

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/36\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2019)

УДК 553.98.04:551.763.12(571.511)

**Исаев А.В.**

Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, [lis@sniiggims.ru](mailto:lis@sniiggims.ru)

**Поляков А.А.**

АО «Нефтегазхолдинг», Москва, Россия, [Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru](mailto:Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru)

## **ПАЙЯХСКАЯ ЗОНА НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ – ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМАЯ НЕФТЬ ТАЙМЫРА**

*Новые данные, полученные за период 2014-2019 гг. в результате проведения геологоразведочных работ на Таймырском полуострове как силами недропользователей, так и в рамках программ Федерального агентства, дают основание для существенного расширения площади высокоперспективных земель на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и выделения самостоятельной Пайяхской зоны нефтенакопления площадью около 30000 км<sup>2</sup>.*

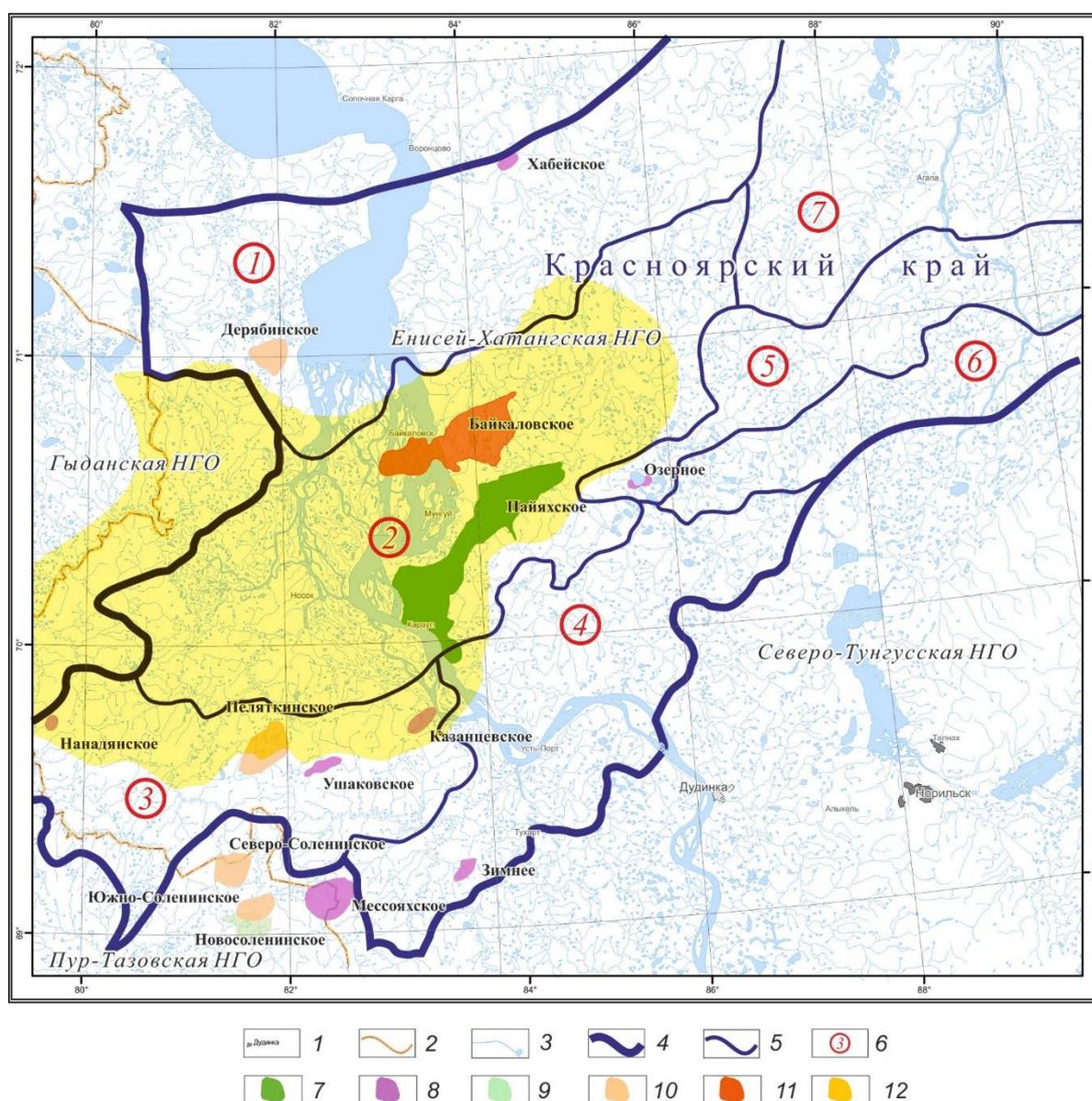
*На примере Пайяхского месторождения рассмотрены особенности геологического строения залежей, месторождений и перспективных объектов Пайяхской зоны нефтенакопления, намечены критерии прогноза нефтеносности песчаных тел «ачимовского» типа в составе шуратовской свиты нижнего мела, что позволило уточнить ресурсную базу территории исследований и обеспечить существенный прирост запасов нефти.*

**Ключевые слова:** *неокомский клиноформный комплекс, шуратовская свита, ачимовская толща, трудноизвлекаемая нефть, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Таймырский полуостров, Пайяхская зона нефтенакопления, Пайяхское месторождение.*

### **Введение**

Выделенная авторами Пайяхская зона нефтенакопления (ЗНН) расположена на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края, в 400 км севернее Полярного круга и в нефтегеологическом отношении входит в состав Нижнеенисейского и Танамского нефтегазоносных районов Енисейско-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) (рис. 1), распространяясь и далее на запад – в пределы Гыданской НГО Западной Сибири. Актуальность изучения Пайяхской ЗНН обусловлена появлением новых значимых результатов геологоразведочных работ: в период с 2014 по 2019 гг. здесь пробурено 9 поисковых скважин, отработано более 1100 км<sup>2</sup> 3D и 6000 пог. км 2D-сейсморазведки, что позволило уточнить геологическое строение неокомского клиноформного комплекса и ресурсный потенциал территории, обеспечить существенный прирост (более 1 млрд. т) извлекаемых запасов нефти. На современном этапе изученности, в результате комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, исследования керн и пластовых флюидов, можно говорить о выявлении на Таймыре новой

крупной, охватывающей территорию около 30000 км<sup>2</sup> ЗНН, 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» [Стратиграфический словарь..., 1978], продуктивность которых установлена на Иркинской, Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Средне-Яровской, Турковской площадях и предполагается по данным ГИС на Байкаловской, Кубинской, Казак-Яхской и других площадях.



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

1 - населенные пункты; 2 - административные границы; 3 - реки, озера; границы: 4 - Енисей-Хатангской НГО; 5 - нефтегазоносных районов (по [Конторович, Ершов, 2010]); 6 - нефтегазоносные районы: 1 - Енисей-Пясинский, 2 - Нижнеенисейский, 3 - Танамский, 4 - Малохетский, 5 - Рассохинский, 6 - Предпуторанский, 7 - Агапский; месторождения: 7 - нефтяные, 8 - газовые, 9 - газонефтяные, 10 - газоконденсатные, 11 - нефтегазоконденсатные; 12 - Пайяхская зона нефтенакопления.

В соответствии с представлениями академика А.А. Трофимука основной задачей при выделении ЗНН является изучение и описание закономерностей размещения ловушек и скоплений нефти и газа [Трофимук, Карогодин, Мовшович, 1982]. В настоящей работе на основании установленных особенностей геологического строения территории исследований намечены границы Пайяхской ЗНН, выполнена прогнозная оценка ее ресурсного потенциала, представлены приоритетные направления геологоразведочных работ.

### **Критерии выделения Пайяхской зоны нефтенакопления**

Точного определения термина «ЗНН», 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 нежели нефтегазоносный район. Вопросы совершенствования понятийной базы, выделения и классификации ЗНН значительное место занимали в научно-исследовательской проблематике и в отечественных публикациях в 50-80 гг. прошлого века 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 цитируемой 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 [Геологические условия..., 1982].

Авторами настоящей работы, с учетом тематических публикаций Н.Ю. Успенской и О.М. Прищепы, дефиниция термина ЗНН 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**» [Успенская, 1972; Прищепа, 2008]. Данное определение, в случае структурного контроля нефтегазоносности, 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.), посвящённых 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 [Исаев и др., 2011; Исаев, Кринин, Карпухин, 2015; Поляков и др., 2012], 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» ([Приобская нефтеносная..., 1996] и др.);

2. Их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской углеводородной (УВ) системе [Исаев и др., 2011; Климова, Кучерявенко, Поляков, 2017], включающей нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) яновстанской и гольчихинской свит. С этих позиций пространственные границы Пайяхской ЗНН определяются, помимо п. 1, границами областей катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ), достаточной для реализации нефтематеринского потенциала НГМТ. Косвенным подтверждением активного нефтеобразования, при наличии даже небольшого нефтегенерационного потенциала керогена, служит аномально-высокое пластовое давление (АВПД), отмеченное в скважинах Пайяхской ЗНН и обусловленное упругой энергией УВ-флюидов, эмигрирующих в «ачимовские» линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их НГМТ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для Пайяхской ЗНН.

### **Геологическое строение Пайяхской зоны нефтенакпления**

В тектоническом отношении Пайяхская ЗНН расположена в центральной части Центрально-Таймырского мегапрогиба (ЦТМ). В геологическом строении территории исследований принимают участие юрско-меловые терригенные образования толщиной до 7000 м, залегающие со стратиграфическим несогласием на вулканогенно-осадочных отложениях триаса [Афанасенков и др., 2016].

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 моноклиналию, 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 УВ.

Возрастной интервал продуктивных отложений довольно широк и охватывает диапазон 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 Пайяхского, **нефтеносность которого обусловлена благоприятным взаиморасположением природных резервуаров нижней части разреза шуратовской и НГМТ яновстанской и гольчихинской свит**, характеризующихся высоким нефтематеринским потенциалом и находящейся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) [Ботнева, Фролов, 1995; Болдушевская, 2001; Филипцов, Давыдова, Болдушевская, 2006; Сафронов, Ершов, Ким, 2011; Поляков, 2013]. Именно поэтому Пайяхское месторождение выбрано в качестве эталонного объекта одноименной ЗНН с целью изучения особенностей формирования и закономерностей размещения залежей нефти в «ачимовских» отложениях шуратовской свиты и дальнейшего прогноза ресурсного потенциала территории исследований.

