



УДК 553.98:550.8(571.511)

ПАЙЯХСКАЯ ЗОНА НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НГО

А. В. Исаев¹, А. А. Поляков²¹Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; ²АО «Нефтегазхолдинг», Москва, Россия

Новые данные, полученные за 2014–2019 гг. в результате проведения геолого-разведочных работ на Таймырском полуострове как силами недропользователей, так и в рамках программ Федерального агентства по недропользованию, дают основание для существенного расширения площади высокоперспективных земель на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и для выделения самостоятельной Пайяхской зоны нефтенакопления площадью около 30000 км². На примере Пайяхского месторождения рассмотрены особенности геологического строения залежей, месторождений и перспективных объектов Пайяхской зоны, намечены критерии прогноза нефтеносности песчаных тел «ачимовского» типа в составе шуратовской свиты нижнего мела. Это позволило уточнить ресурсную базу территории исследований и обеспечить существенный прирост запасов нефти.

Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, Енисей-Хатангская НГО, Пайяхская зона нефтенакопления, Пайяхское месторождение, неокомский клиноформный комплекс, шуратовская свита, ачимовская толща.

PAYYAKHSKAYA OIL ACCUMULATION ZONE OF THE WESTERN PART OF YENISEY-KHATANGA PETROLEUM REGION

A. V. Isaev¹, A. A. Polyakov²¹Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; ²AO Neftegazkholding, Moscow, Russia

New data obtained over the period of 2014–2019 as a result of geological exploration on the Taymyr Peninsula both by subsoil users and in the programmes of the Federal subsoil use agency, provide the justification for a substantial expansion of the highly promising areas in the western part of the Yenisey-Khatanga regional trough and delineation of the individual Payyakhskaya oil accumulation zone. Using the example of the Payyakhskoye field, the features of geological structure of accumulations, fields and promising targets of the Payyakhskaya zone are considered, criteria for the predicting sand bodies oil content of the Achimovskiy type in the composition of the Lower Cretaceous Shuratovskaya Formation are outlined, it made possible to clarify the resource potential of the research area and to ensure a significant increase in oil resources.

Keywords: Yenisey-Khatanga regional trough, Yenisey-Khatanga petroleum region, Payyakhskaya oil accumulation zone, Payyakhskoe field, Neocomian clinoform structure, Shuratovskaya Formation, Achimovskaya stratum.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-1-20-39

Выделенная авторами Пайяхская зона нефтенакопления (ЗНН) расположена на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края, в 400 км к северу от Полярного круга. В нефтегеологическом отношении она входит в состав Нижнеенисейского и Танамского нефтегазоносных районов (НГР) Енисейско-Хатангской НГО (рис. 1) и, очевидно, распространяется и далее на запад – в пределы Гыданской НГО Западной Сибири. Актуальность выделения и изучения Пайяхской ЗНН обусловлена появлением новых значимых результатов геолого-разведочных работ: с 2014 по 2019 гг. здесь пробурено девять поисковых скважин, отработано более 1100 км² сейсморазведки 3D и 6000 пог. км – 2D. Это позволило уточнить геологическое строение неокомского клиноформного комплекса, ресурсный потенциал территории и обеспечить существенный (более 1 млрд т) прирост извлекаемых запасов нефти. На современном этапе изученности, в результате комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керна и пластовых

флюидов, можно говорить о выявлении на Таймыре новой крупной (охватывающей территорию около 30000 км²) зоны нефтенакопления, представленной совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых, литологически экранированных ловушках «ачимовского» типа в составе шуратовской свиты нижнего мела, связанных с «невыдержанными как по площади, так и по разрезу линзовидными песчано-алевритовыми пластами, залегающими в основании неокома» [26]. Продуктивность этих пластов установлена на Иркинской, Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Среднерювской, Турковской площадях и прогнозируется по данным ГИС на Байкаловской, Кубинской, Казак-Яхской и др.

В соответствии с представлениями акад. А. А. Трофимука [28] основной задачей при выделении зон нефтегазоаккумуляции является изучение и описание закономерностей размещения ловушек и скоплений нефти и газа. В данной статье на основании установленных особенностей геологического строения территории исследований намечены гра-

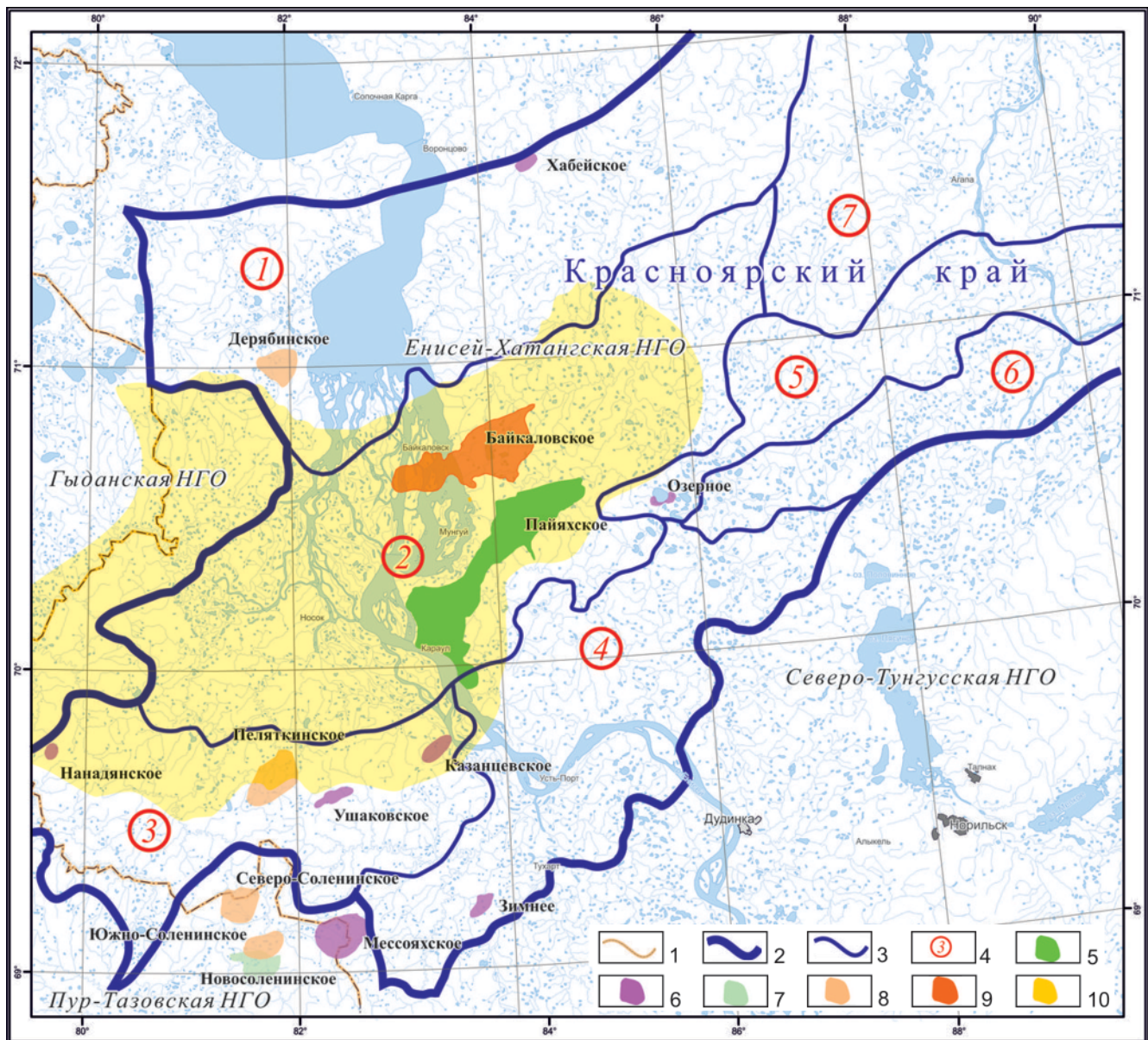


Рис. 1. Обзорная карта западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Границы: 1 – административные, 2 – Енисей-Хатангской НГО, 3 – нефтегазоносных районов (по [12]); 4 – нефтегазоносные районы (1 – Енисей-Пясинский, 2 – Нижнеенисейский, 3 – Танамский, 4 – Малохетский, 5 – Рассохинский, 6 – Предпуторанский, 7 – Агапский); месторождения: 5 – нефтяные, 6 – газовые, 7 – газонефтяные, 8 – газоконденсатные, 9 – нефтегазоконденсатные; 10 – Пайяхская ЗНН

ницы Пайяхской ЗНН, выполнена прогнозная оценка ее ресурсного потенциала, представлены приоритетные направления геолого-разведочных работ.

Критерии выделения Пайяхской зоны нефтенакопления

Точного определения термина «зона нефтегазоаккумуляции», впервые введенного И. О. Бродом в 1951 г., до сих пор нет, однако чаще всего он используется как элемент нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий, больший, чем месторождение, но меньший, чем нефтегазоносный район. Вопросы совершенствования понятийной базы, выделения и классификации зон нефтегазоаккумуляции занимали значительное место в отечественных публикациях за 1950–1980 гг.

и отражены в работах А. А. Бакирова, И. О. Брода, Н. А. Еременко, А. Н. Золотова, Е. В. Кучерука, В. С. Лазарева, М. Ф. Мирчинка, В. Б. Оленина, Н. Ю. Успенской, В. Е. Хаина и др. Критический анализ существующих дефиниций проводился в уже цитированной работе А. А. Трофимука с соавторами, и в целом следует согласиться с мнением А. А. Бакирова о том, что термин ЗНН употребляется произвольно, поскольку в него вкладываются различные по существу содержания [5].

Авторами настоящей работы с учетом тематических публикаций Н. Ю. Успенской [29] и О. М. Прищепы [23] дефиниция термина сформулирована так: «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 нефтегазонасности соответствует понятию «trend» в зарубежной литературе, а в случае палеогеологического контроля (как и в границах Пайяхской ЗНН) – понятию «play».

С учетом изложенного и на основании ранее опубликованных и фондовых работ специалистов ведущих научно-исследовательских организаций и производственных объединений (СНИИГГиМС, РН-КрасноярскНИПИнефть, ИНГГ СО РАН, Таймыргеофизика, Ванкорнефть, Таймырнефтегаз, ВНИГНИ, ВНИИГЕОСИСТЕМ, МГУ им. М. В. Ломоносова и др.), посвященных теоретическим и практическим вопросам нефтегазовой геологии Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), авторами приняты следующие критерии выделения Пайяхской ЗНН:

1. Распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами «ачимовского» типа в составе нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела [9, 17, 18], формирование которых происходило в условиях проградационного заполнения некомпенсированного бассейна и связано с «поступлением к подножьям неокомских шельфовых террас песчано-алевритовых потоков различной плотности и оползней» [22].

