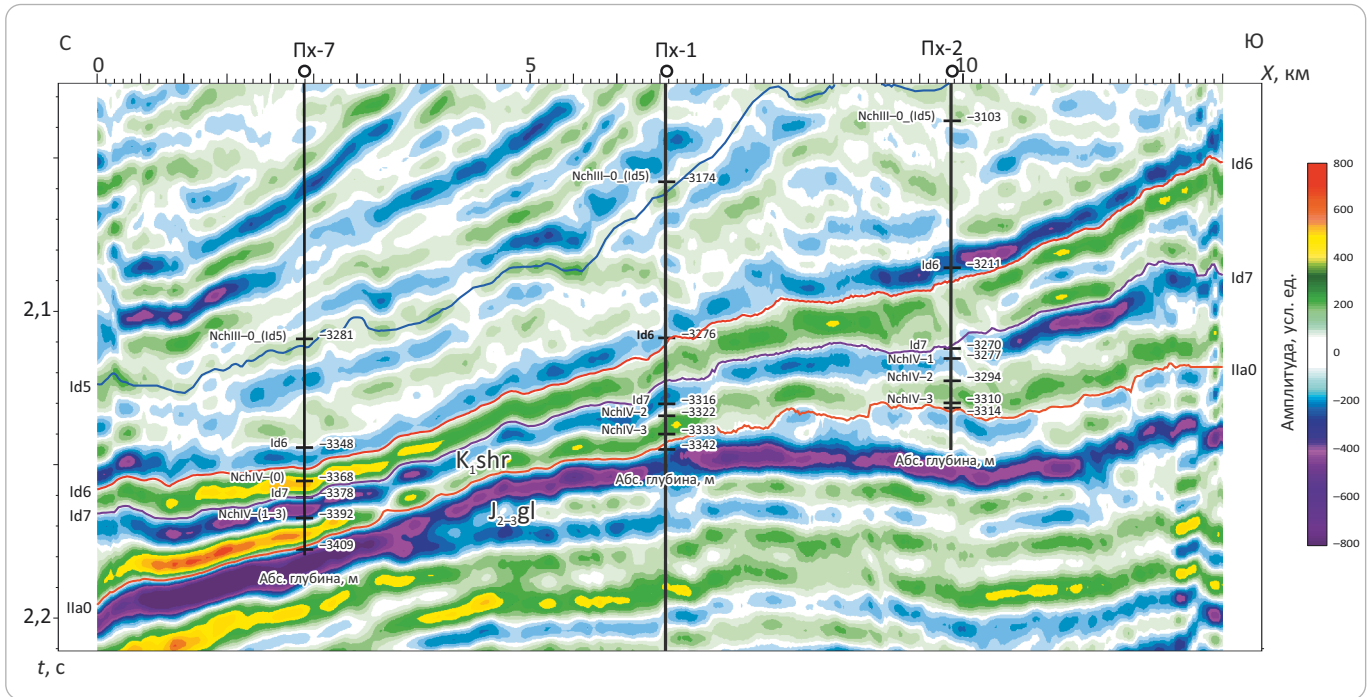
В это время осадконакопление в регионе контролировалось в основном эвстатическими колебаниями уровня Сибирского моря с формированием отложений, типичных для нижнемеловых клиноформных образований всего Западно-Сибирского бассейна. На фоне закономерного изменения толщин, характерного для клиноформных отложений, в бассейновых частях видны «раздувы», присущие отдельным конусам выноса или их комбинациям. Все эти конусы

выноса, как показало бурение скважин ЗПх-1; Пх-4, 6–8, 12; Ирк-1–3, 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 их весьма сложное строение, что предопределяет сложный характер распределения коллекторов. Все пласты отделены друг от друга значительными по мощности пачками аргиллитов, которые могут быть надежными покрывками, 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 [7]. Наиболее эффективным при этом является атрибут амплитуда.