Нефтеносность природных резервуаров шуратовской свиты, локализованных в фондоформной части неокомского клиноформного комплекса ЕХРП, помимо Пайяхского месторождения, установлена на Средне-Яровской и Турковской площадях, и предполагается по данным ГИС на Байкаловской, Кубинской, Казак-Яхской и других площадях. Отмечен сложный характер распространения коллекторов, суммарная толщина «ачимовских» песчаников изменяется от 0 м в Паютской скв. 1 до более 114 м в Иркинской скв. 1 (табл. 1). Свойства коллекторов наиболее полно изучены в Центральной лаборатории ПГО «Енисейнефтегазгеология» (г. Красноярск, образцы керна, поднятого до 1991 г.) и лабораториях СНИИГГиМС (г. Новосибирск, скважины Пх-6, 7), ОАО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск, скв. Пх-8), ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика» (г. Тверь, скв. ЗПх-1), ООО «Корэтест сервис» (г. Тюмень, скважины 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%), 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, достигающей 50%;

4) по классификации А.А. Ханина, коллекторы, в основном, относятся к V-VI классам, **что позволяет охарактеризовать запасы выявленных и прогнозируемых залежей как трудноизвлекаемые.**

Таблица 1

## Свойства коллекторов Пайяхской зоны нефтенакпления

Пласт	Интервал пласта		Нобщ, м	Нэф., м	Кп, д.е.	Кпр, мД	Дебит (без ГРП), м <sup>3</sup> /сут.
	кровля	подошва					
<b>Скв. Пх-1</b>							
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 <sub>н</sub> =37,9
АчНхIV-3	3432	3436,4	4,4	4,4	0,19	0,4-0,7	Q <sub>н</sub> =33,0
<b>Скв. Пх-2</b>							
АчНхIV-1	3433,2	3438,4	5,2	3,2	0,16	0,4-0,7	Q <sub>н</sub> =2,2, Q <sub>г</sub> =4-5
АчНхIV-2	3450,2	3453,8	3,6	2,8	0,18	1,5	
<b>Скв. Пх-4</b>							
АчНхIII-2	3275,4	3286,8	11,4	1,2	0,15	0,7-1,0	пленка нефти
<b>Скв. Пх-6</b>							
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 <sub>н</sub> =24, Q <sub>г</sub> =2,7
АчНхIV-1-3	3438,8	3462	23,2	17,1	0,18		
<b>Скв. Пх-7</b>							
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 <sub>н</sub> =1,3
АчНхIV-1-3	3459,4	3473,2	13,8	10,0	0,19		Q <sub>н</sub> =25
<b>Скв. Пх-8</b>							
АчНхIV-0	3443,2	3452	8,8	2,5	0,16	0,5-0,7	Q <sub>н</sub> =19,3
АчНхIV-1-3	3458,2	3494,4	38,2	31,1	0,19	0,3-0,9	
<b>Скв. ЗПх-1</b>							
АчНхI	3442	3453	11,0	4,4	0,17	1,6	Q <sub>н</sub> =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 <sub>н</sub> =5,26
АчНхIII-2	3555,4	3563	7,6	6,0	0,17	0,1-0,7	Q <sub>н</sub> =0,84
АчНхIV-0	3574,6	3588,6	14,0	6,0	0,16		
<b>Скв. Пх-12</b>							
АчНхIII-1	3460	3497	37,0	9,7	0,19	0,6-1,7	Q <sub>н</sub> =5,46
АчНхIV-1-3	3535	3585	50,0	7,4	0,16	0,4-1,1	Q <sub>н</sub> =4,93
<b>Скв. Яр-2</b>							
АчНхIV	3114	3122	8,0	6,0			Q <sub>г</sub> =3, Q <sub>в</sub> =6,8
<b>Скв. Ан-51</b>							
АчНхIV	3346	3420	74,0	18,0			Q <sub>в</sub> =3,74
<b>Скв. Сяр-2</b>							
АчНхIII	3484	3509	25,0	5,5	0,13	0,1	Q <sub>н</sub> =0,13
АчНхIV	3529	3629	100,0	25,0			
<b>Скв. Сяр-3</b>							
АчНхIV	3185	3227	42,0	7,2	0,17	1,2	Q <sub>в</sub> =38,4+газ
<b>Скв. Трк-1</b>							
АчНхII	2842	2857	15,0	5,0			Q <sub>в</sub> =0,2
АчНхIII	2982	2994	12,0	1,1			
АчНхIV	3015	3034	19,0	3,7			Q <sub>в</sub> =1,6+вод.неф.эм.
<b>Скв. Трк-2</b>							
АчНхIII	2983	3001	18,0	3,9			сухо
АчНхIV	3071	3103	32,0	6,7	0,14	0,3-10 (трещ).	Q <sub>н</sub> =2,3; Q <sub>г</sub> =3т.
<b>Скв. Юнс-318</b>							
АчНхIV-0	3543	3553	10,0	7,0			Q <sub>в</sub> =110
АчНхIV-1-3	3565	3634	69,0	11,0	0,15	0,3	
<b>Скв. Ирк-1</b>							
АчНхIII-1	3419	3429	10,0	2,0	0,18	2,8-3,5	в испытании, кратковременный приток нефти до 720 м <sup>3</sup> /сут.
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	
АчНхIV-1-3	3587	3719	132,0	96,6	0,18	до 3-5	

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 на территории Пайяхской ЗНН. Методика исследований, примененная коллективом сотрудников АО «СНИИГГиМС» при изучении Пайяхского месторождения, приведена ниже.

### **Природные резервуары, ловушки и залежи нефти Пайяхского месторождения – эталонного объекта Пайяхской зоны нефтенакопления**

В границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории выполнено свыше 3600 пог. км. 2D-сейсморазведки и 700 км<sup>2</sup> 3D, пробурено 10 скважин, 8-ю из которых вскрыты нефтенасыщенные коллекторы в нижней части разреза шуратовской свиты.

Глубина залегания продуктивных отложений изменяется от 3300 до более 3700 м. Коллекторы характеризуются резкой изменчивостью нефтенасыщенных толщин (от 1 до более 114 м). Отмечено АВПД, Ка достигает 1,7. 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/см<sup>3</sup>), малосернистая (0,1-0,2%), парафинистая (> 4%).

Нефтеносность Пайяхского месторождения, как отмечено выше, 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 отметить, 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 в ЕХРП назрела необходимость разработки единой схемы индексации продуктивных пластов, которую невозможно осуществить без стратиграфической основы.

Исторически неокомский клиноформный комплекс ЕХРП включал нижнехетскую и суходудинскую свиты, а в 1990 г. [Решение 5-го..., 1991] дополнительно подразделен на

шуратовскую (морские отложения) и байкаловскую (мелководно-морские отложения) свиты. Границы распространения шуратовской свиты в ЕХРП как в разрезе, так и по площади не установлены, этот вопрос остается дискуссионным. По мнению авторов, территориально шуратовская свита соответствуют границам клиноформного комплекса, а в разрезе ограничена сверху низами 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 в Западной Сибири [Белоусов, Гришкевич, Елисеев, 2001].

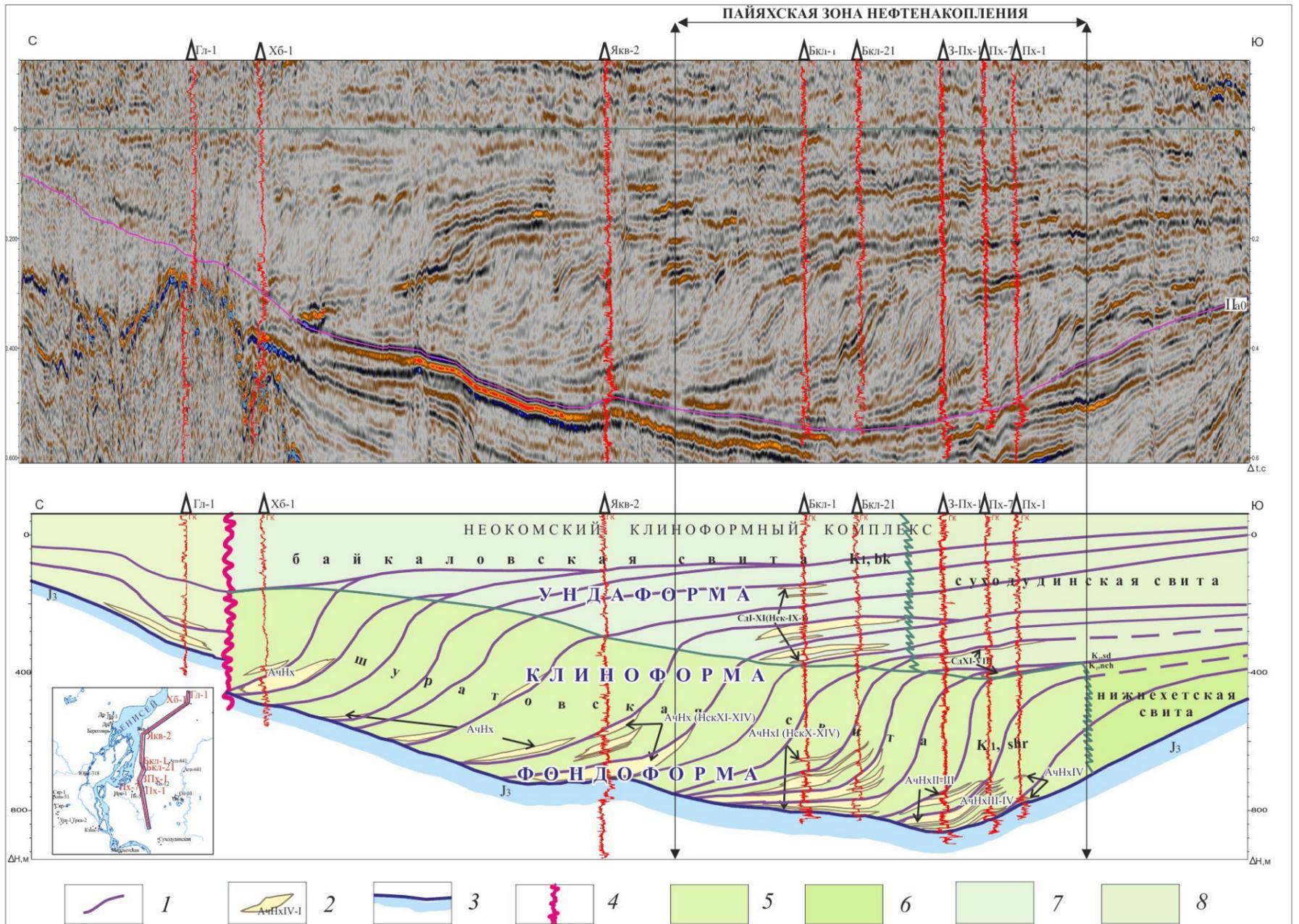
Формирование коллекторов в шуратовское время (берриас-ранний валанжин) тесно связано с палеотектоникой региона. История тектонического развития рассматриваемой территории является частью геологических процессов, происходивших на севере Сибири в конце юры-начале мела. В это время территория ЕХРП охвачена верхнекиммерийской (верхоянской) фазой складчатости, когда под влиянием тангенциальных напряжений Карского блока формировалась система крупных линейных наклонных мегавалов (Рассохинский, Малохетский и др.) [Геология нефти..., 1981]. Им сопутствовали компенсационные региональные и локальные депрессии.