2. Принадлежность этих ловушек к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе [11, 18], включающей нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) яновстанской и гольчихинской свит. С этих позиций пространственные границы Пайяхской ЗНН определяются, помимо первого пункта, границами областей катагенетической преобразованности 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 Пайяхской ЗНН и обусловленное упругой энергией углеводородных флюидов, эмигрировавших в «ачимовские» линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для Пайяхской ЗНН.

Геологическое строение Пайяхской ЗНН

В тектоническом отношении зона расположена в центральной части Центрально-Таймырского мегапрогиба (ЦТМ). В ее геологическом строении принимают участие юрско-меловые терригенные образования толщиной до 7000 м, залегающие со стратиграфическим несогласием на вулканогенно-осадочных отложениях триаса [27].

В структуре осадочного чехла ЦТМ обособляются крупные положительные элементы – Танамская структурная терраса и Рассохинский мегавал, севернее которого расположен Агапский прогиб. От Таймырской складчато-надвиговой области они отделены Пуринской моноклиной, осложненной Дерябинским выступом. В границах положительных структурных элементов и на примыкающих к ним бортах прогибов развиты структуры меньшего порядка, к некоторым из них приурочены месторождения углеводородов.

Возрастной интервал продуктивных отложений довольно широк: от батского яруса средней юры (малышевская свита Хабейского месторождения) до аптского яруса нижнего мела (малохетская свита Пеляткинского месторождения). Все выявленные месторождения газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, за исключением нефтяного Пайяхского, *нефтеносность которого обусловлена благоприятным взаиморасположением природных резервуаров нижней части разреза шуратовской и НГМТ яновстанской и гольчихинской свит*, характеризующихся высоким нефтематеринским потенциалом и находящихся в главной зоне нефтеобразования [2–4, 15, 20]. Именно поэтому Пайяхское месторождение было выбрано в качестве эталонного объекта одноименной зоны нефтенакпления с целью изучения особенностей формирования и закономерностей размещения залежей нефти в «ачимовских» отложениях шуратовской свиты и дальнейшего прогноза ресурсного потенциала территории исследований.

Резервуары шуратовской свиты, локализованные в фондоформной части неокомского клиноформного комплекса ЕХРП, отличаются сложным характером распространения коллекторов. Суммарная толщина «ачимовских» песчаников изменяется от 0 м в Паютской скв. 1 до 114 м и более в Иркинской скв. 1 (см. таблицу). Свойства коллекторов наиболее полно изучены в центральной лаборатории ПГО «Енисейнефтегазгеология» (Красноярск, образцы керна, поднятого до 1991 г.) и лабораториях СНИИГГиМС (Новосибирск, скв. Пх-6, 7), ОАО «ТомскНИПИнефть» (Томск, скв. Пх-8), ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика» (Тверь, скв. ЗПх-1), ООО «Корэст-сервис» (Тюмень, скв. Пх-12, Ирк-1).

Обобщая данные по анализу свойств коллекторов Пайяхской ЗНН, можно отметить следующее:

1. Все коллекторы по типу относятся к трещинно-поровым и характеризуются достаточно высокой пористостью (в среднем 15–19 %) и низкой проницаемостью (в основном до 1 мД).

2. Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники с глинистым цементом и содержанием карбонатного материала не более 1–2 %.

3. Все коллекторы характеризуются значительной остаточной водонасыщенностью (до 50 %).

4. По классификации А. А. Ханина коллекторы в основном относятся к V–VI классам, что позволяет



Свойства коллекторов Пайяхской зоны нефтенакпления

Пласт	Интервал пласта		Н _{общ} , м	Н _{эф} , м	К _п , доли ед.	К _{пр} , мД	Дебит (без ГРП), м ³ /сут
	кровля	подошва					
Скв. Пх-1							
АчНхIII-2	3340,4	3345,7	5,3	3,9	0,15	0,4	–
АчНхIV-2	3420,2	3424,4	4,2	2,2	0,17	0,4	Q _ч =37,9
АчНхIV-3	3432	3436,4	4,4	4,4	0,19	0,4–0,7	Q _ч =33,0
Скв. Пх-2							
АчНхIV-1	3433,2	3438,4	5,2	3,2	0,16	0,4–0,7	Q _ч =2,2, Q _г =4–5
АчНхIV-2	3450,2	3453,8	3,6	2,8	0,18	1,5	–
Скв. Пх-4							
АчНхIII-2	3275,4	3286,8	11,4	1,2	0,15	0,7–1,0	Пленка нефти
Скв. Пх-6							
АчНхIII-1	3350,8	3356,2	5,4	1,3	0,16	0,4	–
АчНхIV-0	3421,2	3428,8	7,6	4,6	0,17	0,41–0,9	Q _ч =24, Q _г =2,7
АчНхIV-1–3	3438,8	3462	23,2	17,1	0,18		
Скв. Пх-7							
АчНхIII-1	3338,3	3376,8	38,5	17,3	0,18	0,3–0,7	Пленка нефти
АчНхIII-2	3391	3403,8	12,8	4,3	0,15	0,4	
АчНхIV-0	3435,8	3451,1	15,3	4,4	0,16	0,13–0,81	Q _ч =1,3
АчНхIV-1–3	3459,4	3473,2	13,8	10,0	0,19		Q _ч =25
Скв. Пх-8							
АчНхIV-0	3443,2	3452	8,8	2,5	0,16	0,5–0,7	Q _ч =19,3
АчНхIV-1–3	3458,2	3494,4	38,2	31,1	0,19	0,3–0,9	
Скв. ЗПх-1							
АчНхI	3442	3453	11,0	4,4	0,17	1,6	Q _ч =2,5
АчНхII	3466,2	3492,8	26,8	12,8	0,17	0,4–1,1	
АчНхIII-1	3518	3549,2	31,2	18,0	0,17	0,5–1,5	Q _ч =5,26
АчНхIII-2	3555,4	3563	7,6	6,0	0,17	0,1–0,7	Q _ч =0,84
АчНхIV-0	3574,6	3588,6	14,0	6,0	0,16		
Скв. Пх-12							
АчНхIII-1	3460	3497	37,0	9,7	0,19	0,6–1,7	Q _ч =5,46
АчНхIV-1–3	3535	3585	50,0	7,4	0,16	0,4–1,1	Q _ч =4,93
Скв. Яр-2							
АчНхIV	3114	3122	8,0	6,0	–	–	Q _г =3, Q _б =6,8
Скв. Ан-51							
АчНхIV	3346	3420	74,0	18,0	–	–	Q _б =3,74
Скв. Сяр-2							
АчНхIII	3484	3509	25,0	5,5	0,13	0,1	Q _ч =0,13
АчНхIV	3529	3629	100,0	25,0	–	–	–
Скв. Сяр-3							
АчНхIV	3185	3227	42,0	7,2	0,17	1,2	Q _б =38,4+газ
Скв. Трк-1							
АчНхII	2842	2857	15,0	5,0	–	–	Q _б =0,2
АчНхIII	2982	2994	12,0	1,1	–	–	
АчНхIV	3015	3034	19,0	3,7	–	–	Q _б =1,6+пленка нефти
Скв. Трк-2							
АчНхIII	2983	3001	18,0	3,9	–	–	Сухо
АчНхIV	3071	3103	32,0	6,7	0,14	0,3–10 (трещ.)	Q _ч =2,3; Q _г =3 т
Скв. ЮНС-318							
АчНхIV-0	3543	3553	10,0	7,0	–	–	Q _б =110
АчНхIV-1–3	3565	3634	69,0	11,0	0,15	0,3	–



Окончание таблицы

Пласт	Интервал пласта		Н _{общ} , м	Н _{эф} , м	К _{пр} , доли ед.	К _{пр} , мД	Дебит (без ГРП), м ³ /сут
	кровля	подошва					
Скв. Ирк-1							
АчНхIII-2	3446	3462	16,0	5,4	0,15	0,6–1,1	–
АчНхIV-0	3551	3578	27,0	10,4	0,17	0,4–0,9	В испытании, кратковременный приток нефти до 720 м ³ /сут
АчНхIV-1–3	3587	3719	132,0	96,6	0,18	До 3–5	

охарактеризовать запасы выявленных и прогнозируемых залежей как **трудноизвлекаемые**.

В связи со сложным строением шуратовских песчаников «ачимовского» типа важной задачей является уточнение критериев прогноза областей их распространения и картирования ловушек УВ на основании комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения для обоснования направлений поисковых работ в Пайяхской ЗНН.

Природные резервуары, ловушки и залежи нефти Пайяхского месторождения

В границах месторождения и на прилегающей территории выполнено свыше 3600 пог. км сейсморазведки 2D и 700 км² – 3D, пробурено 11 скважин, девять из которых вскрыли нефтенасыщенные коллекторы в нижней части разреза шуратовской свиты.

Глубина залегания продуктивных отложений варьирует от 3300 до 3700 м и более. Коллекторы характеризуются резкой изменчивостью нефтенасыщенных толщин (от 1 до 114 м и более). Отмечено аномально высокое пластовое давление, превышающее литостатическое в 1,7 раза. Водонефтяной контакт не установлен, что с учетом данных по избыточному давлению позволяет предположить существование совокупности несводовых литологически экранированных залежей с этажом нефтеносности более 300 м. Флюидоупором служат повсеместно распространенные аргиллиты средней части шуратовской свиты (аналогичные на ачимовской пачке центральных областей Западной Сибири). Нефть легкая (0,826 г/см³), малосернистая (0,1–0,2 %), парафинистая (>4 %).

Нефтеносность Пайяхского месторождения, как уже упоминалось, связана с относительно глубоководными (расчетная глубина бассейна на время накопления клиноформных толщ в границах территории исследований превышала 400 м) «ачимовскими» песчаниками нижней части разреза шуратовской свиты («нижнехетские» пласты Нх I–IV).

Следует сказать, что песчаники Байкаловской площади, аналогичные продуктивным на Пайяхском месторождении, индексируются как носковские (Нск X–XIV) совместно с мелководно-морскими песчаниками верхней части разреза шуратовской свиты (Нск I–IX). На Дерябинской площади такие же песчаники названы дерябинскими с индексом «Д». Разная индексация пластов приводит к определенным трудностям при оценке запасов и ресурсов УВ. В связи с этим назрела необходимость разработки для ЕХРП единой схемы индексации продуктивных пластов, что невозможно без стратиграфической основы.

Исторически неокомский клиноформный комплекс ЕХРП включал нижнехетскую и суходудинскую свиты, а в 1990 г. [24] был дополнительно подразделен на шуратовскую (морские отложения) и байкаловскую (мелководно-морские отложения). Границы распространения шуратовской свиты в ЕХРП как в разрезе, так и по площади не установлены, этот вопрос остается дискуссионным. По мнению авторов, территориально границы шуратовской свиты соответствуют границам клиноформного комплекса, а в разрезе – ограничены сверху нижней границей мелководно-морских отложений ундаформы (рис. 2). При таком литолого-стратиграфическом делении нет особого смысла присваивать новые индексы пластам одного генезиса. Желательно оставить исторически сложившиеся индексы: для шельфовых (ундаформных) пластов – Сд и Нх, а для «ачимовских» – АчНх, по аналогии с индексацией, принятой для Западной Сибири [21].