Рис. 9. Сейсмогеологический разрез по линии скважин Пх-7 – Пх-1 – Пх-2

Fig. 9. Geoseismic section along the line of Пх-7 – Пх-1 – Пх-2 wells



На Пайяхском нефтяном месторождении установлено, что в волновом поле временных разрезов нефтегазонасыщенные литологические ловушки выделяются резким увеличением амплитуд в подошве конуса выноса (рис. 9) 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 двукратного значения), что приводит к увеличению толщин интервалов разреза с большим содержанием песков, появлению дополнительных осей синфазности и хаотичной записи (рис. 10).

По результатам интерпретации данных 3D-сейсморазведочных работ в 2017 г. на северо-востоке Пайяхской площади был спрогнозирован конус выноса пласта АчНхIII, подтвержденный бурением скв. СПх-12 в 2018 г. (рис. 11). Нефтенасыщенные песчаники толщиной 37 м были вскрыты на глубине 3460 м. Приведенный пример характеризует их достаточно большую толщину. При меньших толщинах пластов их выделение в волновом поле будет затруднено, а при толщинах менее 10 м диагностика конусов выноса будет проблематична.

На основании установленных критериев был выполнен анализ разрезов ОГТ (более 50 000 км) по всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба для выявления нефтеперспективных объектов в бассейновых частях клиноформ. В итоге было выяв-

лено 11 крупных литологических ловушек (см. рис. 8), перспективы которых связаны с пластами АчНхI-IV или их аналогами. Из-за редкой сети профилей (особенно на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба) небольшие по размерам и площади ловушки могли быть пропущены.

Нанадянская ловушка выявлена на западе Пайяхской зоны нефтенакопления на профиле 4887014. Может иметь максимальный размер 11 × 18 км, площадь 160 км². Ловушка выделена по интенсивной амплитудной аномалии. Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3600 м.

Восточно-Бирюзовая ловушка оконтурена на Таманской мезотеррасе в пределах Пайяхской зоны нефтенакопления на профилях 0412304, 0900020 и др. Имеет максимальный размер 10 × 21 км, площадь 160 км². Ловушка выделена по интенсивной амплитудной аномалии. Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3200 м.

Салпадаянская ловушка предполагается на западе Пайяхской зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и характерному увеличению толщин (рис. 12) на профилях 4315006, 4315026 и др. Имеет максимальный размер 10 × 12 км, площадь более 100 км². Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3600 м.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Фрагмент временного разреза по линии I – I' (кросслайн 5632), Пайяхское месторождение
Fig. 10. Fragment of time section along I – I' line (crossline 5632), Paiyahsky field