Активный рост Рассохинского мегавала, к юго-западному окончанию которого примыкает Пайяхская площадь, привел к образованию в её центральной части некомпенсированной впадины-минибассейна седиментации (рис. 3а). На юге-юго-востоке в это же время отмечался 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 [Гурари, 2003], проградационно заполняющих некомпенсированный бассейн за счет пульсационного поступления в бассейн осадконакопления больших масс песчано-алеврито-глинистого материала с образованием седиментационного склона, осложнённого многочисленными каналами (рис. 3б, в).

По таким каналам происходила транспортировка осадков к подножью склона с образованием перекрывающихся в плане, «вложенных» конусов выноса турбидитных потоков, сформировавшим со временем полифациальную аккумулятивную песчано-алевролитовую турбидитную систему<sup>1</sup> пласта АчНхIV, которая четко отображается на карте толщин и в сейсмических атрибутах.

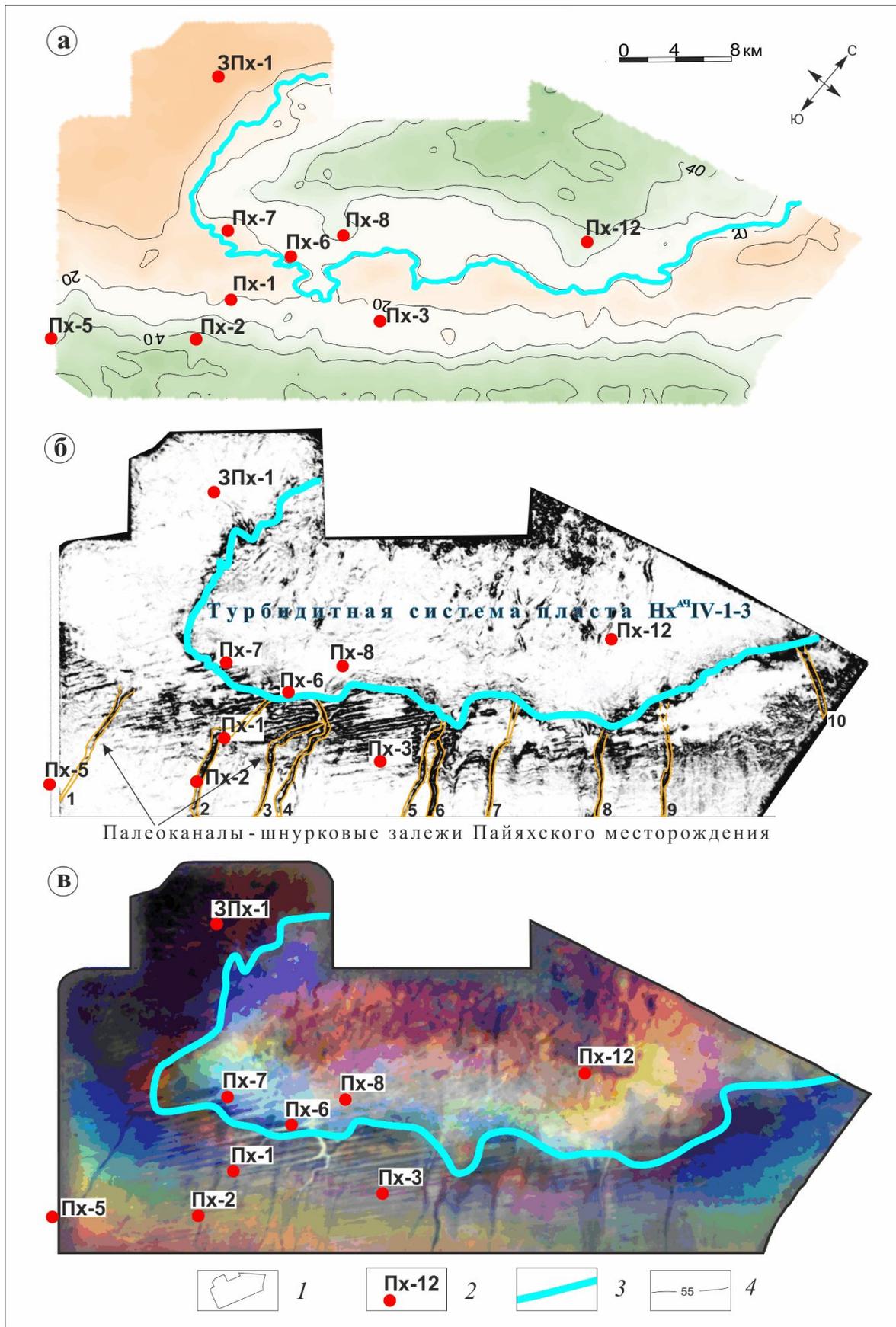
---

<sup>1</sup> Под турбидитной системой в настоящей работе понимается комплекс генетически связанных фаций и ассоциаций обломочных потоков и турбидитных течений [Mutti, Normark, 1991].



**Рис. 2. Субмеридиональный геолого-геофизический разрез Пайяхской зоны нефтенакопления 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.



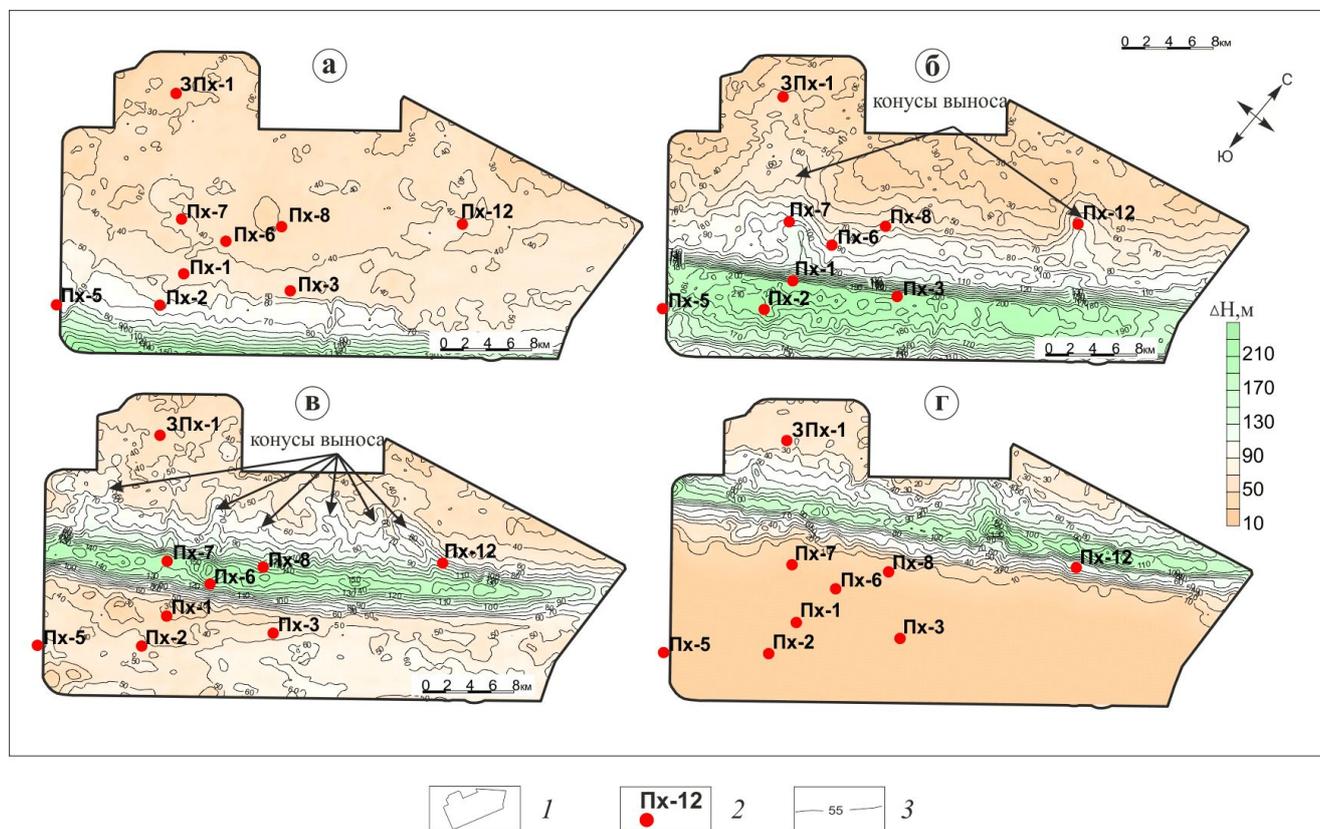
**Рис. 3.** Отображение турбидитной системы АчIV на карте толщин (а), на срезе атрибута «когерентность» (б) и на срезе атрибута «спектральное разложение» (в)  
 1 - полигон картопостроения (контур 3D сейсморазведочных работ); 2 - пробуренные скважины; 3 - граница области распространения турбидитной системы; 4 - изопахиты, м.

Турбидитная система площадью свыше 300 км<sup>2</sup> (в пределах съемки 3D) простирается с юго-запада на северо-восток на расстояние более 30 км, повторяя границы минибассейна 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 «перемык» способствуют появлению сейсмического облика «однородного» песчано-алевролитового тела, что хорошо видно на срезе атрибута «когерентность» (см. рис. 3б).

В конце раннего валанжина тектоническая активность значительно снизилась. Пайяхская акватория Хатангского морского бассейна с этого времени и по ранний готерив 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. В пределах Пайяхской площади выделено 5 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 конусы выноса, как показало бурение 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-сейморазведки (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 [Селли, 1989]. 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 образовании в достаточно глубоководном бассейне, ниже базиса штормовых волн. Отложения характеризуются слабой переработкой организмами, что объясняется повышенными скоростями седиментации при перемещении осадков турбидитными потоками.



**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* - изопакхиты, м.

Анализ текстурных особенностей продуктивных пластов Пайяхского месторождения позволил выявить значительные черты сходства их строения с существующими стандартными текстурными схемами для песчаных и тонкозернистых (глинисто-алевритовых) турбидитов [Барабоскин, 2011, Селли, 1989]. Отложения пластов АчНхIV и АчНхIII представлены 4 основными литотипами (рис. 5а):

- 1) тонко-мелкозернистые песчаники высокоплотных течений;
- 2) градационные горизонтально- и мелкокосослойчатые песчаники;
- 3) массивные алевролиты с глинистыми интракластами;
- 4) градационные алевролиты и аргиллиты.