Формирование коллекторов в шуратовское время (берриас – ранний валанжин) тесно связано с палеотектоникой региона. История тектонического развития рассматриваемой территории является частью геологических процессов, происходивших на севере Сибири в конце юры – начале мела. В это время ЕХРП был охвачен верхнекиммерийской (верхоянской) фазой складчатости, когда под влиянием тангенциальных напряжений Карского блока формировалась система крупных линейных наклонных

Рис. 2. Субмеридиональный геолого-геофизический разрез Пайяхской зоны нефтенакпления и прилегающей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба

1 – границы клиноформ; 2 – песчаные пласты и их индексы (предлагаемые и существующие); 3 – кровля отложений яновстанской и гольчихинской свит; 4 – граница области распространения клиноформ южного падения; отложения свит: 5 – шуратовской, 6 – нижнехетской, 7 – байкаловской, 8 – суходудинской

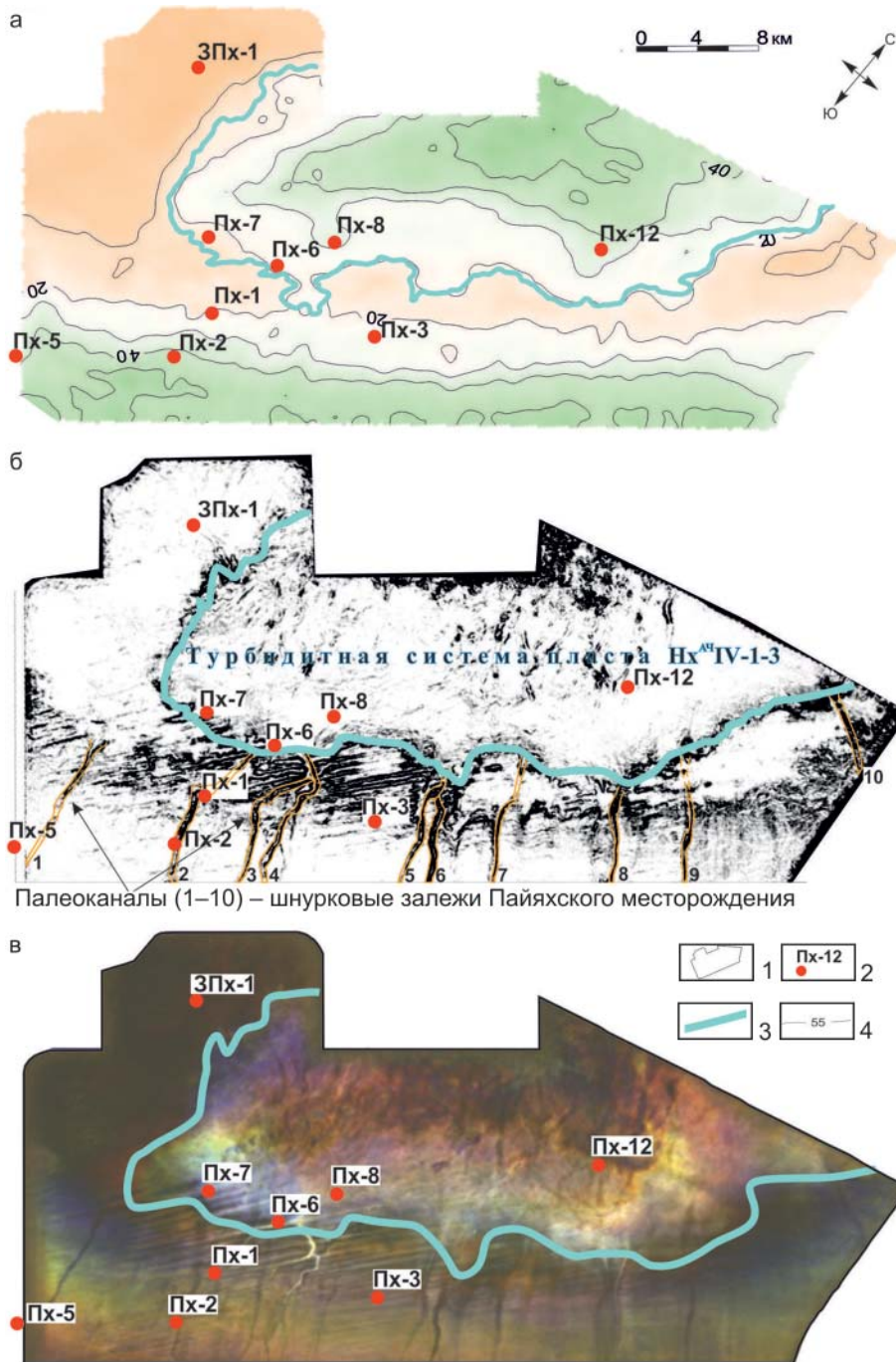


Рис. 3. Отображение турбидитной системы АчНхIV: а – на карте толщин; б – на срезе атрибута «когерентность»; в – на срезе атрибута «спектральное разложение»

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – граница области распространения турбидитной системы; 4 – изопахиты, м

мегавалов (Рассохинский, Малохетский и др.) [6]. Им сопутствовали компенсационные региональные и локальные депрессии.

Активный рост Рассохинского мегавала, к юго-западному окончанию которого примыкает Пайяхская площадь, привел к образованию в ее центральной части некомпенсированной впадины – мини-бассейна седиментации (рис. 3, а). На юге – юго-востоке в это же время отмечается рост Малохетского вала. Общий подъем территории на юге и значительное прогибание площади на севере привели к формированию «серии пологоналегающих друг на друга слабонаклоненных геологических тел» [8], проградационно заполняющих некомпенсированный бассейн за счет пульсационного поступления в бассейн осадконакопления больших масс

песчано-алеврито-глинистого материала с формированием седиментационного склона, осложненного многочисленными каналами (см. рис. 3, б, в). По таким каналам происходила транспортировка осадков к подножью склона с образованием перекрывающихся в плане «вложенных» конусов выноса турбидитных потоков, которые со временем сформировали полифациальную аккумулятивную песчано-алевролитовую турбидитную систему¹ 1-й клиноформы пласта АчНхIV, четко отображающуюся на карте толщин и в сейсмических атрибутах. Турбидитная система площадью свыше 300 км² (в пре-

¹ Под турбидитной системой в настоящей работе понимается комплекс генетически связанных фаций и ассоциаций обломочных потоков и турбидитных течений [31].

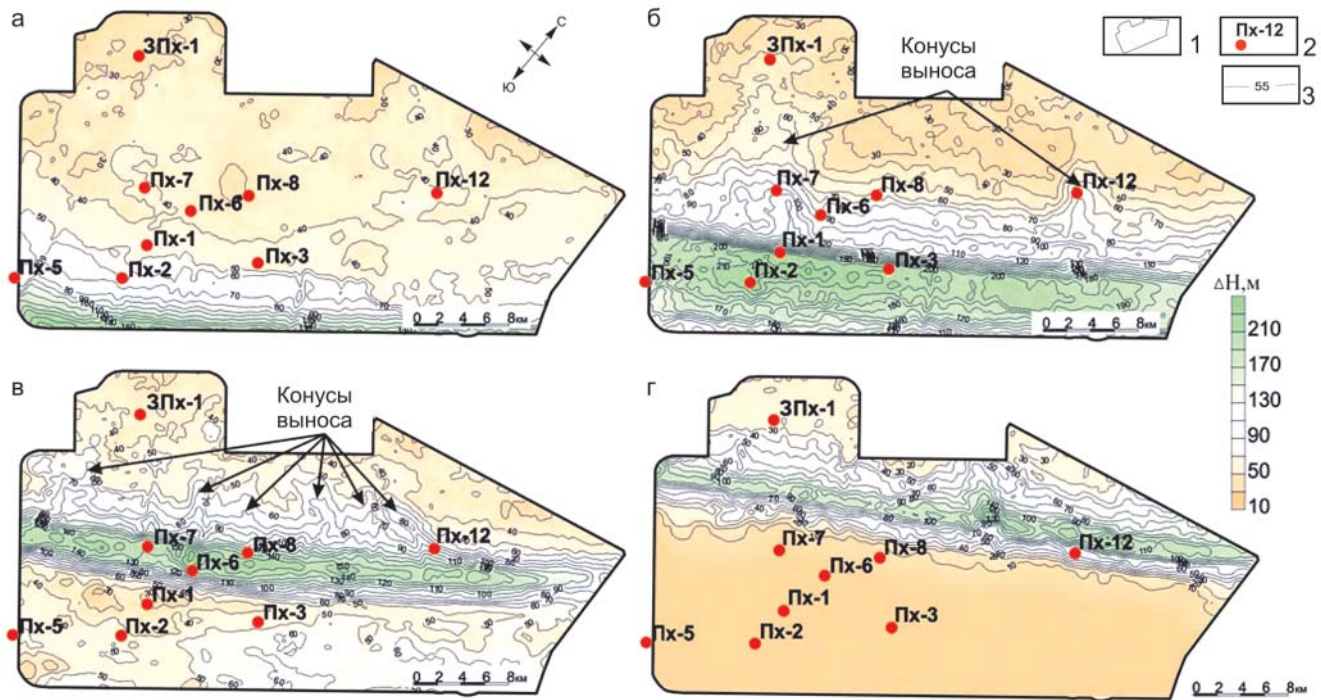


Рис. 4. Основные типы клиноформ Пайяхской площади: а – субклиноформы (без выраженного депоцентра в фондоформной части); б – клиноформы с ярко выраженными конусами выноса – отложения отдельных высокоплотных турбидитных потоков в фондоформе; в – клиноформы с многочисленными невыразительными конусами выноса в фондоформе – отложения многочисленных низкоплотных турбидитных потоков; г – клиноформы с размытой шельфовой частью

1 – полигон картопостроения (контур 3D сейсморазведочных работ); 2 – пробуренные скважины; 3 – изопахиты, м

делах съемки 3D) простирается с юго-запада на северо-восток на расстояние более 30 км, повторяя границы мини-бассейна и с высокой вероятностью далее в северо-восточном направлении за пределы площади 3D. Облик системы АчНхIV формировался, вероятно, также и под влиянием вдольсклоновых течений, которые вымывали из осадочных образований турбидитных потоков глинистые разности. Наложение конусов в плане и их «перемыв» способствуют появлению сейсмического облика «однородного» песчано-алевролитового тела, что хорошо видно на срезе атрибута «когерентность» (см. рис. 3, б).