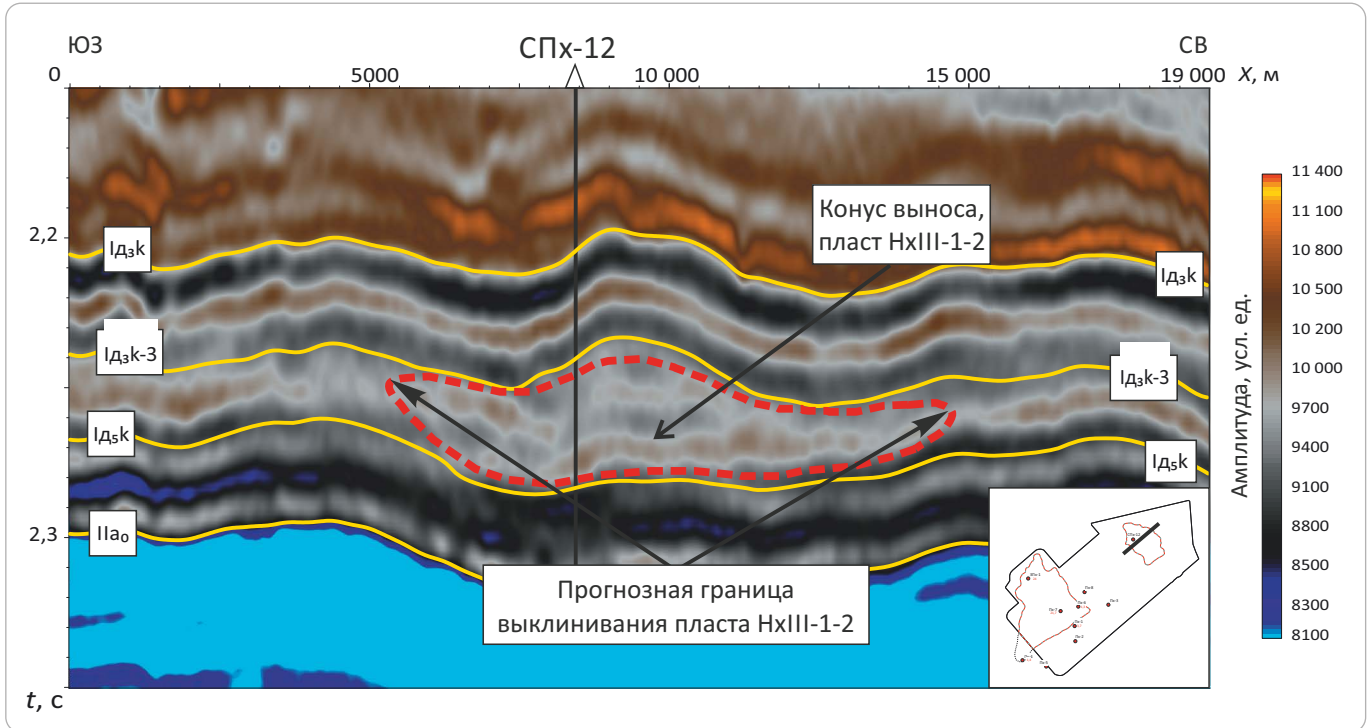


Рис. 11. Карта толщин между ОГ IД5k и IД3k3 (интервал залегания пласта АчНхIII)
Fig. 11. Thickness map between IД5k and IД3k3 reflectors (interval of AчNkhIII layer occurrence)