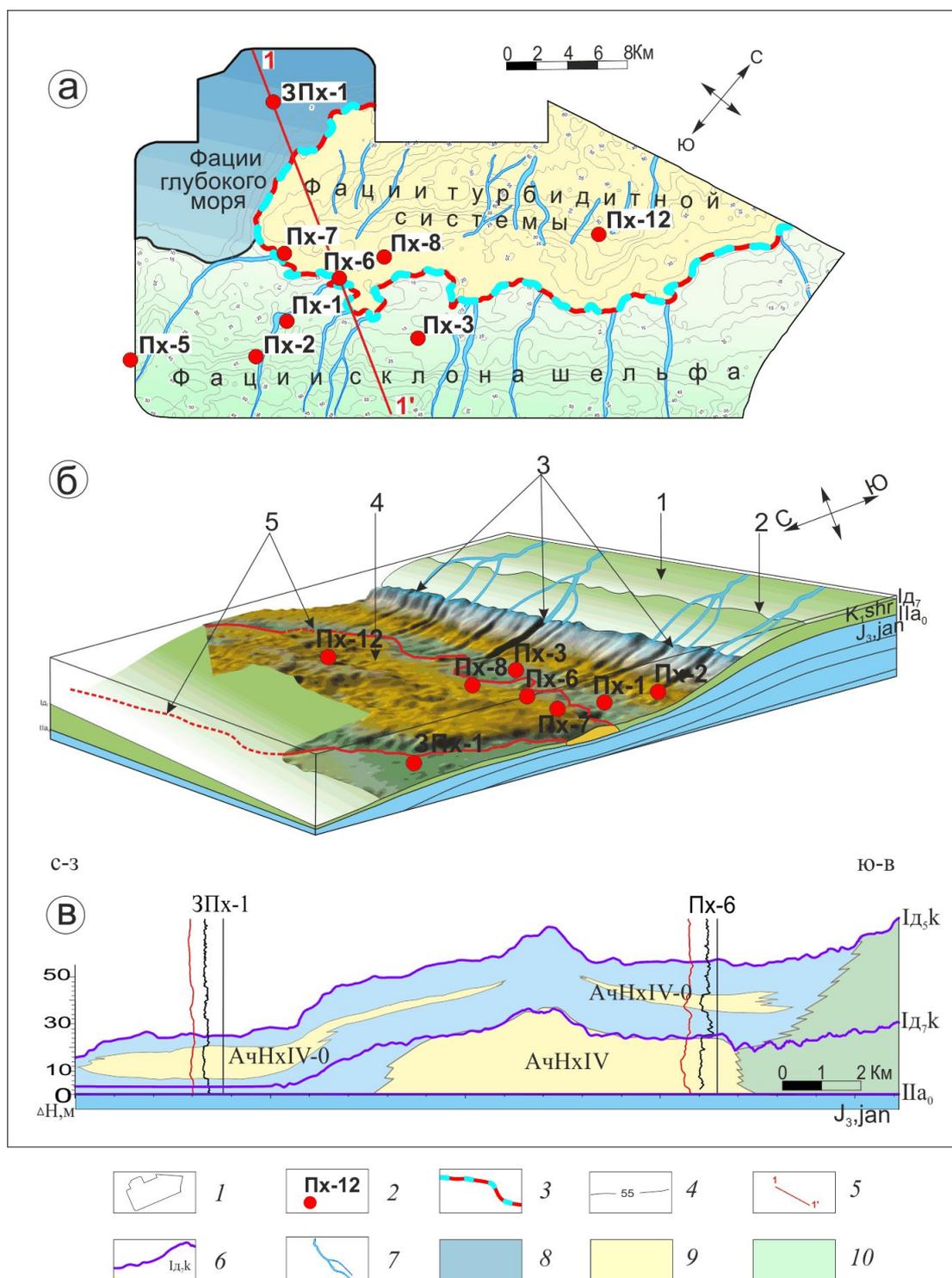
Полученные данные сравнивались с результатами литолого-петрографических, структурно-текстурных и гранулометрических исследований, включающими материалы микроскопического исследования пород в шлифах.

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 (рис. 5б), что позволяет отнести их к фациям подводных каналов. Большие значения двойного разностного параметра альфа-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 находит отображение и на срезе атрибута «когерентность», как видно, скважины Пх-1, 2 пробурены в области подводящего канала (см. рис. 3б).

По сравнению с пластами группы АчНхIV, формирование пласта АчНхIII происходило в более спокойных гидродинамических условиях, что установлено по уменьшению значений двойного разностного параметра альфа-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. 5б).

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 построены объемные палеогеоморфологические модели турбидитных систем и литолого-фациальные схемы для пластов АчНхIV и АчНхIII (рис. 6, 7).

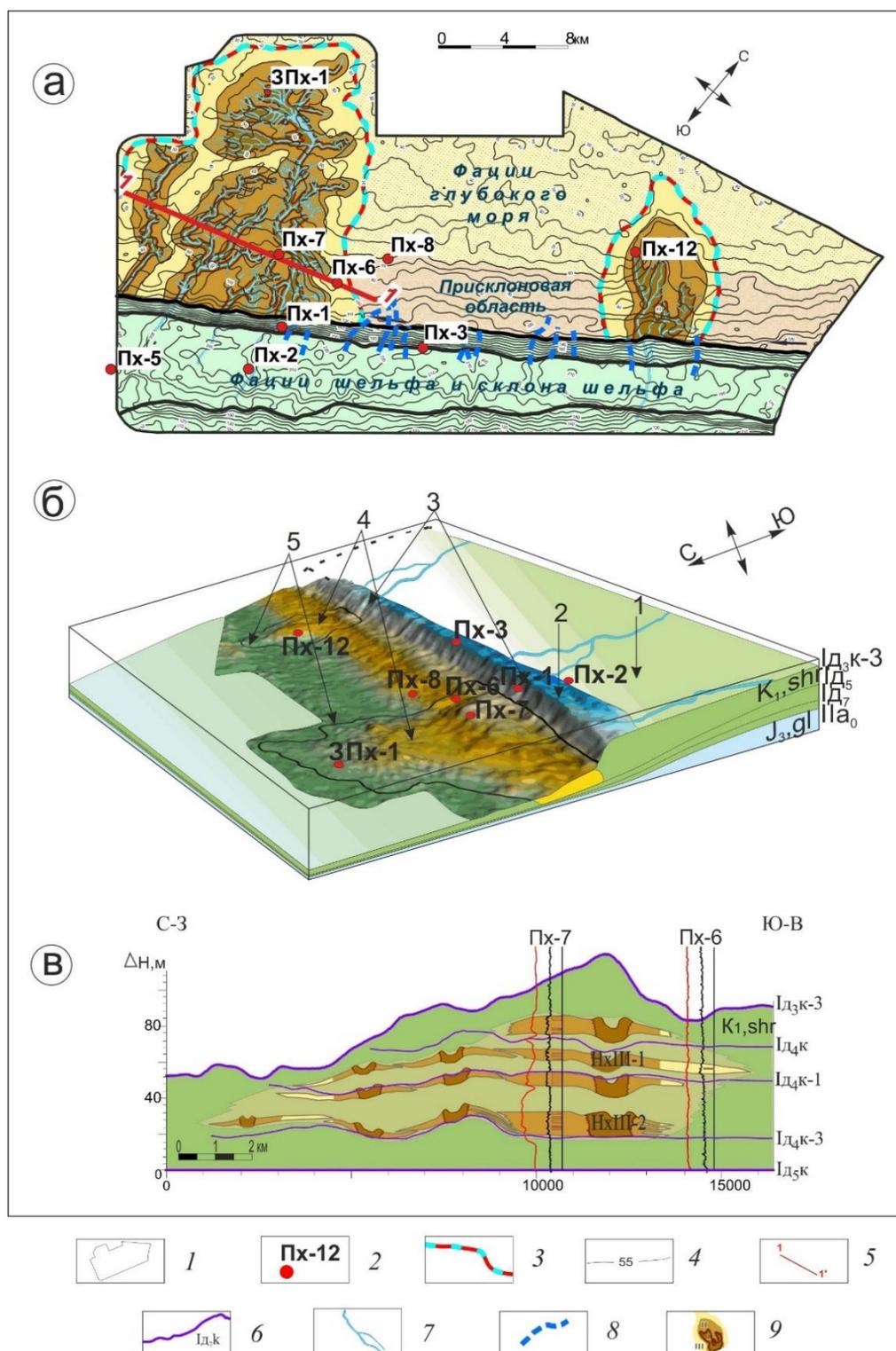
На литолого-фациальной схеме пласта АчНхIV выделены следующие основные зоны: глубокого моря, турбидитной системы и склона шельфа (рис. 6а). Соотношение фаций в разрезе и состав осадков показаны на рис. 6б, в. Проработка осадков вдольсклоновыми течениями привела к формированию вблизи склона мощного и однородного пласта крупнозернистых, с улучшенными коллекторскими свойствами, песчаников. 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.



**Рис. 6. Фациальная (а) и палеогеографическая (б) реконструкции формирования пласта АчНхIV**

Цифрами обозначены: 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 3D сейсморазведочных работ); 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 подводных каналах турбидитных потоков - переслаивание песков, алевролитов и глин).



**Рис. 7. Фациальная (а) и палеогеографическая (б) реконструкции формирования пласта АчНхIII**

Цифрами обозначены: 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'.