В конце раннего валанжина тектоническая активность значительно снизилась. Пайяхская акватория Хатангского морского бассейна с этого времени и до раннего гоферива характеризуется устойчивым регрессивно-трансгрессивным развитием при боковом заполнении бассейна седиментации на фоне прогибания центральной части ЕХРП. В это время процесс осадконакопления контролировался в основном эвстатическими колебаниями уровня Сибирского моря с формированием отложений, типичных для нижнемеловых клиноформных образований всего Западно-Сибирского бассейна. На Пайяхской площади выделено пять клиноформ, основные типы которых представлены на рис. 4. На фоне закономерного, характерного для клиноформных отложений изменения толщин в бассейновых частях видны их «раздувы», присущие отдельным конусам выноса или их комбинациям. Все эти кону-

сы выноса, как показали результаты бурения скважин ЗПх-1, Пх-6, 7, 8, 12, Ирк-1, являются литологическими ловушками и содержат залежи нефти.

Важную роль в прогнозе таких ловушек играют реконструкции условий формирования продуктивных пластов, выполненные по результатам литолого-стратиграфического и петрофизического изучения керн пластов АчНхIII и АчНхIV, отобранного в скважинах Пх-6, 7, 8, ЗПх-1, анализа материалов ГИС и 3D-сейсморазведки (карты толщин, атрибуты «амплитуда», «когерентность», «спектральное разложение» и др.). Седиментологическое изучение керн пород и данные ГИС показывают, что при внешней литологической однородности пород они имеют ритмичность строения. Этот тип осадков в целом характерен для дистальных лопастевидных конусов выносов, формирующихся мористее дельт – в глубоководных морских условиях [25]. По керну в разрезе выделены градационные по строению осадочные единицы, которые характеризуются закономерной сменой снизу вверх типов осадочных текстур и постепенным утонением гранулометрического состава. По текстурным особенностям (элементы проградационной слоистости, наличие подводно-оползневых явлений) породы следует отнести к группе фаций турбидитных (мутьевых) потоков и ассоциирующихся с ними фаций (склоновые шлейфы, оползни и т. д.). Отсутствие индикаторов прибрежной, волновой переработки осадков, обильных остатков мелководно-морской фауны в отложениях свидетельствуют об их обра-

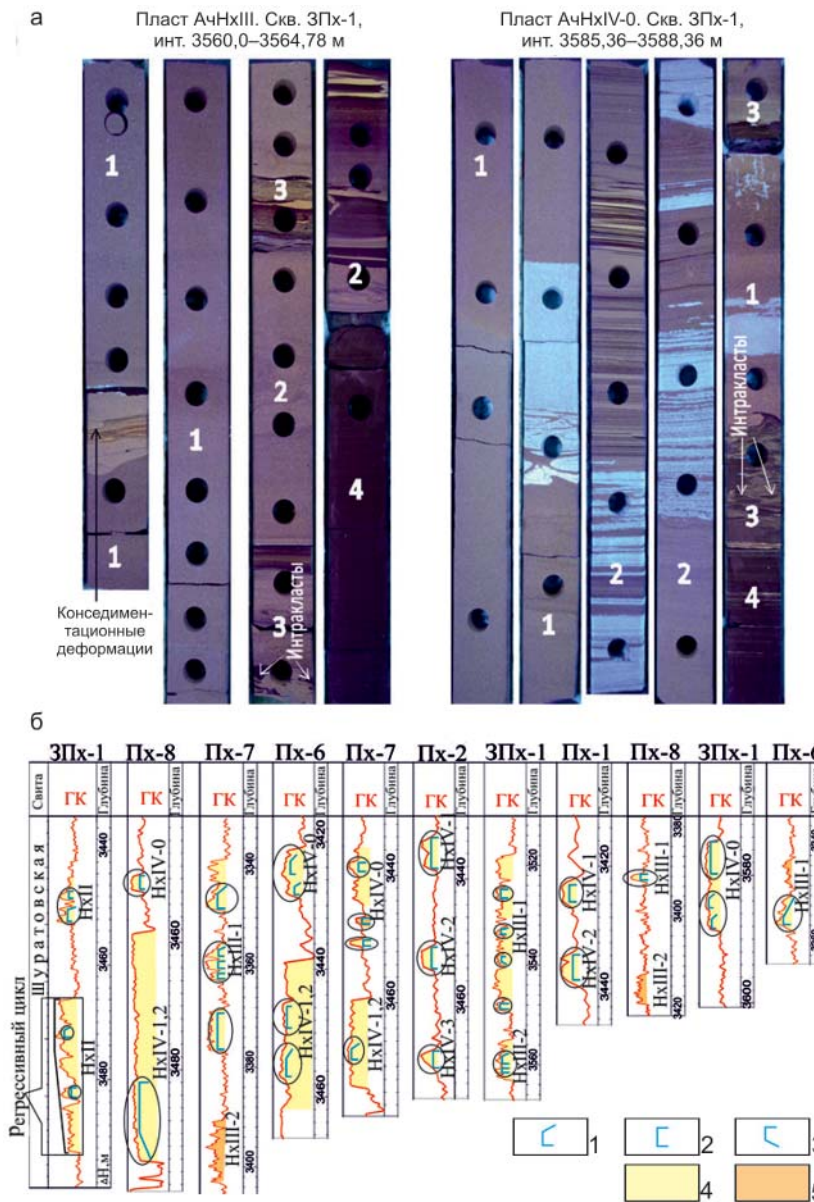


Рис. 5. Пайяхское месторождение: а – результаты седиментологического изучения керна (1 – тонко-мелкозернистые песчаники проксимальных высокоплотных турбидитных течений; 2 – мелкозернистые песчаники низкоплотных турбидитных течений; 3 – крупнозернистые плохо отсортированные алевролиты с глинистыми интракластами; 4 – градационные алевролиты и аргиллиты); б – фациальная характеристика пластов группы АчНх

Радиометрические фации: 1 – конусов выноса с нормальной градационной слоистостью, 2 – каналов и русел, 3 – конусов выноса с обратной градационной слоистостью; преобладающий литологический состав: 4 – песчаники, 5 – алевролиты

зовании в достаточно глубоководном бассейне, ниже базиса штормовых волн. Отложения характеризуются слабой переработкой организмами, что объясняется повышенными скоростями седиментации при перемещении осадков турбидитными потоками.

Анализ текстурных особенностей продуктивных пластов Пайяхского месторождения позволил выявить значительные черты сходства их строения с существующими стандартными текстурами песчаных и тонкозернистых (глинисто-алевритовых) турбидитов [1, 25]. Отложения пластов АчНхIV и АчНхIII представлены четырьмя основными литотипами (рис. 5, а);

1. Тонко-мелкозернистые песчаники высокоплотных течений.
2. Градационные горизонтально- и мелкокослоистчатые песчаники.
3. Массивные алевролиты с глинистыми интракластами.
4. Градационные алевролиты и аргиллиты.

Фациальная принадлежность отложений по данным ГИС определялась по методике В. С. Муромцева [16]; большинство кривых ПС оказались малоинформативными, поэтому при фациальном анализе использовались кривые ГК. Полученные данные сравнивались с результатами литолого-петрографических, структурно-текстурных, гранулометрических и микроскопических исследований пород.

Пласты АчНхIV, АчНхIII по кривой ГК характеризуются отрицательной аномалией и могут быть описаны формализованной моделью в виде прямоугольника с прямыми горизонтальными границами в кровле и подошве, а также вертикальной боковой линией (см. рис. 5, б), что позволяет отнести их к фациям подводных каналов. Большие значения двойного разностного параметра α -ГК для пластов АчНхIV также подтверждают их формирование в условиях с активной палеогидродинамикой. Например, в скважинах Пх-1, 2 радиометрическая характеристика пластов АчНхIV позволяет отнести их

к типовым моделям отложений подводных русел. Русловое происхождение данных песчаников отображается и на срезе атрибута «когерентность». Как видно, скважины Пх-1, 2 пробурены в области подводного канала (см. рис. 3, б).

По сравнению с пластами группы АчНхIV пласт АчНхIII формировался в более спокойных гидродинамических условиях, что установлено по уменьшению значений двойного разностного параметра α -ГК. По результатам макроскопического описания керна скв. ЗПх-1 пласт АчНхIII сформирован низкоплотными турбидитными течениями, имеющими практически полный набор текстурных подразделений последовательности Боума. Пласты песчаника АчНхI и АчНхII, вскрытые в скв. ЗПх-1, керном не охарактеризованы. По кривой ГК перечисленные пласты можно отнести к фациям конусов выноса (см. рис. 5, б).

Таким образом, по структурно-текстурным признакам, характеру седиментационной цикличности и форме кривой ГК песчаники пластов группы АчНх Пайяхского месторождения относятся к различным элементам турбидитной системы. На основе полученных данных были построены объемные палеогеоморфологические модели турбидитных систем

и литолого-фациальные схемы для пластов АчНхIV, АчНхIII (рис. 6, 7).

На литолого-фациальной схеме пласта АчНхIV выделены следующие основные зоны: глубокого моря, турбидитной системы и склона шельфа (см. рис. 6, а). Соотношение фаций в разрезе и состав осадков показаны на рис. 6, б, в. Проработка осадков вдольсклоновыми течениями привела к формированию вблизи склона мощного и однородного пласта крупнозернистых песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами. Однако вторичная кальцитизация на стадии эпигенеза привела к ухудшению свойств коллектора (например, в скв. Пх-8). По мере удаления от склона возможно улучшение качества коллекторов, несмотря на их меньшую гранулометрическую зрелость.

После формирования пласта АчНхIV регрессивный этап сменился трансгрессивным, о чем свидетельствует маломощная пачка аргиллитов, залегающая между пластами АчНхIV и АчНхIV-0. Последующая тектоническая активизация территории привела к возобновлению сноса песчано-алевролитового материала, основным поставщиком которого были те же подводные каналы, что и для пласта АчНхIV (см. рис. 3), однако объем переносимых осадков