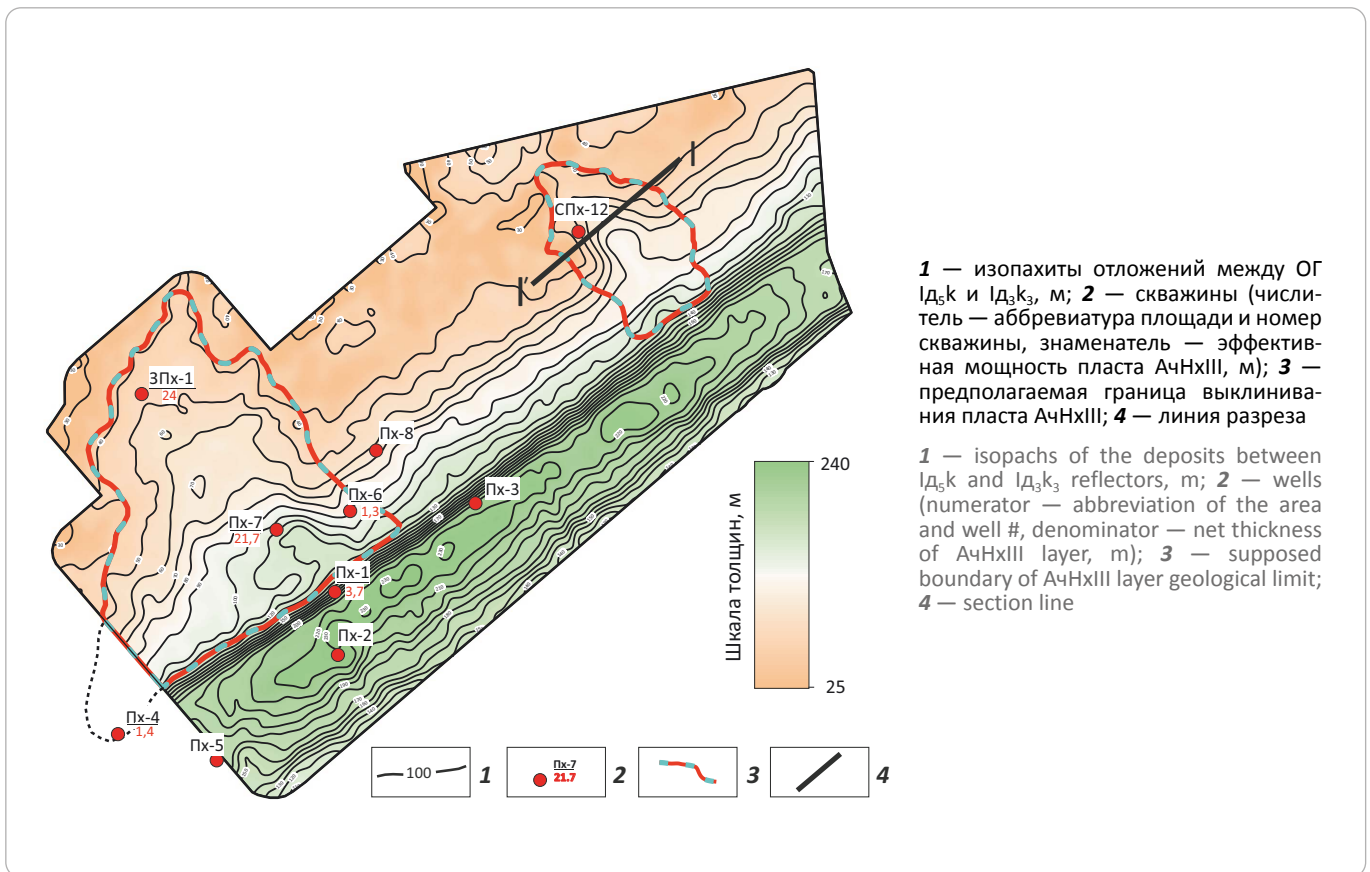


Рис. 12. Визуализация Салпадаяхской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 4315006

Fig. 12. Visualization of Salpadayakhsky stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 4315006