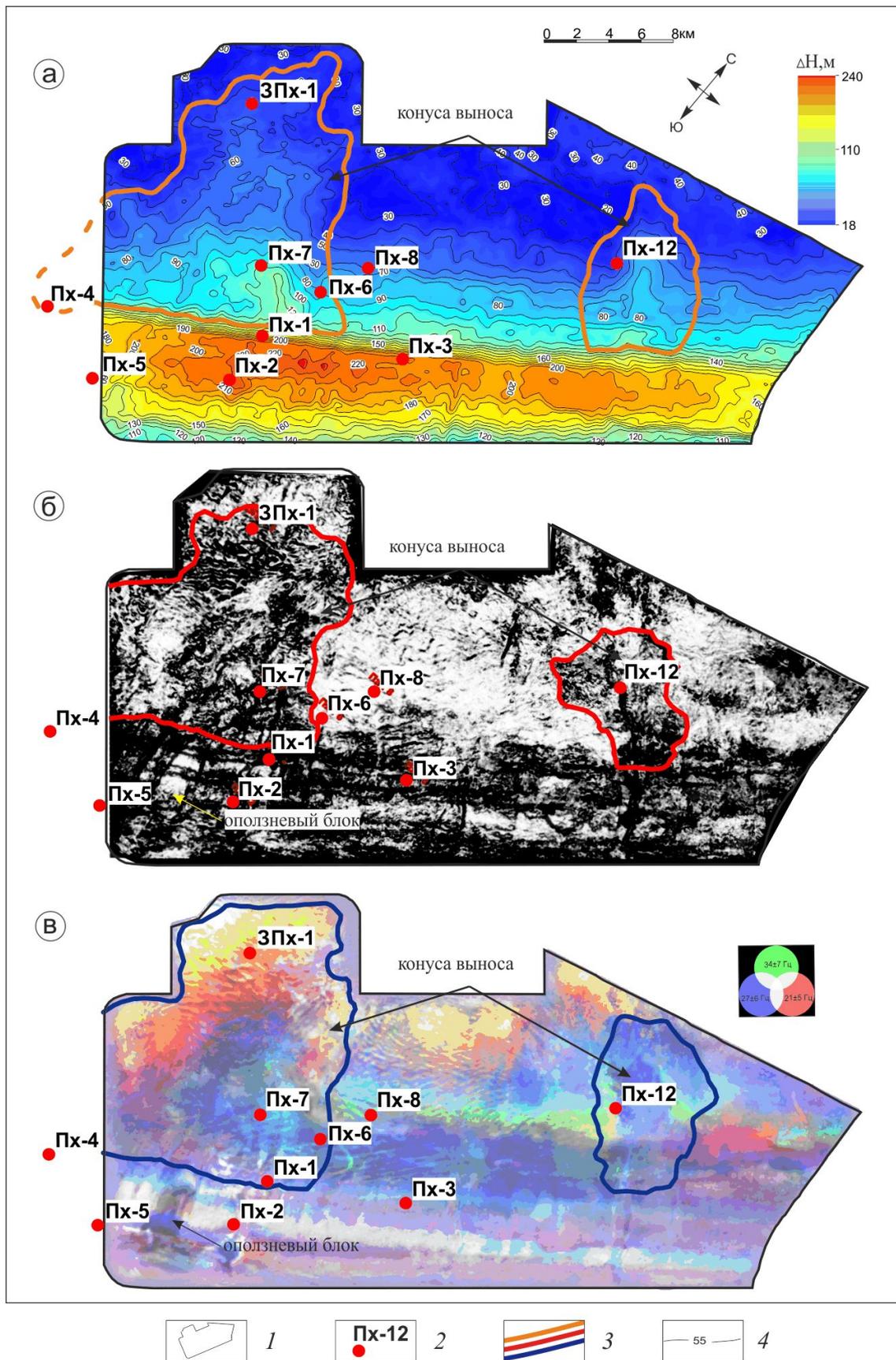
1 - полигон картопостроения (контур 3D сейсморазведочных работ); 2 - пробуренные скважины; 3 - граница области распространения турбидитной системы; 4 - изопакиты, м; 5 - линия геолого-геофизического разреза; 6 - отражающие горизонты; 7 - палеоканалы интенсивных турбидитных потоков, сформировавших выраженные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

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 осадков являлись те же подводные каналы, что и для пласта АчНхIV (см. рис. 3), однако объем переносимых осадков значительно уменьшился, что подтверждается небольшими толщинами пласта АчНхIV-0. При этом распределение толщин и качества коллекторов пласта АчНхIV-0 контролировалось палеорельефом дна бассейна седиментации, в свою очередь в значительной степени обусловленным 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, то есть чем больше толщина пласта АчНхIV, тем меньше толщина пласта АчНхIV-0 (вплоть до его отсутствия). Данный вывод подтверждается всеми скважинами, в которых вскрыт пласт АчНхIV-0. Его наибольшая толщина зафиксирована в скв. ЗПх-1, где пласт АчНхIV отсутствует. Следовательно, распространение улучшенных коллекторов пласта АчНхIV-0 следует ожидать в зонах выклинивания пласта АчНхIV и вблизи палеосклона, где осадки проработаны вдольсклоновыми течениями. Взаимоотношение пластов НхАЧIV1-3и НхАЧIV-0 показано на рис. 6в.

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 2 конуса выноса, которые хорошо отображаются и в сейсмических атрибутах (рис. 8). Конус выноса «западный» сформирован тремя основными каналами, один из которых соответствует современному руслу р. Пайяха, а конус выноса «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 литературных данных прогнозировать следующие основные фациальные зоны пласта АчНхIII (см. рис. 7а). Проксимальная зона соответствует головной части конуса выноса по В.С. Муромцеву [Муромцев, 1984; Муромцев и др., 1989]. Отложения представлены мелко- и среднезернистыми средне- и плохо отсортированными песчаниками, глинистыми обломками.



**Рис. 8.** Отображение турбидитной системы АчНхIII на карте толщин (а), на срезе атрибута «когерентность» (б) и на срезе атрибута «спектральное разложение» (в)  
 1 – полигон картопостроения (контур 3D сейсморазведочных работ); 2 - пробуренные скважины; 3 - соответствующие границы области распространения турбидитной системы, намеченные с использованием перечисленных методов прогноза; 4 - изопахиты, м.

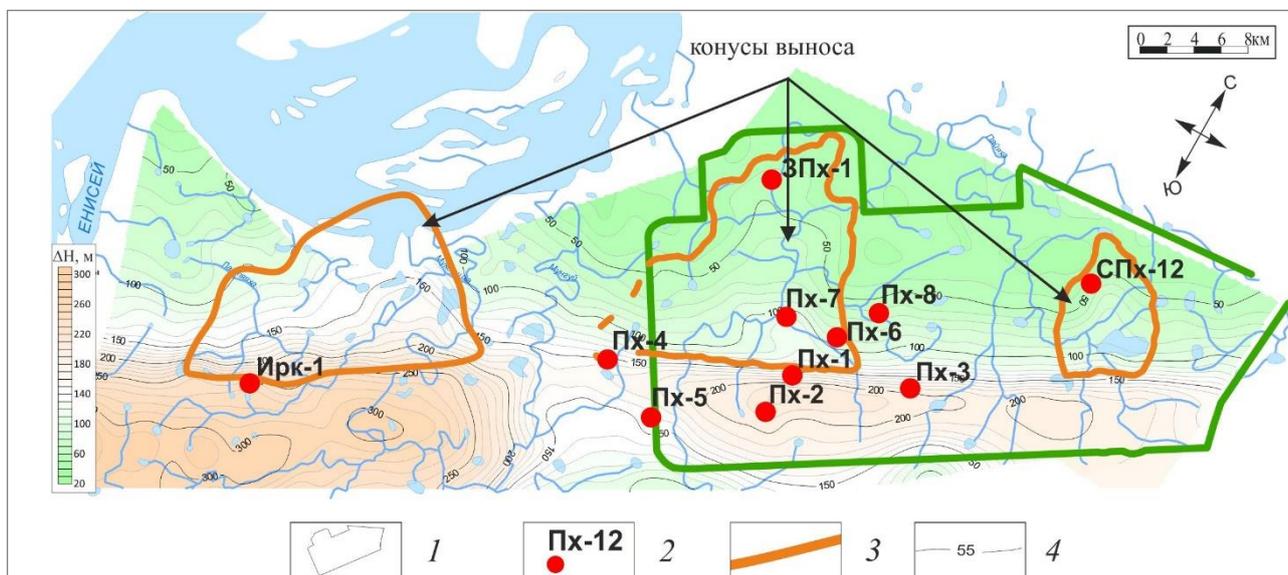
Наиболее крупнозернистый материал проксимальной части осаждается в руслах и вблизи русел в виде намывных валов, в устьях питающих каналов. Средняя зона, сложенная средне- и мелкозернистыми песчаниками, алевролитами в сети меандрирующих и ветвящихся распределительных каналов и глинами в лопастях, соответствует 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 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. Пласт АчНхIV хорошо отображаются в атрибутах волнового поля и его выделение не вызывает затруднений, что объясняется значительным отличием акустических свойств «ачимовских» песчаников и аргиллитов [Исаев и др., 2011].

Кроме ловушек в конусах выноса впервые выявленной особенностью Пайяхского месторождения является наличие залежей шнуркового типа в подводящих каналах на склоне шельфа. Продуктивность песчаников, приуроченных к таким палеоканалам и генетически связанных с пластом АчНхIV, доказана бурением скважин Пх-1, 2. Десять наиболее крупных каналов показаны на рис. 3, их длина изменяется от 5,2 км (10 канал) до 12 км (1 канал), ширина каналов - от 300 м до 1 км. Толщина коллекторов в палеоканалах составляет 6,3 м (см. табл. 1, скважины Пх-1, 2). Значительные дебиты нефти в скв. Пх-1 (более 30 м<sup>3</sup>/сут) свидетельствуют о хороших ФЕС коллекторов.

Продуктивные пласты АчНхIII связаны с ярко выраженными конусами выноса 3 клиноформы, их нефтеносность подтверждена результатами испытаний скважин ЗПх-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 (см. рис. 8, 9). Всего выделено 3 конуса выноса, площади которых меняются от 75 км<sup>2</sup> до 200 км<sup>2</sup>.