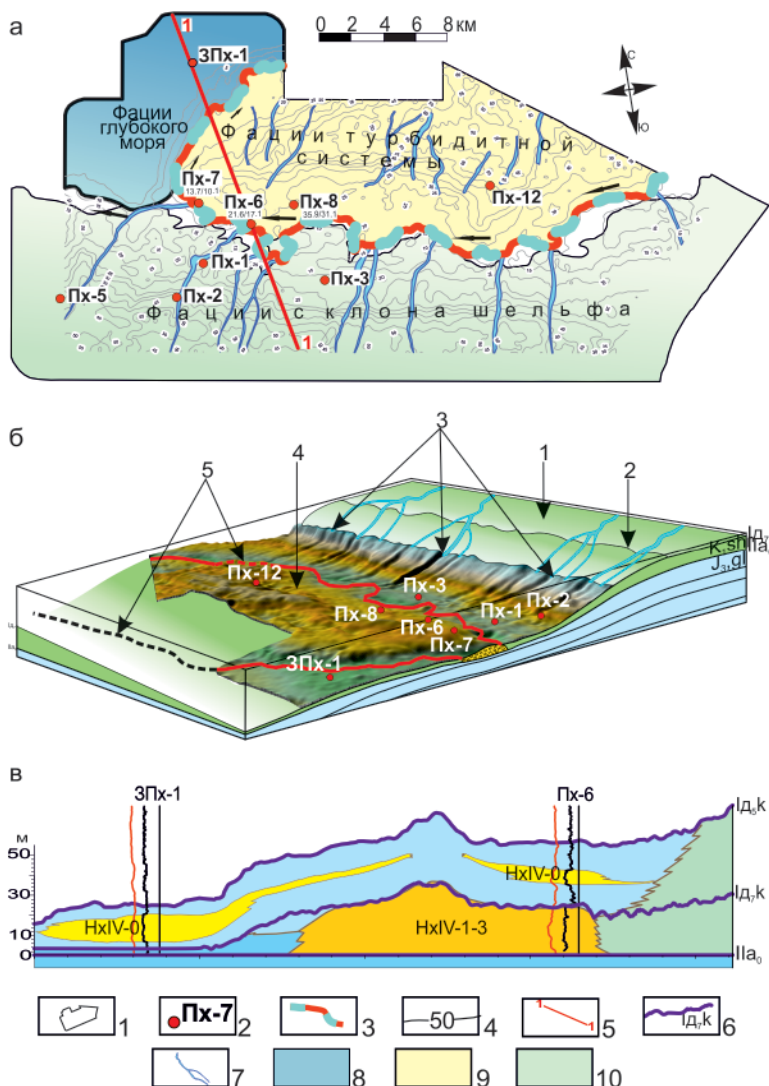


Рис. 6. Реконструкции формирования пласта АчНхIV: а – фациальная, б – палеогеографическая (1 – шельф; 2 – бровка шельфа; 3 – каналы турбидитных потоков; 4 – турбидитная система АчНхIV; 5 – предполагаемые границы области распространения турбидитной системы АчНхIV); в – геолого-геофизический разрез по линии 1–1'

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – граница распространения турбидитной системы; 4 – изопакиты, м; 5 – линия геолого-геофизического разреза; 6 – отражающие горизонты; 7 – палеоканалы интенсивных турбидитных потоков; фации: 8 – глубокого моря (глины, алевритистые глины застойных зон), 9 – турбидитных систем (чередование песков, алевролитов и глин), 10 – склона шельфа (преимущественно алевролитовые глины, в подводящих каналах турбидитных потоков – переслаивание песков, алевролитов и глин)

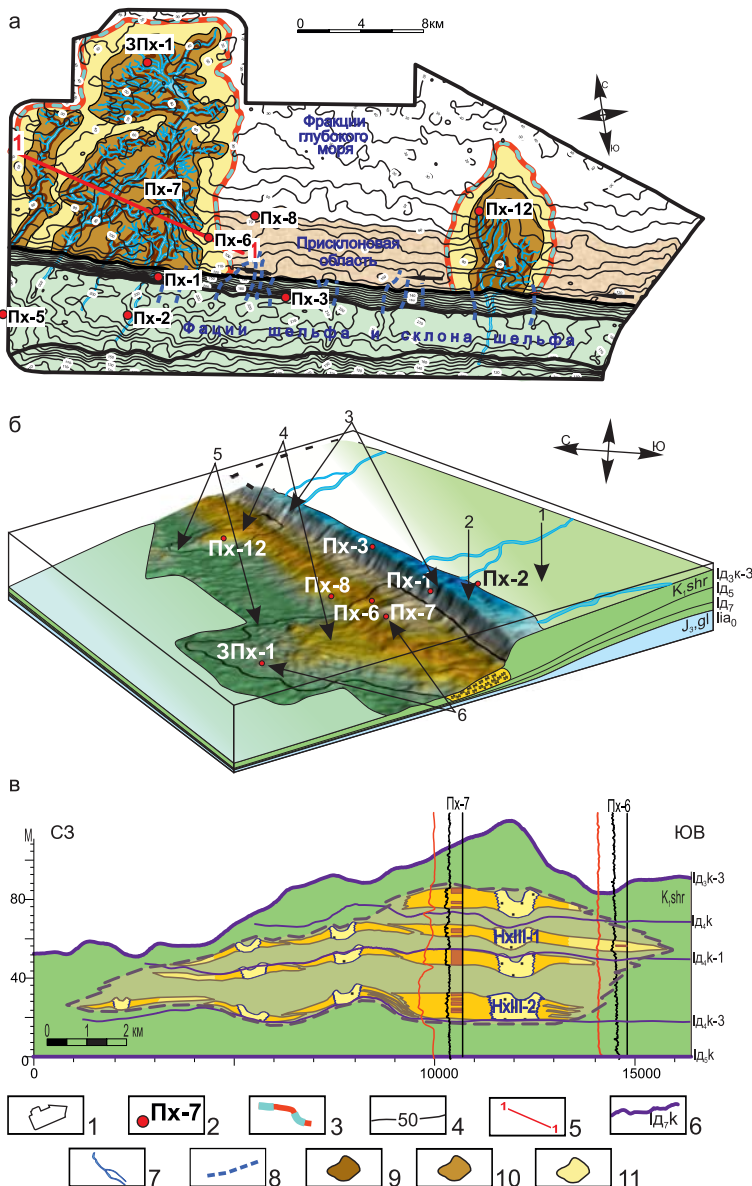


Рис. 7. Реконструкции формирования пласта АчНхIII: а – фациальная, б – палеогеографическая (1 – шельф; 2 – бровка шельфа; 3 – каналы турбидитных потоков; 4 – турбидитная система АчНхIII; 5 – предполагаемые границы области распространения турбидитной системы АчНхIII); в – геолого-геофизический разрез по линии 1–1'

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – граница области распространения турбидитной системы; 4 – изопахиты, м; 5 – линия геолого-геофизического разреза; 6 – отражающие горизонты; 7 – палеоканалы интенсивных турбидитных потоков, сформировавших выраженные конусы выноса; 8 – прочие палеоканалы; 9–11 – фации турбидитных систем, чередование песков, алевролитов и глин, части конусов выноса: 9 – проксимальная, 10 – средняя, 11 – дистальная

значительно уменьшился. Это подтверждается небольшими толщинами пласта АчНхIV-0, приуроченного к 2-й клиноформе. При этом распределение толщин и качества коллекторов этого пласта контролировалось палеорельефом дна бассейна седиментации, который, в свою очередь, в значительной степени обусловлен распределением толщин пласта АчНхIV.

На участке наибольшей мощности пласта АчНхIV за счет неравномерного уплотнения грубозернистых осадков и глин образовалось «седиментационное» поднятие, служившее барьером на пути транспортировки более поздних осадков. Перед барьером энергия турбидитных потоков снижалась с выпадением наиболее крупнозернистых разностей. В местах наименьшей толщины пласта АчНхIV (или его отсутствия) возникли палеоложбины, куда и сносился обломочный материал, т. е. чем больше толщина пласта АчНхIV, тем меньше толщина пласта АчНхIV-0 (вплоть до его исчезновения). Данный вывод подтверждается во всех скважинах, в которых вскрыт этот пласт. Его наибольшая толщина зафик-

сирована в скв. 3Пх-1, где отсутствует пласт АчНхIV. Следовательно, распространение улучшенных коллекторов пласта АчНхIV-0 следует ожидать в зонах выклинивания пласта АчНхIV и вблизи палеосклона, где осадки проработаны вдольсклоновыми течениями. Взаимоотношения пластов НхАЧIV1–3 и НхАЧIV-0 показаны на рис. 6, в.

Объемная палеогеоморфологическая модель турбидитной системы АчНхIII и соответствующая литолого-фациальная схема приведены на рис. 7. На объемной модели, построенной на основе карты толщин, четко выделяются два конуса выноса, которые хорошо отображаются и в сейсмических атрибутах (рис. 8). «Западный» конус выноса был сформирован тремя основными каналами, один из которых соответствует современному руслу р. Пайяха, а «восточный» – двумя. На основе анализа срезов атрибута «когерентность» для турбидитной системы пласта АчНхIII построены прогнозные схемы распределения питающих каналов и лопастей, что позволяет с учетом опубликованных данных прогнозировать следующие основные фациальные



зоны пласта АчНхIII (см. рис. 7, а). Проксимальная зона соответствует головной части конуса выноса по В. С. Муромцеву [13, 17]. Отложения представлены мелко- и среднезернистыми средне- и плохотсортированными песчаниками, глинистыми обломками. Наиболее крупнозернистый материал проксимальной части осаждается в руслах и вблизи русел в виде намывных валов, в устьях питающих каналов. Средняя зона, сложенная средне- и мелкозернистыми песчаниками, алевролитами в сети меандрирующих и ветвящихся распределительных каналов и глинами в лопастях, соответствует основной части конуса выноса по В. С. Муромцеву. Дистальная зона соответствует краевому конусу выноса по В. С. Муромцеву. Отложения представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами и являются осадками зоны заполнения между отдельными лопастями конусов выноса. Отложения глубоководного бассейна развиты за контуром конусов выноса, представлены преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов и реже мелкозернистых песчаников.

У подножья склона возможно накопление песков в виде небольших намывных валов за счет «плоскостного смыва» и проработки вдольсклоновыми течениями.

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 покрывками, т. е. в каждом из пластов возможны 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 разнообразие атрибуты волнового поля и карты толщин. Пласт АчНхIV хорошо отображается в атрибутах волнового поля, и его выделение не вызывает затруднений, что объясняется значительным отличием акустиче-

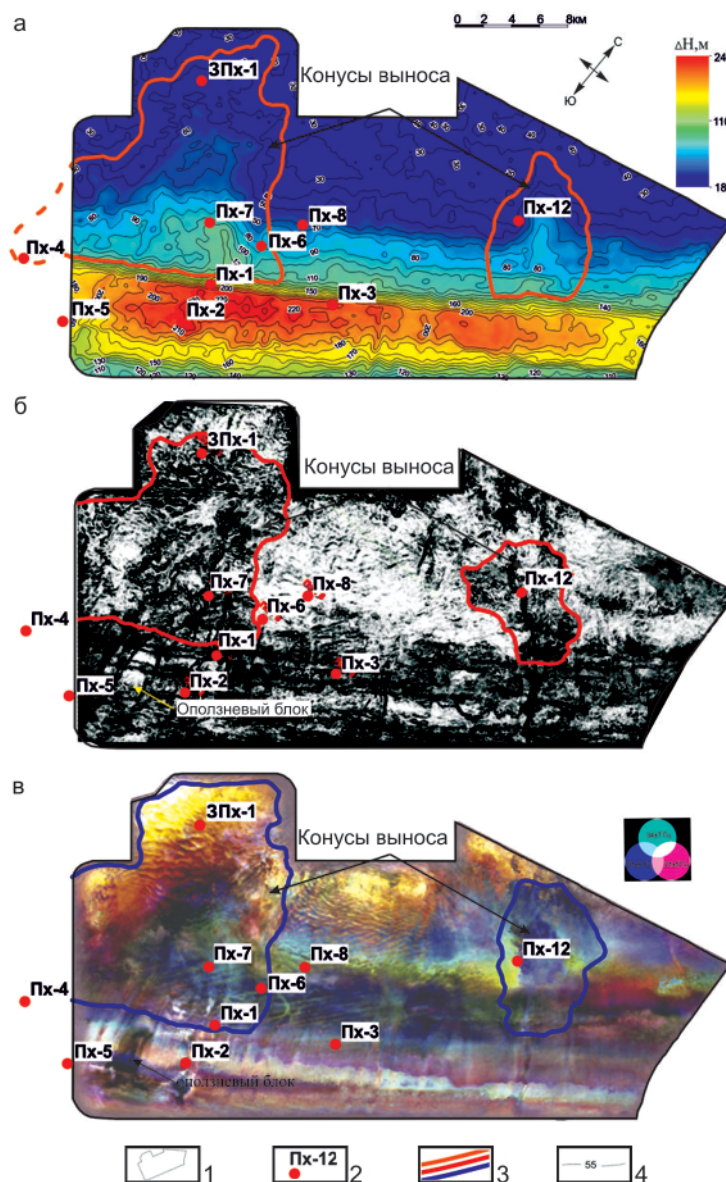


Рис. 8. Отображение турбидитной системы АчНхIII: а – на карте толщин; б – на срезе атрибута «когерентность»; в – на срезе атрибута «спектральное разложение»

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – соответствующие границы области распространения турбидитной системы, намеченные с использованием перечисленных методов прогноза; 4 – изопакиты, м



Рис. 9. Фрагмент карты толщин пласта АчНхIII

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – граница распространения турбидитной системы; 4 – изопахиты, м

ских свойств «ачимовских» песчаников и аргиллитов [9, 18, 19].