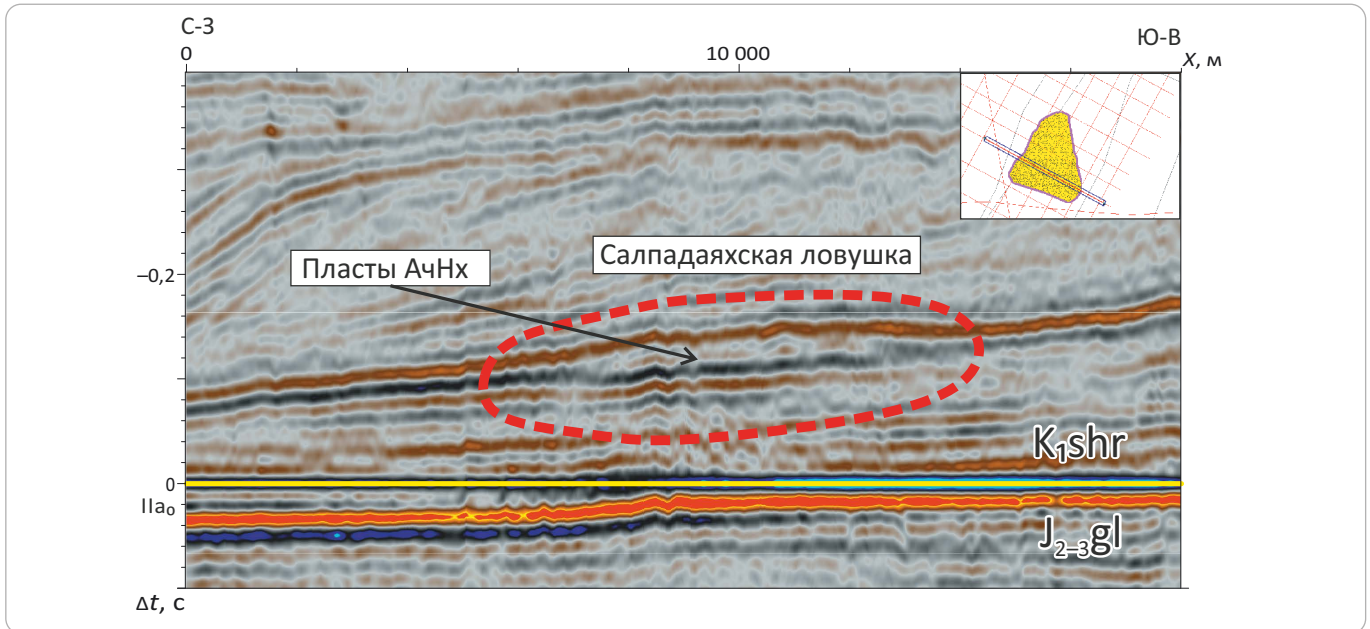
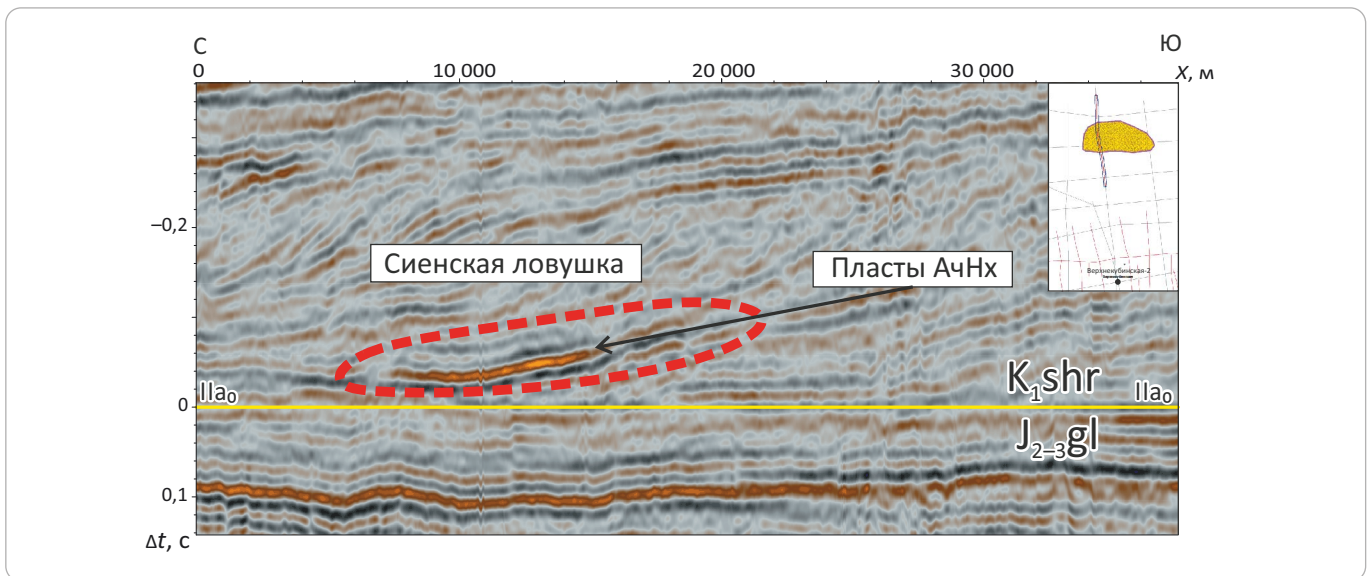


Рис. 13. Визуализация Сиенской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 6210109

Fig. 13. Visualization of Siensky stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 6210109



Агапская ловушка установлена на востоке Пайяхской зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии на профилях 6812035, 6812003 и др. С большой долей вероятности объект может быть продолжением Пайяхского месторождения. Имеет максимальные размеры 10 × 25 км, площадь 160 км².

Сиенская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Агапской возможной зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и форме записи на профилях 6214402, 6210109 (рис. 13). Имеет максимальный размер 11 × 23 км, площадь