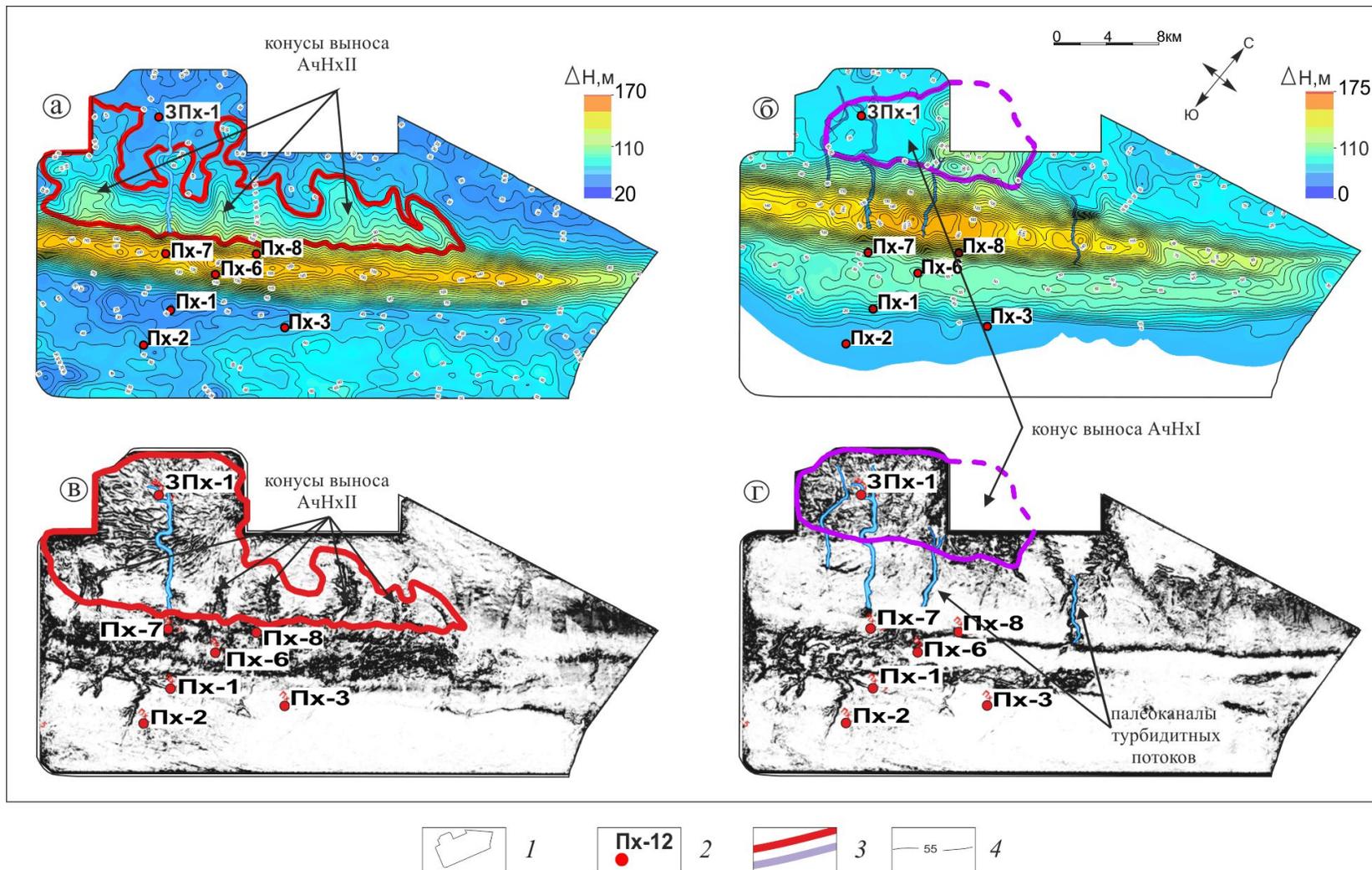


**Рис. 9. Фрагмент карты толщин пласта АчНхIII**

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

Продуктивные пласты АчНхII и АчНхI вскрыты скв. 3Пх-1 и связаны с конусами выноса 4 и 5 клиноформ. Пласты оконтурены по картам толщин и атрибуту «когерентность» (рис. 10). Пласт АчНхII образует сложнопостроенное в разрезе и по простиранию песчаниковое тело переменной толщины, сформированное несколькими конусами выноса, имеет средние размеры 8x30 км, площадь превышает 200 км<sup>2</sup>. Пласт АчНхI приурочен к единичному, размерами 7x8 км и площадью около 50 км<sup>2</sup>, конусу выноса 5 клиноформы. Северная граница пласта выходит за рамки площади 3D.

Таким образом, на современном этапе изученности можно говорить о том, что выработана методика, позволившая определять с высокой степенью достоверности границы залежей Пайяхского месторождения и прогнозировать аналогичные ловушки в пределах Пайяхской ЗНН.



**Рис. 10.** Отображение турбидитных систем АчНхII и АчНхI на картах толщин (а, б) и на срезе атрибута «когерентность» (в, г)  
 1 - полигон картопостроения (контур 3D сейсморазведочных работ); 2 - пробуренные скважины; 3 - границы областей распространения турбидитных систем АчНхII и АчНхI, намеченные с использованием перечисленных методов прогноза; 4 - изопахиты, м.

### Яновстанско-шуратовская углеводородная система

Ранее, на основании результатов комплексных геохимических исследований проб газа, нефти и битумоидов из образцов пород шуратовской и яновстанской свит скважин Пх-2, СПх-7, 8, ЗПх-1, включающих изучение особенностей молекулярного и изотопного составов, Rock-Eval пиролиз, хроматомасс-спектрометрический анализ, показано [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2017], что обогащенные ОБ сапропелевого типа интервалы в составе яновстанской свиты являются наиболее близкими к нефти, полученной при испытании песчаников шуратовской свиты, таким образом определена и достоверно установлена (в терминологии Н.В. Лопатина [Лопатин, Зубайраев, 2000]) яновстанско-шуратовская УВ-система.

Количество Сорг на данной стадии преобразованности ОБ яновстанской и гольчихинской свит изменяется от 0,74 до 2,98%, в среднем составляя 1,51%. Генерационный потенциал (S1+S2) варьирует от 1,0 до 10,7 мг УВ/г породы. Интервалы, обогащенные сапропелевым ОБ с 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.

Выполненные реконструкции температурной истории и истории термokatалитического преобразования РОВ показали, что нефтегазоматеринские отложения яновстанской и гольчихинской свит Пайяхской ЗНН вошли в ГЗН в конце позднего мела [Полякова, Колганова, Соболева, 1983; Ботнева, Фролов, 1995; Сафронов, Ершов, Ким, 2011; Конторович и др., 2013]. Рассчитанные значения T и Ro достигли максимальных значений в эоцене, к этому же периоду геологической истории относится максимальная скорость генерации жидких УВ и активное проявление миграционных процессов, формирование залежей нефти. Начиная с олигоцена и в течение всего неогена, в связи с воздыманием территории, рост температур осадочном чехле прекратился, замедлились процессы генерации УВ. На новейшем этапе геологической истории, из-за формирования многолетнемерзлых пород и мощных ледовых покровов, пластовые температуры уменьшились на 10-20°C, генерация временно приостановилась и все геологические процессы в УВ-системе свелись к переформированию или диссипации залежей.

Отмеченная выше особенность миграционно-дренажного пространства - вертикальная направленность эмиграционного потока с последующим перераспределением УВ внутри линзовидных шуратовских резервуаров - исключает дальнюю латеральную миграцию, определяет существование АВПД и позволяет предположить, что перспективность отдельных литологически экранированных «ачимовских» резервуаров определяется

степенью реализации нефтематеринского потенциала непосредственно их подстилающих отложений яновстанской свиты. Судя по углепетрографическим данным, нефтегазоматеринские отложения до глубин порядка 4,0 км еще не вышли из ГЗН, а верхняя граница ГЗН расположена на глубинах от 2,5 км (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 карт изореспленд витринита, фактически отражающих преобразованность РОВ в эоценовую эпоху, на которую приходится наиболее активная фаза нефтеобразования, построенных в разные годы разными исследователями, авторы уточнили северную границу Пайяхской ЗНН на участках, недостаточно охарактеризованных бурением. Итоговые границы Пайяхской зоны нефтенакопления приведены на рис. 11.

### **Ресурсная база Пайяхской зоны нефтенакопления и основные направления геологоразведочных работ**

С учетом выше изложенного, Пайяхская зона нефтенакопления, максимальными размерами 300x170 км и площадью около 30000 км<sup>2</sup>, выделена авторами в западной части ЕХРП (рис. 11). Южная граница Пайяхская ЗННГН проведена по границе клиноформного комплекса (бровка шельфа первой клиноформы); северная - с учетом прогнозной степени преобразованности РОВ НГМТ яновстанской и гольчихинской свит, что соответствует глубинам 3300-3400 м; восточная граница - в области окончания развития типичных клиноформ ЕХРП [Исаев и др., 2011]; а западная - по условной границе ЕХРП и Западно-Сибирского бассейна.

В результате комплексных геолого-геофизических исследований установлены критерии прогноза несводовых, литологически экранированных ловушках «ачимовского» типа в составе шуратовской свиты, и выполнен прогноз зон распространения пластов группы АчНх Пайяхской ЗНН в правобережной части р. Енисей на основе интерпретации более 15 000 км разрезов ОГТ-2D и 700 км<sup>2</sup> ОГТ-3D. Здесь, на основании анализа карт толщин и атрибутов «амплитуда», «когерентность», «спектральное разложение» и прочих выделены две области развития пласта АчНхIV: южная (включающая Пайяхское месторождение) и северная (рис. 12a). Максимально оцененные размеры южной области достигают 14x56 км, северной - 15x65 км, их площади составляют, соответственно, 940 км<sup>2</sup> и 740 км<sup>2</sup>.

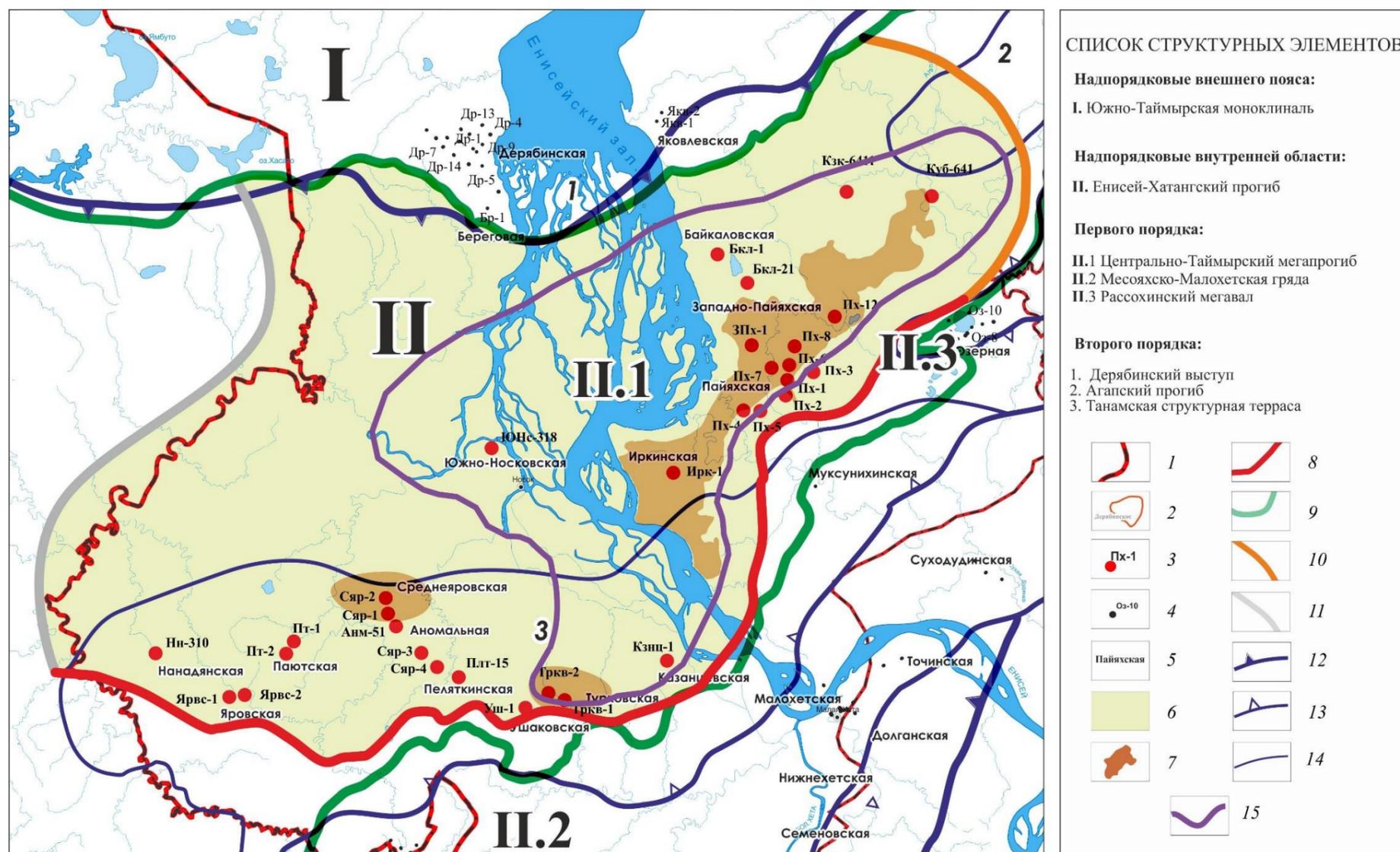


Рис. 11. Схема Пайяхской зоны нефтенакопления

1 - административные границы; 2 – выявленные месторождения; 3 - пробуренные скважины, вскрывшие пласты группы АчНх с АВПД; 4- прочие скважины; 5 - площади поисково-разведочных работ; 6 – Пайяхская ЗНН; 7 - выявленные месторождения в границах Пайяхской ЗНН; границы Пайяхской ЗНН: 8 - южная, соответствующая бровке шельфа первой клиноформы, 9 - северная, соответствующая границе ГЗН для НГМТ яновстанской и гольчихинской свит; 10 - восточная, соответствующая границе развития клиноформных отложений, 11 - западная, условная; границы структурных элементов: 12 - надпорядковых, 13 - первого порядка, 14 - второго порядка, 15-границы «Приенисейской» области приоритетных ГРР.