Кроме ловушек в конусах выноса впервые выявлено наличие залежей шнуркового типа в подводящих каналах на склоне шельфа. Продуктивность песчаников, приуроченных к таким палеоканалам и генетически связанных с пластом АчНхIV, доказана результатами бурения скважин Пх-1, 2. Длина десяти наиболее крупных каналов изменяется от 5,2 км (10-й канал) до 12 км (1-й канал), ширина каналов от 300 м до 1 км (см. рис. 3). Толщина коллекторов в палеоканалах составляет 6,3 м (см. таблицу, скв. Пх-1, 2). Значительные дебиты нефти в скв. Пх-1 (более 30 м³/сут) свидетельствуют о хороших ФЭС коллекторов.

Продуктивные пласты АчНхIII связаны с ярко выраженными конусами выноса 3-й клиноформы, их нефтеносность подтверждена результатами испытаний скважин 3Пх-1, Пх-12. Из-за близости акустических свойств песчаников и вмещающих их карбонатизированных аргиллитов, пласты АчНхIII, II, I в целом хуже выражены в атрибутах волнового поля. Конусы выноса хорошо отображаются в толщинах и атрибутах «когерентность», «спектральная декомпозиция», на основе которых установлены границы распространения пластов (рис. 8, 9). Всего выделены три конуса выноса, площади которых меняются от 75 до 200 км².

Продуктивные пласты АчНхII и АчНхI вскрыты скв. 3Пх-1 и связаны с конусами выноса 4-й

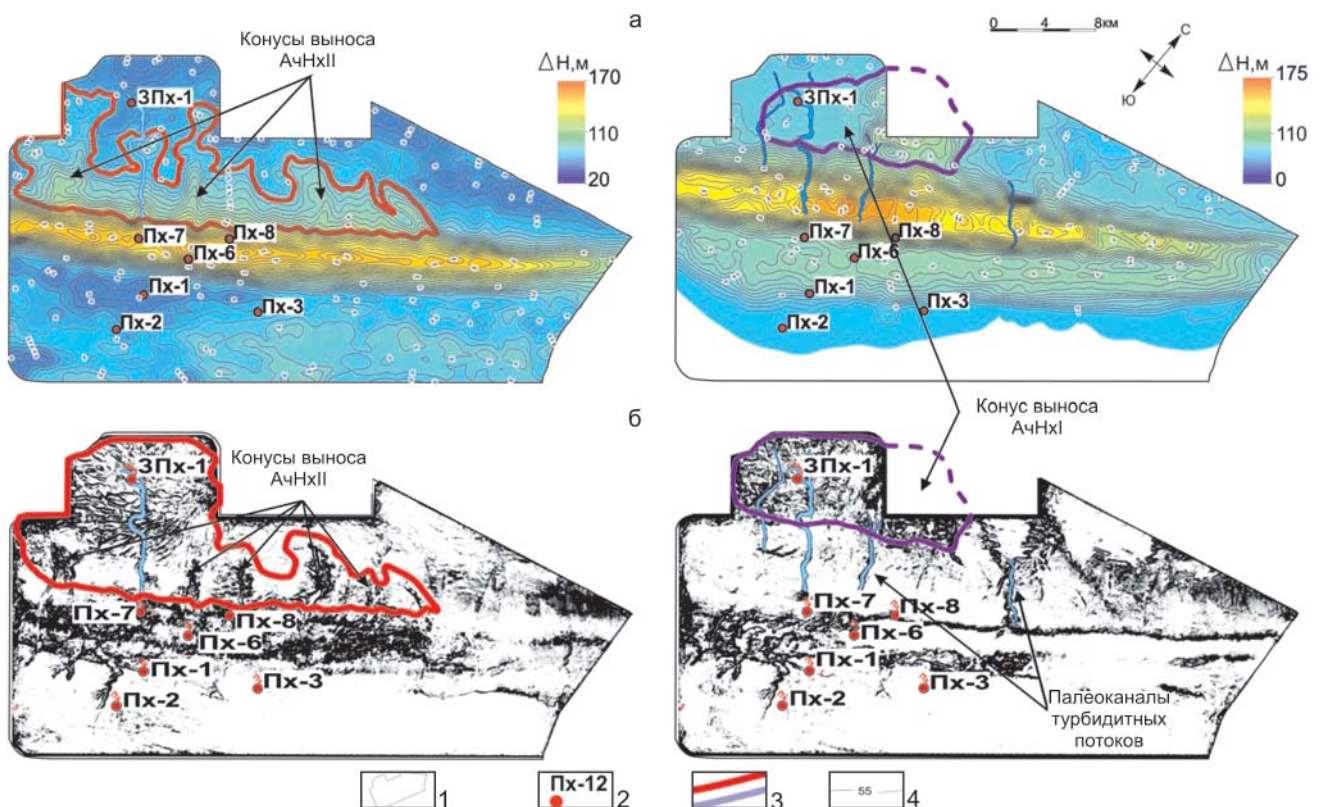


Рис. 10. Отображение турбидитных систем АчНхII и АчНхI соответственно: а – на картах толщин; б – на срезе атрибута «когерентность»

1 – полигон картопостроения (контур сейсморазведочных работ 3D); 2 – пробуренные скважины; 3 – границы областей распространения турбидитных систем АчНхII и АчНхI, намеченные с использованием перечисленных методов прогноза; 4 – изопахиты, м



и 5-й клиноформ. Пласты оконтурены по картам толщин и атрибуту «когерентность» (рис. 10). Пласт АчНхII образует сложно построенное в разрезе и по простирацию песчаниковое тело переменной толщины, сформированное несколькими конусами выноса, имеет средние размеры 8×30 км, площадь более 200 км². Пласт АчНхI приурочен к единичному (размер 7×8 км и площадью около 50 км²) конусу выноса 5-й клиноформы. Северная граница пласта выходит за рамки площади ЗН.

Таким образом, на современном этапе изученности можно говорить о том, что выработанная методика позволяет с высокой степенью достоверности определить границы залежей Пайяхского месторождения и прогнозировать аналогичные ловушки в пределах одноименной ЗН.

Яновстанско-шуратовская углеводородная система

Ранее на основании результатов комплексных геохимических исследований проб газа, нефти и битумоидов из образцов пород шуратовской и яновстанской свит (скважины Пх-2, СПх-7, 8, ЗПх-1), включающих изучение особенностей молекулярного, изотопного состава, Rock-Eval пиролиз, хромато-масс-спектрометрический анализ, было показано [11], что обогащенные ОВ сапропелевого типа интервалы в составе яновстанской свиты наиболее близки к нефти, полученной при испытании песчаников шуратовской свиты. Таким образом была определена и достоверно установлена (в терминологии Н. В. Лопатина [14]) яновстанско-шуратовская УВ-система.

Количество $C_{орг}$ на данной стадии преобразованности ОВ яновстанской и гольчихинской свит изменяется от 0,74 до 2,98 %, в среднем 1,51 %. Генерационный потенциал (S_1+S_2) варьирует от 1,0 до 10,7 мг УВ/г породы. Интервалы, обогащенные сапропелевым ОВ, характеризуются повышенным относительно фоновых значений водородным индексом (до 280 мг УВ/г ТОС). Аквагенный тип РОВ подтверждается характером распределения нормальных алканов, соотношением стабильных изотопов углерода ($\delta^{13}C$), а также присутствием органических мацералов липтинитовой группы.

Реконструкции температурной истории и истории термokatалитического преобразования РОВ показали, что нефтегазоматеринские отложения яновстанской и гольчихинской свит Пайяхской ЗН вошли в главную зону нефтеобразования в конце позднего мела [4, 7, 10, 12, 15]. Рассчитанные значения T и R_o достигли максимальных значений в эоцене. К этому же периоду геологической истории относятся максимальная скорость генерации жидких углеводородов и активное проявление миграционных процессов, формирование залежей нефти. Начиная с олигоцена и в течение всего неогена в связи с воздыманием территории рост температур в осадочном чехле прекратился, замедлились процес-

сы генерации углеводородов. На новейшем этапе геологической истории из-за формирования многолетнемерзлых пород и мощных ледовых покровов пластовые температуры уменьшились на 10–20 °С, генерация временно приостановилась и все геологические процессы в УВ-системе свелись к переформированию или диссипации залежей.

Отмеченная особенность миграционно-дренажного пространства (вертикальная направленность эмиграционного потока с последующим перераспределением УВ внутри линзовидных шуратовских резервуаров) исключает дальнюю латеральную миграцию, определяет наличие АВПД и позволяет предположить, что перспективность отдельных литологически экранированных «ачимовских» резервуаров определяется степенью реализации нефтематеринского потенциала отложений яновстанской свиты, непосредственно их подстилающих. Судя по углепетрографическим данным, нефтегазоматеринские отложения до глубин 4,0 км еще не вышли из ЗН, а верхняя ее граница расположена на глубинах от 2,5 (Мессояхско-Малохетская гряда) до 3,3 км (Пуринская моноклираль). С учетом имеющихся данных о катагенетической преобразованности РОВ установлено, что наибольшей степенью реализации нефтематеринского потенциала в границах территории исследований характеризуется территория ЦТМ, включающая и район Танамской структурной террасы. Рассмотрев несколько вариантов построенных в разные годы разными исследователями карт изореспленд витринита, фактически отражающих преобразованность РОВ в эоценовую эпоху, на которую приходится наиболее активная фаза нефтеобразования, мы уточнили северную границу Пайяхской ЗН на участках, недостаточно охарактеризованных бурением. Итоговые границы Пайяхской зоны нефтенакпления приведены на рис. 11.