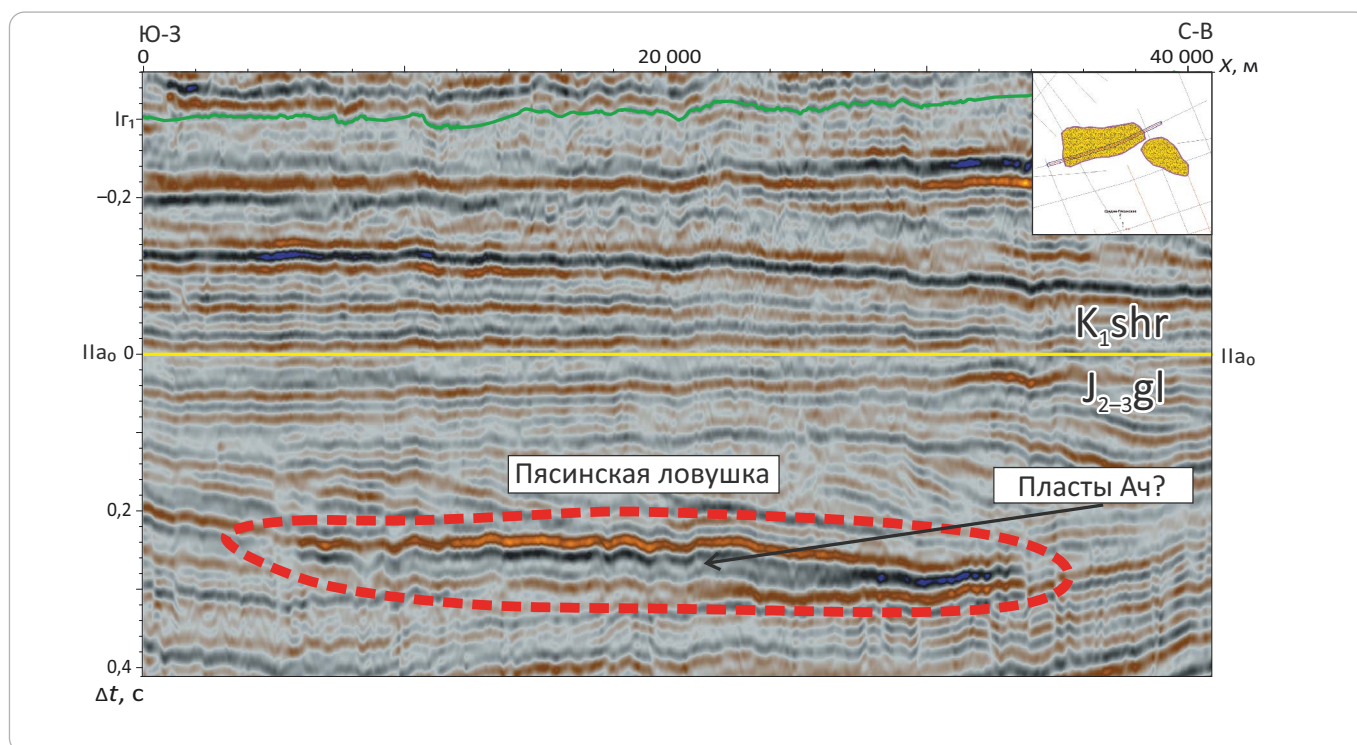
210 км². Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4000 м.

Пясинская ловушка установлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и форме записи на профилях 6214402, 6210109 (рис. 14). Имеет максимальный размер 16 × 30 км, площадь 315 км². Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в верхнеюрских отложениях с расчетной глубиной залегания 3800 м.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 14. Визуализация Пясинской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ II_{а0}, профиль 6214408
 Fig. 14. Visualization of Pyasinsky stratigraphic trap on seismic section flattened to II_{а0} Reflector, Line 6214408



Шайтанская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной зоны нефтенакопления на профилях 6214410, 6214419 по интенсивной амплитудной аномалии. Имеет максимальный размер 10×19 км, площадь 140 км^2 . 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 зоны нефтенакопления на профилях 5519013, 0116623. Имеет максимальный размер 17×38 км, площадь 370 км^2 . Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в подошве верхнеюрских клиноформ с расчетной глубиной залегания 3900 м. Ловушка установлена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличению толщины на локальном участке и интенсивной амплитудной аномалией.

Боганидская ловушка выявлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5519014, 5519004. Имеет максимальный размер 25×28 км, площадь 430 км^2 . 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: увеличению толщины на локальном участке, увеличению амплитуд в кровле, хаотичной записи в центре интервала.