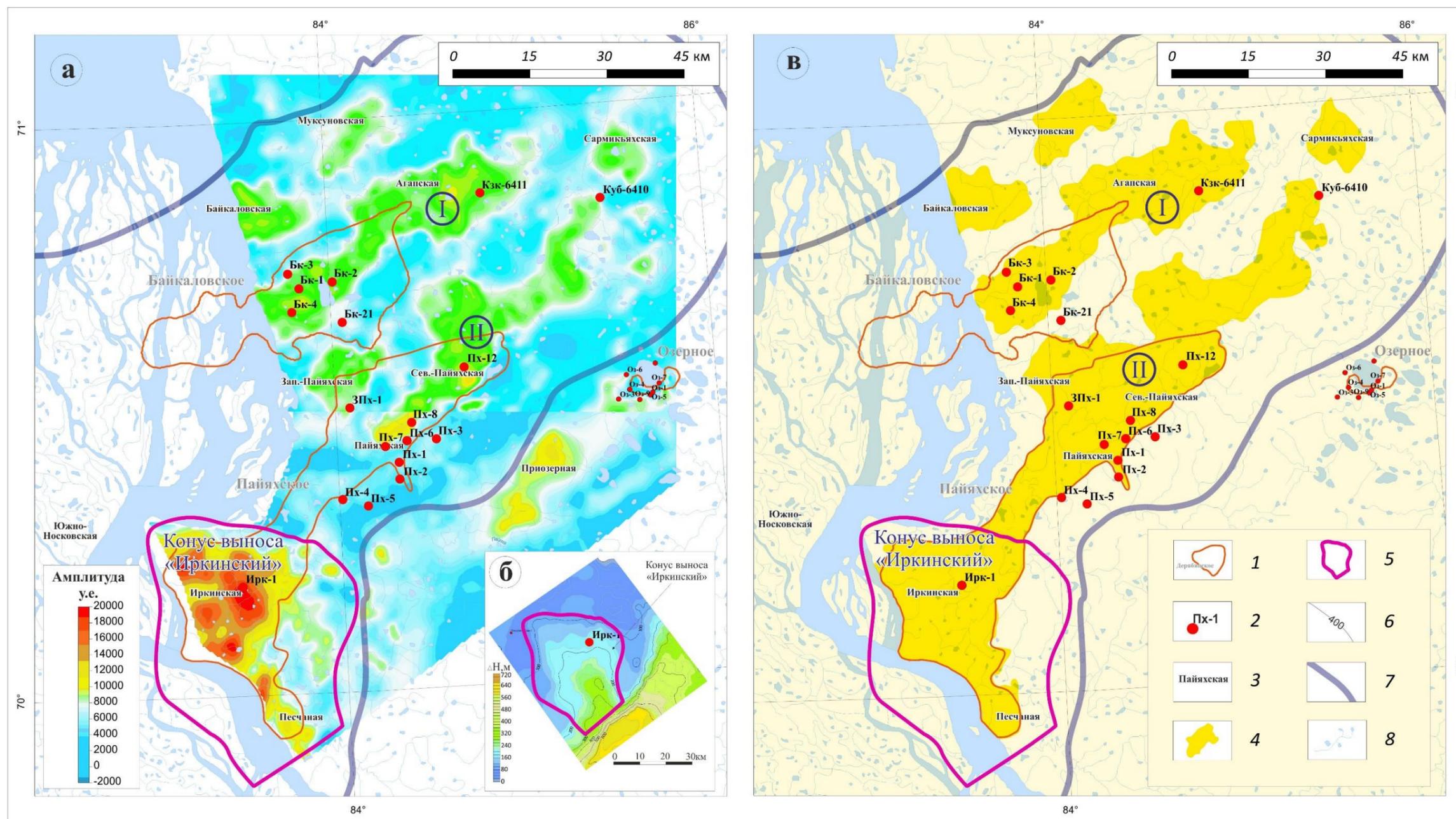


Рис. 12. Карта атрибута «амплитуда», построенная по отражающему горизонту Па0 (подошва пласта АчНхIV) (а), фрагмент карты толщин турбидитной системы АчНхIV (Иркинский конус выноса, сформированный ПротоЕнисеем) (б) и карта залежей и перспективных объектов Пайяхской зоны нефтенакопления (правобережье р. Енисей) (в)

I – северная область развития песчаных тел группы АчНх, 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 – изопохиты, м; 7 – границы Пайяхской зоны нефтенакопления; 8 – реки, озера.

Наиболее достоверно границы определены в пределах площади 3D, тем не менее надежность прогноза по редкой сети профилей 2D-сейсморазведки также оказалась весьма высокой, что подтверждается скважинами Куб-6410 и Кзк-6411, пробуренными в прогнозируемых ранее [Исаев и др., 2011] областях развития «ачимовских» природных резервуаров (рис. 12в).

В 2018 г. для подтверждения прогнозной области повышенных нефтенасыщенных толщин пласта АчНхIV на северо-восточной периферии Пайяхского месторождения заложена разведочная скв. Пх-12. По результатам бурения и интерпретации ГИС в разрезе выделено 4 продуктивных пласта суммарной нефтенасыщенной толщиной 96 м. В том же году начата бурением поисковая скважина на Ирkinской площади, где на основании динамического анализа материалов сейсморазведки прогнозировалось распространение песчаников ачимовского типа, аналогичных продуктивным песчаникам на Пайяхском месторождении [Isaev, Devyatov, Karpuhin, 2012]. Скв. Ирkinская-1 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 м<sup>3</sup>/сут. После переинтерпретации данных 2D-сейсморазведки, включая профили, отработанные в последние годы в акватории р. Енисей, установлено, что скв. Ирkinская-1 пробурена в пределах крупного конуса выноса, хорошо выделяемого на карте толщин (рис. 12б). Согласно выполненного оперативного подсчета запасов нефти Ирkinская площадь вошла в состав Пайяхского месторождения, извлекаемые запасы нефти которого в апреле 2019 г. утверждены Государственной комиссией по запасам Роснедра в объеме более 1,2 млрд. т.

Отдельно следует остановиться на особенностях формирования Ирkinского конуса выноса, охарактеризованного скв. Ирk-1. Учитывая наметившуюся связь современных речных потоков с древней сетью питающих каналов, можно предположить, что данный конус, имеющий размеры 32x47 км и площадь свыше 1300 км<sup>2</sup>, мог сформировать только крупный водный поток - **ПротоЕнисей**. По мнению авторов, 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 Западно-Сибирские клиноформы субмеридионального и Таймырские клиноформы субширотного простираний).

Судя по установленному распределению толщин песчаников, имеется единственный участок протяженностью до 120 км, где беспрепятственный транзит обломочного материала с Сибирской платформы в центральные районы ЕХРП расположен между Долганским и Дудыптинско-Жданихинским компенсационными прогибами [Исаев и др., 2010]. На западе данного участка протекает р. Енисей, вдоль которого отмечены наибольшие толщины «ачимовских» песчаников: на Иркинской площади - 114 м, на Южно-Носковской - более 80 м, на Дерябинской - до 70 м и Байкаловской - до 50 м. Повышенные толщины следует также ожидать в пределах установленного минибассейна седиментации (см. рис. 3а), куда беспрепятственно осуществлялся транзит обломочного материала с Сибирской платформы.

Область распространения повышенных толщин (рис. 11) («Приенисейская») является приоритетной, где целесообразно сосредоточить поисково-разведочные работы на поиск залежей нефти.

Поскольку залежи нефти, аналогичные выявленным на Пайяхском месторождении, прогнозируются на всей территории Пайяхской ЗНН, авторами выполнена оценка ресурсной базы территории исследований по аналогии с хорошо изученным районом правобережья р. Енисей. Как отмечено выше, извлекаемые запасы и ресурсы этого района, площадью около 5000 км<sup>2</sup>, 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 км<sup>2</sup>, может достигнуть 5 млрд. т (извл.). С целью локализации первоочередных объектов поисковых работ (помимо Приенисейского направления) целесообразно провести переинтерпретацию геолого-геофизических материалов в границах всей Пайяхской зоны нефтенакопления (более 31 000 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.

### **Заключение**

По результатам 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 км<sup>2</sup>, ЗНН, представленной совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых, литологически экранированных ловушках в составе шуратовской свиты нижнего мела,



*Болдушевская Л.Н.* Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты // Дис. канд. геол.-мин. наук. - Красноярск: КНИИГиМС СО РАН, 2001. - 206 с.

*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.

Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Л.П. Мстиславская, Э.Л. Рожков, Ю.А. Судариков; Под ред. А.А. Бакирова. -М.: Недра, 1982. – 238 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко; Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

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

*Исаев А.В., Девятков В.П., Кринин В.А., Карпунин С.М.* Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. - 2010. - №4. – С. 13-22.

*Исаев А.В., Кринин В.А., Карпунин С.М.* Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. - Т.10. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015)

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

*Климова Е.Н., Кучерявенко Д.С., Поляков А.А.* Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. - Т.13. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/4\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2018)

*Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Мальшиев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А.,*

*Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1179-1226.

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

*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.

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

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

*Поляков А.А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений северо-западного обрамления Сибирской платформы // Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2013. – 23 с.

*Поляков А.А., Исаев А.В., Карпунин С.М., Фомина Е.В.* Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2012. - №1. - С. 2-6.

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

Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов, И.Ф. Ефремов, А.И. Коньшев, А.М. Потапов, Р.К. Разяпов, В.И. Кузнецов, П. Манугян, Д. Валасек, Ф. Овердел. – Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

*Прищепина О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf)

Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины / Под ред. И.И. Нестерова. -Тюмень:

ЗапСиб-НИИГНИ, 1991. - 54 с.

*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.

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

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

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

*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.

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

*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, 2012, Abstracts: #1422, p. 631.