Ресурсная база Пайяхской ЗН и основные направления геолого-разведочных работ

С учетом всего изложенного Пайяхская зона нефтенакпления (максимальный размер 300×170 км и площадь около 30000 км²) выделена авторами в западной части ЕХРП (см. рис. 11). Южная граница зоны проведена по границе клиноформного комплекса (бровка шельфа первой клиноформы); северная – с учетом прогностической степени преобразованности РОВ НГМТ яновстанской и гольчихинской свит, что соответствует глубинам 3300–3400 м; восточная – в области окончания развития типичных клиноформ ЕХРП [18]; западная – по условной границе ЕХРП и Западно-Сибирского бассейна.

В результате комплексных геолого-геофизических исследований установлены критерии прогноза несводовых, литологически экранированных ловушек «ачимовского» типа в составе шуратовской свиты, а также выполнен прогноз зон распространения пластов группы АчНх Пайяхской ЗН в право-

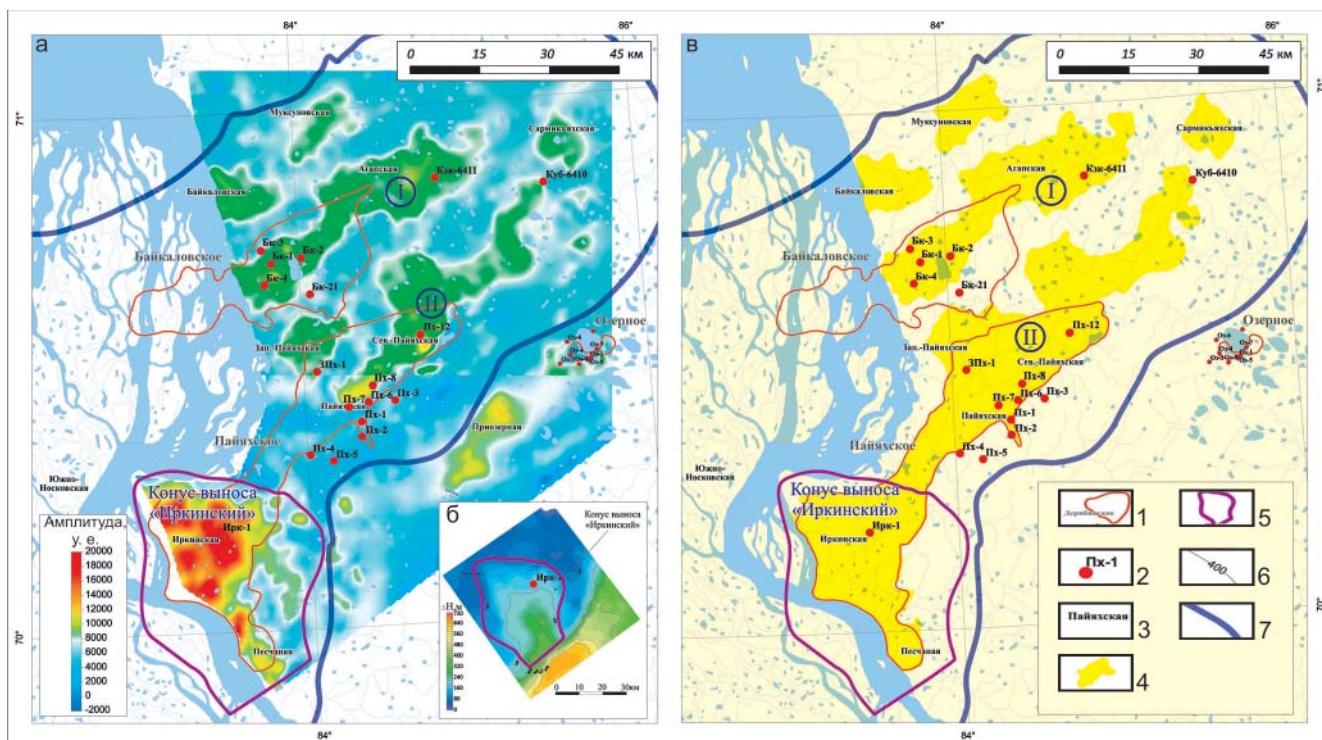


Рис. 12. Карта атрибута «амплитуда», построенная по ОГ IIa0 (подошва пласта АчNiv) (а); фрагмент карты толщин турбидитной системы АчNiv (б); Иркинский конус выноса, сформированный ПротоЕнисеем; карта залежей и перспективных объектов Пайяхской зоны нефтенакопления на правом берегу р. Енисей (в) (I – северная область развития песчаных тел группы АчNiv, II – южная область)

1 – выявленные месторождения; 2 – пробуренные скважины; 3 – площади поисково-разведочных работ; 4 – залежи и перспективные объекты Пайяхской зоны нефтенакопления; 5 – контуры Иркинского конуса выноса; 6 – изопахиты, м; 7 – границы Пайяхской зоны нефтенакопления

ции ГИС в разрезе выделены четыре продуктивных пласта суммарной нефтенасыщенной толщиной 96 м. В том же году было начато бурение поисковой скважины на Иркинской площади, где на основании динамического анализа материалов сейсморазведки прогнозировалось распространение песчаников ачимовского типа, аналогичных продуктивным песчаникам на Пайяхском месторождении [30]. Иркинская скв. 1 была закончена бурением в марте 2019 г. По результатам интерпретации ГИС выделено более 114 м нефтенасыщенных коллекторов в составе шуратовской свиты. После гидроразрыва пласта получены кратковременные притоки нефти дебитом до 720 м³/сут. После переинтерпретации данных сейсморазведки 2D, включая профили, отработанные в последние годы в акватории р. Енисей, установлено, что Иркинская скв. 1 пробурена в пределах крупного конуса выноса, хорошо выделяемого на карте толщин (см. рис. 12, б). Согласно выполненному оперативному подсчету запасов нефти Иркинская площадь вошла в состав Пайяхского месторождения, извлекаемые запасы нефти которого в апреле 2019 г. были утверждены Государственной комиссией по запасам Роснедра в объеме более 1,2 млрд т.

Отдельно следует остановиться на особенностях формирования Иркинского конуса выноса, охарактеризованного скв. Ирк-1. Учитывая наметившуюся

связь современных речных потоков с древней сетью питающих каналов, можно предположить, что данный конус, имеющий размеры 32×47 км и площадь свыше 1300 км², мог быть сформирован только крупным водным потоком – **Прото-Енисеем**. По нашему мнению, это обусловлено взаиморасположением источников сноса и областей седиментации в раннемеловое время. Как известно, с рубежом юры и мела связан первый этап формирования положительных структур ЕХРП. Обломочный материал, поступающий с Сибирской платформы, осаждался перед крупными барьерами – Рассохинским валом и Мессояхско-Малохетской грядой. Таким образом, на большей части территории ЕХРП седиментация в раннемеловое время происходила за счет локального размыва сводовых частей указанных структур, что подтверждается материалами бурения (уничтожена большая часть верхнеюрских отложений) и сейсморазведки (неокомские клиноформные толщи развиты севернее Рассохинского вала, а Мессояхско-Малохетская гряда разделяет западносибирские клиноформы субмеридионального и таймырские клиноформы субширотного простирания).

Судя по установленному распределению толщин песчаников, единственный участок протяженностью до 120 км, где был беспрепятственный транзит обломочного материала с Сибирской плат-



формы в центральные районы ЕХРП, расположен между Долганским и Дудыптинско-Жданихинским компенсационными прогибами [19]. На западе данного участка протекает р. Енисей, вдоль которой отмечены наибольшие толщины «ачимовских» песчаников: на Иркинской площади 114 м, на Южно-Носковской более 80 м, на Дерябинской до 70 м, на Байкаловской до 50 м. Повышенные толщины следует также ожидать в пределах установленного мини-бассейна седиментации (см. рис. 3, а), куда беспрепятственно осуществлялся транзит обломочного материала с Сибирской платформы.

Область распространения повышенных толщин (см. рис. 11), назовем ее Приенисейской, является приоритетной. Здесь целесообразно сосредоточить поисково-разведочные работы на поиск залежей нефти.

Поскольку залежи нефти, аналогичные выявленным на Пайяхском месторождении, ожидаются на всей территории Пайяхской ЗНН, нами выполнена оценка ресурсной базы территории исследований по аналогии с хорошо изученным районом правобережья р. Енисей. Как уже отмечено, извлекаемые запасы и ресурсы этого района площадью около 5000 км², локализованные в границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории северной и южной перспективных областей, составляют 1,5 млрд т. Простые расчеты показывают, что потенциал нефтеносности Пайяхской ЗНН, площадью около 30000 км², может достигнуть 5 млрд т (извлекаемые). С целью локализации первоочередных объектов поисковых работ (помимо Приенисейского направления), целесообразно провести переинтерпретацию геолого-геофизических материалов в границах всей зоны (более 31000 пог. км сейсморазведки, выполненной в том числе в акватории р. Енисей, данные бурения более 50 скважин) с выделением и картированием отдельных клиноформ, что позволит выявить ловушки, локализованные в основании клиноформного комплекса на основании перечисленных в настоящей работе критериев.

Выводы

По результатам комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керна и пластовых флюидов можно говорить о выявлении на Таймыре новой крупной (около 30000 км²) зоны нефтенакопления, которая представлена совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых, литологически экранированных ловушках в составе шуратовской свиты нижнего мела, связанных с песчано-алевритовыми пластами «ачимовского типа», локализованными вдоль подножья проградирующего склона неоконского бассейна. С учетом масштабов Пайяхской ЗНН можно говорить об ареале зон нефтенакопления, однако на данном этапе изученности это, по-видимому, преждевременно.

Условия формирования залежей Пайяхской ЗНН, как выявленных, так и прогнозируемых, едины и обусловлены эмиграцией углеводородных флюидов в «ачимовские» линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ яновстанской и гольчихинской свит, находящихся в главной зоне нефтеобразования. Такая особенность миграционно-дренажного пространства способствует образованию АВПД, отмеченному в скважинах Пайяхской ЗНН.

В наиболее изученном районе зоны на правобережье р. Енисей на основании сейсмостратиграфического анализа и анализа динамических характеристик сейсмической записи определены крупные поисковые объекты, аналогичные по геологическому строению Пайяхскому нефтяному месторождению. Их последующее опосредованное опосредование позволит обеспечить существенный (более 1 млрд т) прирост извлекаемых запасов нефти.