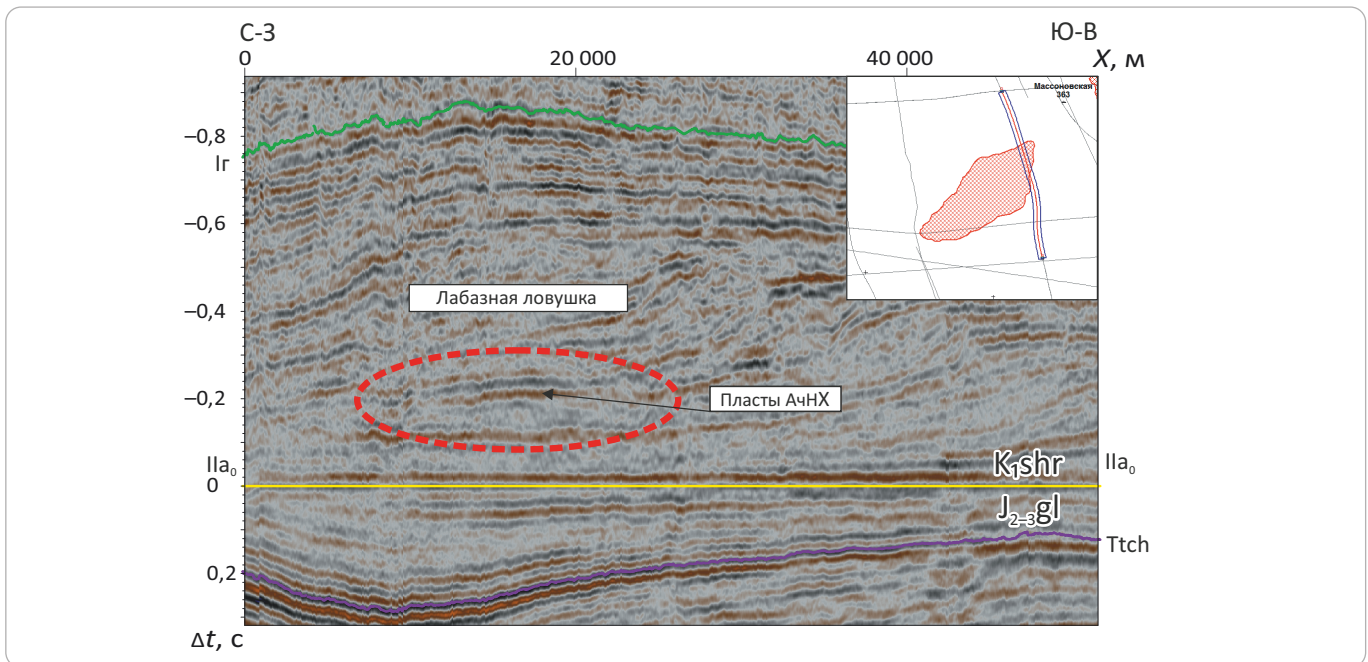
Северо-Массоновская ловушка установлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5919009, 5919012. Имеет максимальный размер 15×20 км, площадь 215 км^2 . Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4 000 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: наличию хаотичной записи и увеличению амплитуд в кровле.

Лабазная ловушка выявлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5519007, 519013 имеет максимальный размер 16×37 км, площадь 410 км^2 . 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: увеличению толщины на локальном участке, увеличению амплитуд в подошве, наличию дополнительных осей синфазности в центре интервала (рис. 15).

Заключение

По результатам комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керна и пластовых флюидов можно судить о выявлении в Енисей-Хатангском региональном прогибе четырех зон нефтенакопления, представленных совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых литологически экранированных ловушках. Нефтенасыщенные коллек-

Рис. 15. Визуализация Лабазной литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 5519007
Fig. 15. Visualization of Labazny stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 5519007



торы связаны с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа, локализованными в конусах выноса неокомского и верхнеюрского клиноформных комплексов. С учетом размеров зоны нефтенакопления можно говорить об их ареале, однако на данном этапе изученности это, по-видимому, является преждевременным.

Условия формирования прогнозируемых залежей едины и обусловлены эмиграцией УВ-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 позиции сейсмостратиграфии и на основании анализа динамических характеристик сейсмической записи выявлено 11 крупных нефтеперспективных поисковых объектов, аналогичных по геологическому строению Пайяхскому нефтяному месторождению. По предварительным расчетам извлекаемые ресурсы нефти по категории D_{1л} в данных объектах могут составлять около 1 млрд т.