*Mutti E., Normark W.R.* An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. In: Weimer P., Link M.H. (eds) Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems. Frontiers in Sedimentary Geology. Springer, New York, NY. 1991. P. 75-106.

**Isaev A.V.**

Siberian Research Institute of Geology and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, [lis@sniiggims.ru](mailto:lis@sniiggims.ru)

**Polyakov A.A.**

JSC «Neftegazholding», Moscow, Russia, [Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru](mailto:Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru)

## **PAYAKH OIL BEARING AREA (TAIMYR PENINSULA) - HARD-TO-RECOVER OIL**

*New data obtained over the period 2014-2019 as a result of the geological exploration on the Taimyr Peninsula subsoil and in the programmes of the Federal Agency, provide the justification for a substantial expansion of the highly promising area in the western part of the Yenisei-Khatanga trough and the selection of Payakh oil bearing area.*

*Using the example of the Payakh oil discovery, the features of this geological structure and his prospective objects are considered, the criteria for predicting the sand bodies oil content of the Achimov formation (Lower Cretaceous) are outlined, it made possible to clarify the resource volume of the research area and to ensure a significant increase in oil resources.*

**Keywords:** *hard-to-recover oil, Taimyr Peninsula, Yenisey-Khatanga regional trough, Payakh oil accumulation, Neocomian clinoform structure, Shuratov formation, Achimov formation.*

### **References**

Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. *Tektonika i etapy geologicheskoy istorii Enisey-Khatangskogo basseyna i sopryazhennogo Taymyrskogo orogena* [Tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga basin and the associated Taimyr orogen]. *Geotektonika*, 2016, no. 2, pp. 23–42.

Baraboshkin E.Yu. *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennye rezervuary / Posobie po rabote s kernom* [Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Handbook for core work]. Tver': OOO «GERS», 2011, 152 p.

Belousov S.L., Grishkevich V.F., Eliseev V.G. Nikitin V.M., Plavnik G.I., Teplyakov E.A., Tolubaeva G.E. *Predlozheniya po utochneniyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy ravniny (Khanty-Mansiyskiy avtonomnyy okrug i sopredel'nye territorii)* [Proposals for the refinement of the regional stratigraphic scheme of the Mesozoic deposits of the West Siberian Plain (Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug and adjacent territories)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2001, no. 2, pp. 57-62.

Boldushevskaya L.N. *Geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba i severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Geochemical criteria for forecasting the oil and gas potential of the Mesozoic sequences of the Yenisey-Khatanga regional trough and the northeast of the Western Siberian Plate]. *Dis. kand. geol.-min. nauk.* Krasnoyarsk: KNIIGiMS SO RAN, 2001, 206 p.

Botneva T.A., Frolov S.V. *Usloviya obrazovaniya uglevodorodnykh skopleniy v osadochnom chekhle Enisey-Lenskoy sistemy progibov* [Conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover of the Yenisey-Lena foredeep system]. *Geologiya nefti i gaza*, 1995, no. 5, pp. 32-38.

Filipsov Yu.A., Davydova I.V., Boldushevskaya L.N., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Fomin A.N. *Vzaimosvyaz' materinskikh porod i neftey v mezozoyskikh otlozheniyakh severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity na osnove izucheniya uglevodorodov-biomarkerov i katageneza organicheskogo veshchestva* [The relationship of source rocks and oils in the Mesozoic section of the north-east of the West Siberian Plate based on the study of hydrocarbon biomarkers and catagenesis of organic matter]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 5-6, pp. 52-57.

*Geologicheskie usloviya formirovaniya i razmeshcheniya zon neftegazonakopleniya* [Geological conditions for the formation and migration of oil and gas accumulation areas].

A.A. Bakirov, E.A. Bakirov, L.P. Mstislavskaya, E.L. Rozhkov, Yu.A. Sudarikov; editor A.A. Bakirova, Moscow: Nedra, 1982, 238 p.

*Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy* [The geology of oil and gas of the Siberian platform]. A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov, V.I. Vozhov, V.N. Vorob'ev, A.V. Gol'bert, V.V. Grebenyuk, M.P. Grishin, T.I. Gurova, D.I. Drobot, A.E. Kontorovich, V.L. Kuznetsov, V.M. Lebedev, I.G. Levchenko, M.M. Mandel'baum, N.V. Mel'nikov, K.I. Mikulenko, G.D. Nazimkov, V.D. Nakaryakov, I.D. Polyakova, B.L. Ryb'yakov, V.E. Savitskiy, V.V. Samsonov, O.F. Stasova, V.S. Starosel'tsev, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, E.E. Fotiadi, A.V. Khomenko; editors A.E. Kontorovicha, V.S. Surkova, A.A. Trofimuka, Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Gurari F.G. *Stroenie i usloviya obrazovaniya kliniform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy)* [The structure and conditions of the formation of Neocomian clinofolds of the Western Siberian Plate (history of the formation and delineation)]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2003, 141 p.

Isaev A.V., Devyatov V.P., Krinin V.A., Karpukhin S.M. *Perspektivy neftegazonosnosti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Yenisey-Khatanga regional trough oil and gas bearing perspectives]. *Geologiya nefi i gaza*, 2010, no. 4, pp. 13-22.

Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. *Perspektivnye neftegazonosnye ob'ekty kliniformnogo kompleksa Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba: rezul'taty seismogeologicheskogo modelirovaniya* [Promising oil and gas objects of the wedge-shaped complex of the Yenisei-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2011, no. 2 (6), pp. 74-82.

Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. *Perspektivy neftegazonosnosti kliniformnogo kompleksa Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Oil and gas perspectives of cliniform complex of 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](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015)

Klimova E.N., Kucheryavenko D.S., Polyakov A.A. *Novye dannye ob usloviyakh formirovaniya rezervuarov Payyakhskogo mestorozhdeniya i perspektivy ikh neftenosnosti na territorii Nizhneeniseyskogo neftegazonosnogo rayona* [New data about the reservoirs genesis in Pay-Yakha petroleum field and perspectives of their oil potential relating to Lower Yenisey Province]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2018, vol. 13, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/4\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2018)

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoyском osadochnom bassejne Karskogo morya* [Historical and geological modeling of oil genetical in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179-1226.

Kontorovich V.A., Ershov S.V. *Neftegazovyy rezerv Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas reserve of Western Siberia]. *Nauka iz pervykh ruk*, 2010, no. 3 (33), pp. 26-29.

Lopatin N.V., Zubayraev S.L. *Neftyanye generatsionno-akkumulyatsionnye sistemy: logika kontseptsii i ee primeneniye v poiskovo-razvedochnykh rabotakh* [Oil generation and storage systems: the logic of the concept and its application in exploration]. *Geoinformatika*, 2000, no. 3, pp. 67-82.

Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefi i gaza* [Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 259 p.

Muromtsev V.S., Zhuravleva A.V., Neuymina L.D., Petrova G.V. *Lokal'nyy prognoz peschanykh tel lovushek nefi i gaza putem kompleksirovaniya metodov elektrometricheskoy geologii i seismicheskoy stratigrafii v otlozheniyakh s kliniformnym zaleganiem porod* [Local prediction of sand bodies of oil and gas traps by combining methods of electrometric geology and

seismic stratigraphy in sedimentary rocks with clinoform bedding]. Kompleksirovanie geologicheskikh i geofizicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh nesvodovykh lovushek i zalezhey uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri. Leningrad: Nedra, 1989, pp. 90-104.

Mutti E., Normark W.R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. In: Weimer P., Link M.H. (eds) Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems. Frontiers in Sedimentary Geology. Springer, New York, NY, 1991, pp. 75-106.

Polyakov A.A. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh i melovykh otlozheniy severo-zapadnogo obramleniya Sibirskoy platform* [Geological structure and petroleum prospects of the Jurassic and Cretaceous sequences of the North-Western frame of the Siberian Platform]. Avtoref. dis. ... kand. geol.-min. nauk, Moscow: MGU im. M.V. Lomonosova, 2013, 23 p.

Polyakov A.A., Isaev A.V., Karpukhin S.M., Fomina E.V. *Novye napravleniya geologorazvedochnykh работ na zapade Enisey-Khatangskogo progiba (pravoberezh'e Eniseya)* [New directions of geological prospecting in the west of the Yenisey-Khatanga trough (right bank of the Yenisey River)]. Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'», 2012, no. 1, pp. 2-6.

Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti severa Sibirskoy platformy* [Geochemical properties of oil and gas in the north of the Siberian platform]. Geologiya i neftegazonosnost' Enisey-Khatangskogo basseyna, Moscow: Nauka, 1983, pp. 119-132.

*Priobskaya neftenosnaya zona Zapadnoy Sibiri: Sistemno-litmologicheskii aspekt* [Priob oil-bearing area of Western Siberia: System-litological aspect]. Yu.N. Karogodin, S.V. Ershov, V.S. Safonov, I.F. Efremov, A.I. Konyshev, A.M. Potapov, R.K. Razyapov, V.I. Kuznetsov, P. Manugyan, D. Valasek, F. Overdel. Novosibirsk: SO RAN NITs OIGGM, 1996, 252 p.

Prishchepa O.M. *Zony neftegazonakopleniya – metodicheskie podkhody k ikh vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli* [Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2008, vol. 3, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf)

*Reshenie 5-go mezhdomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Decision of the 5th interagency regional stratigraphic meeting on Mesozoic sequences of the West Siberian Plain]. Editor I.I. Nesterova, Tyumen': ZapSib-NIIGNI, 1991, 54 p.

Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. *Modelirovanie protsessov generatsii, migratsii i akkumulyatsii uglevodorodov v yurskikh i melovykh kompleksakh Enisey-Khatangskogo basseyna* [Modeling of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous section of the Yenisey-Khatanga basin]. Geologiya nefti i gaza, 2011, no. 5, pp. 48-55.

Selli R.Ch. *Drevnie obstanovki osadkonakopleniya* [Ancient depositional environments]. Moscow: Nedra, 1989, 294 p.

*Stratigraficheskii slovar' mezozoyskikh i kaynozoykskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Stratigraphic Dictionary of the Mesozoic and Cenozoic sedimentary rocks of the West Siberian Lowland]. Editor N.N. Rostovtseva, Leningrad: Nedra, 1978, 183 p.

Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N., Movshovich E.B. *Problemy sovershenstvovaniya ponyatiynoy bazy geologii nefti i gaza na primere ponyatiya «zona neftegazonakopleniya»* [Problems of improving the conceptual framework of oil and gas geology by the example of the concept of "oil and gas accumulation zone"]. Geologiya i geofizika, 1982, no. 5, pp. 5-11.

Uspenskaya N.Yu. *Mestorozhdeniya giganty, ikh znachenie v otsenke resursov nefti i gaza i osobennosti formirovaniya* [Giants petroleum accumulations - their importance in the assessment of oil and gas resources and formation features]. Geologiya nefti i gaza, 1972, no. 8, pp. 1-8.