Выделение Пайяхской ЗНН подтвердило высокие перспективы нефтеносности Енисей-Хатангского прогиба, считавшегося ранее (И. С. Грамбергом, А. Э. Конторовичем и др., В. С. Старосельцевым и др.) преимущественно газоносным. Начальные суммарные ресурсы нефти территории исследований предварительно оценены нами в 5 млрд т (извлекаемых), однако уже сегодня можно сказать, что с учетом региональных характеристик низкопроницаемых «ачимовских» коллекторов таймырская нефть будет трудноизвлекаемой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Барабошкин Е. Ю.** Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. – Тверь: ГЕРС, 2011. – 152 с.
2. **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. – 22 с.
3. **Взаимосвязь** материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества / Ю. А. Филиппов, И. В. Давыдова, Л. Н. Болдушевская и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 52–57.
4. **Ботнева Т. А., Фролов С. В.** Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 32–38.
5. **Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции** / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская и др.; под ред. А. А. Бакирова. – М.: Недра, 1982. – 238 с.
6. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов



и др.; под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

7. **Геохимические** критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы / И. Д. Полякова, М. М. Колганова, Е. И. Соболева, Г. Ф. Степаненко // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. – М.: Наука, 1983. – С. 119–132.

8. **Гурари Ф. Г.** Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2003. – 141 с.

9. **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. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf.

10. **Историко-геологическое** моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.

11. **Климова Е. Н., Кучерявенко Д. С., Поляков А. А.** Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяжского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 1. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf.

12. **Конторович В. А., Ершов С. В.** Нефтегазовый резерв Западной Сибири // Наука из первых рук. – 2010. – № 3 (33). – С. 26–29.

13. **Локальный** прогноз песчаных тел ловушек нефти и газа путем комплексирования методов электрометрической геологии и сейсмической стратиграфии в отложениях с клиноформным залеганием пород / В. С. Муромцев, А. В. Журавлева, Л. Д. Неуймина, Г. В. Петрова // Комплексирование геологических и геофизических методов исследований при поисках несводовых ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири. – Л.: Недра, 1989. – С. 90–104.

14. **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.

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

16. **Муромцев В. С.** Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 259 с.

17. **Новые** направления геолого-разведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба

(правобережье Енисея) / А. А. Поляков, А. В. Исаев, С. М. Карпухин, Е. В. Фомина // Науч.-техн. вестн. ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 1. – С. 2–6.

18. **Перспективные** нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования / А. В. Исаев, В. А. Кринин, Ю. А. Филипцов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2 (6). – С. 74–82.

19. **Перспективы** нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // А. В. Исаев, В. П. Девятов, В. А. Кринин, С. М. Карпухин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 15–25.

20. **Поляков А. А.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений северо-западного обрамления Сибирской платформы: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – М.: МГУ, 2013. – 23 с.

21. **Предложения** по уточнению региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины (Ханты-Мансийский автономный округ и сопредельные территории) / С. Л. Белоусов, В. Ф. Гришкевич, В. Г. Елисеев и др. // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 57–62.

22. **Приобская** нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю. Н. Каргодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

23. **Прищепа О. М.** Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 2. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf.

24. **Решение** 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины / под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.

25. **Селли Р. Ч.** Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 294 с.

26. **Стратиграфический** словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / под ред. Н. Н. Ростовцева. – Л.: Недра, 1978. – 183 с.

27. **Тектоника** и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А. П. Афанасенков, А. М. Никишин, А. В. Унгер и др. // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42.

28. **Трофимук А. А., Каргодин Ю. Н., Мовшович Э. Б.** Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 5–11.

29. **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.



30. Isaev A. V., Devyatov V. P., Karpukhin S. M. Planetary and regional aspects of development and structure of northern Siberia oil and gas bearing clinoform complexes // Proceedings of the 34th International Geological Congress. Abstracts. – 2012. – No. 1422. – P. 631.

31. Mutti E., Normark W. R. An integrated approach to the study of turbidite systems // Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. Frontiers in sedimentary geology. – New York: Springer, 1991. – P. 75–106.

REFERENCES

1. Baraboshkin E.Yu. *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennyye rezervuary. Posobie po rabote s kernom*. [Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Guide for the work with drill samples]. Tver, GERS Publ., 2011. 152 p. (In Russ.).

2. Boldushevskaya L.N. *Geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba i severovostoka Zapadno-Sibirskoy plity. Avtoreferat kand. dis.* [Geochemical criteria for petroleum potential forecast of Mesozoic deposits of the Yenisey-Khatanga regional trough and north-east of the West Siberian Plate. Author's abstract of PhD thesis]. Krasnoyarsk, KNIIGiMS SB RAS Publ., 2001. 22 p. (In Russ.).

3. Filiptsov Yu.A., Davydova I.V., Boldushevskaya L.N., et al. [The relationship between oil source rocks and oils in Mesozoic deposits of the northeastern area of the West Siberian Plate (from study of hydrocarbons-biomarkers and catagenesis of organic matter)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 5–6, pp. 52–57. (In Russ.).

4. Botneva T.A., Frolov S. V. [Conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover of the Yenisey–Lena system of deflections]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1995, no. 5, pp. 32–38. (In Russ.).

5. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Mstislavskaya L.P., Rozhkov E.L., Sudarikov Yu.A. *Geologicheskie usloviya formirovaniya i razmescheniya zon neftegazonakopleniya* [Geological conditions for the formation and migration of oil and gas accumulation areas]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 238 p. (In Russ.).

6. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 551 p. (In Russ.).

7. Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., et al. [Geochemical criteria of petroleum potential of north of the Siberian Platform]. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisey-Khatangskogo basseyna* [Geology and petroleum potential of the Yenisey-Khatanga basin]. Moscow, Nauka Publ., 1982, pp. 119–132. (In Russ.).

8. Gurari F.G. *Stroenie i usloviya obrazovaniya klynoform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy)* [The structure and formation conditions of clinoform Neocomian depos-

its of the West Siberian Plate (historical establishing of concepts)]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2003. 141 p. (In Russ.).

9. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. [Prospects of oil and gas potential of the clinoform complex of the Yenisey-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2015, vol. 10, no. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf. (In Russ.).

10. Kontorovich A.E., Burnshteyn L.M., Malyshchev N.A., et al. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 917–957.

11. Klimova E.N., Kucheryavenko D.S., Polyakov A.A. [New data about the reservoirs genesis of the Payyakhskoye field and prospects for their oil potential relating to Lower Yenisey Petroleum Province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2018, vol. 13, no. 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf. (In Russ.).

12. Kontorovich V.A., Ershov S.V. [Petroleum resource stock pile of West Siberia]. *Nauka iz pervykh ruk* [SCIENCE First Hand], 2010, no. 3 (33), pp. 26–29.

13. Muromtsev V.S., Zhuravleva A.V., Neuymina L.D., et al. [Local prediction of sand bodies of oil and gas traps by combining methods of electrometric geology and seismic stratigraphy in sedimentary rocks with clinoform rock occurrence]. *Kompleksirovanie geologicheskikh i geofizicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh nesvodovykh lozushkek i zalezhey uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri* [Integration of geological and geophysical research methods in search for non-salt dome trap and hydrocarbon accumulations in West Siberia]. Leningrad, Nedra Publ., 1989, pp. 90–104. (In Russ.).

14. Lopatin N.V., Zubayraev S.L. [Oil generation and storage systems: the logic of the concept and its application in exploration]. *Geoinformatika – Geoinformatics*, 2000, no. 3, pp. 67–82. (In Russ.).

15. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., et al. [Modeling of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous sections of the Yenisey–Khatanga basin]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2011, no. 5, pp. 48–55. (In Russ.).

16. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lozushkek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas]. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 259 p.

17. Polyakov A.A., Isaev A.V., Karpukhin S.M., et al. [New geological exploration activities in the west of the Yenisey-Khatanga trough (right bank of the Yenisey River)]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK Rosneft* [Scientific and Technical Bulletin of OAO NK Rosneft], 2012, no. 1, pp. 2–6. (In Russ.).

18. Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., et al. [Potential oil-and-gas bearing objects in the clinoform complexes of the Yenisey-Khatanga regional trough: re-



sults of seismic geological modeling]. *Geologiya i mineralno syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2011, no. 2 (6), pp. 74–82. (In Russ.).

19. Isaev A.V., Devyatov V.P., Krinin V.A., et al. [Petroleum prospects of the Yenisey-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, no. 4, pp. 15–25. (In Russ.).

20. Polyakov A. A. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh i melovykh otlozheniy severo-zapadnogo obramleniya Sibirskoy platformy. Avtoref. kand. dis.* [Geological structure and petroleum prospects of the Jurassic and Cretaceous sequences of the north-western margins of the Siberian Platform. Author's abstract of PhD thesis]. Moscow, State University Publ., 2013. 23 p. (In Russ.).

21. Belousov S.L., Grishkevich V.F., Eliseev V.G., et al. [Proposals for revising regional stratigraphic scheme of Mesozoic deposits of the West-Siberian Plain (Khanty-Mansy Autonomous Area and adjacent territories)]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2001, no. 2, pp. 57–62. (In Russ.).

22. Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Safonov V.S., et al. *Priobskaya neftenosnaya zona Zapadnoy Sibiri: sistemno-litnologicheskiy aspekt* [Priobskaya oil zone of West Siberia: systemic lithmological aspect]. Novosibirsk, NITS OIGGIM SB RAS Publ., 1996. 252 p. (In Russ.).

23. Prishchepa O.M. [Petroleum accumulation zones-methodical approaches to their selection, providing modern problem solving of geological branch]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, vol. 3, no. 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf. (In Russ.).

24. Nesterov I.I., ed. *Reshenie 5-go mezhdomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Si-*

birskoy ravniny [Decisions of the 5th Interdepartmental regional stratigraphical meeting on Mesozoic sediments of the West-Siberian Plain]. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 1991. 54 p. (In Russ.).

25. Selly R.Ch. *Drevnie obstanovki osadkonakopleniya* [Ancient sedimentation environment]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 294 p. (In Russ.).

26. Rostovtsev N.N., ed. *Stratigraficheskiy slovar mezozoyskikh i kaynozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Stratigraphic dictionary of Mesozoic and Cenozoic sediments of West-Siberian Lowland]. Leningrad, Nedra Publ., 1978. 183 p. (In Russ.).

27. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V., et al. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisey-Khatanga Basin and the conjugate Taymyr Orogen. *Geotectonics*, 2016, vol. 50, no.2, pp. 151–178.

28. Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N., Movshovich E.B. [Problems of improving the conceptual base of oil and gas geology on the example of the concept of the “petroleum accumulation zone”]. *Geologiya i geofizika*, 1982, no. 5, pp. 5–11. (In Russ.).

29. Uspenskaya N.Yu. [Giant fields: their significance in estimation of oil and gas reserves and nature of their formation]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1972, no. 8, pp. 1–8. (In Russ.).

30. Isaev A.V., Devyatov V.P., Karpukhin S.M. Planetary and regional aspects of development and structure of northern Siberia oil and gas bearing clinoform complexes. *Proceedings of the 34th International Geological Congress. Abstracts*, 2012, no. 1422, p. 631.

31. Mutti E., Normark W.R. An integrated approach to the study of turbidite systems. *Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. Frontiers in sedimentary geology*. New York, Springer Publ., 1991, pp. 75–106.

© А. В. Исаев, А. А. Поляков, 2020