Выделение зон нефтенакопления, прежде всего Пайяхской, подтвердило высокие перспективы нефтеносности Енисей-Хатангского прогиба, считавшегося ранее преимущественно газоносным.

В статье [1] установлена связь современных речных потоков с древней сетью питающих каналов, сформировавших различные конуса выноса. Показано, что крупнейший конус выноса — Иркинский, размером 32 × 47 км и площадью более 1300 км², мог быть сформирован за счет крупного водяного потока — *Протоенисея*. Можно предположить, что в центре и на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба намеченная закономерность сохранится. Следовательно, наиболее крупные конусы выноса или их части (прирусловые валы) следует ожидать вдоль достаточно крупных рек Пясины, Агапа, Дудыпта и других в местах их пересечения с зонами нефтенакопления. 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 км/км² для подготовки объектов под поисковое бурение.

Литература

1. Исаев А.В., Поляков А.А. Пайяхская зона нефтенакопления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2019. — Т. 14. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (дата обращения: 28.12.2020 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.
2. Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М., Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. — 2010. — № 4. — С. 13–23.
3. Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 3. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (дата обращения: 28.12.2020 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

4. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мстиславская Л.П., Рожков Э.Л., Судариков Ю.А. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции. — М.: Недра, 1982. — 238 с.
5. 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.
6. Прищепка О.М. Зоны нефтегазоаккумуляции — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3. — № 2. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (дата обращения: 27.12.2020 г.).
7. Исаев А.В., Кринин В.А., Филипов Ю.А., Карпухин С.М., Скляр В.Р. Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2011. — № 2. — С. 74–82.
8. 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.
9. 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.

References

1. Isaev A.V., Polyakov A.A. Payakh oil bearing area (Taimyr peninsula) — hard-to-recover oil. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2019;14(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (accessed: 28.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.
2. Isaev A.V., Devyatov V.P., Karpukhin S.M., Krinin V.A. Oil and gas prospects of Enisei-Khatangsky regional trough. *Geologiya nefiti i gaza*. 2010;(4):13–23. In Russ.
3. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. Oil and gas perspectives of clinoform complex of Yenisey-Khatanga regional trough. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2015;10(3). Available at: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (accessed: 28.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015. In Russ.
4. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Mstislavskaya L.P., Rozhkov E.L., Sudarikov Yu.A. Geologicheskie usloviya formirovaniya i razmeshcheniya zon neftegazonakopleniya [Geological conditions for the formation and placement of oil and gas accumulation zones]. Moscow: Nedra; 1982. 238 p. In Russ.
5. Uspenskaya N.Yu. Mestorozhdeniya giganty, ih znachenie v ocenke resursov nefiti i gaza i osobennosti formirovaniya [Deposits are giants, their importance in the assessment of oil and gas resources and formation features]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1972;(8):1–8. In Russ.
6. Prishchepa O.M. Zony neftegazonakopleniya — metodicheskie podhody k ih vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli [Oil and gas accumulation zones — methodological approaches to their allocation, providing a modern solution to industry problems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008;3(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (accessed: 27.12.2020). In Russ.
7. Isaev A.V., Krinin V.A., Filipov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. Potential oil-and-gas bearing objects in the clinoform complexes of the Yenisey-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2011;(2):74–82. In Russ.
8. Kim N.S., Rodchenko A.P. Organic geochemistry and petroleum potential of jurassic and cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):1236–1252. In Russ.
9. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in jurassic and cretaceous complexes of Enisei-Khatanga basin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(5):48–55. In Russ.

Информация об авторах

Исаев Александр Васильевич

Ведущий эксперт, кандидат геолого-минералогических наук,
залуженный геолог РФ
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: lis@sniiggims.ru

Хилько Иван Анатольевич

Заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: hilko_ivan@sniiggims.ru

Information about authors

Aleksandr V. Isaev

Leading Expert, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Honored Geologist of the Russian Federation
SNIIGGIMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: lis@sniiggims.ru

Ivan A. Khil'ko

Head of Laboratory
SNIIGGIMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: hilko_ivan@sniiggims.ru