

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2015

УДК 553.98.042(571.51)

Исаев А.В.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, lis@sniiggims.ru

Кринин В.А.

Институт нефти и газа Сибирского федерального университета (ИНиГ СФУ), Красноярск, Россия, vkrinin@sfu-kras.ru

Карпухин С.М.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, nksm@rambler.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

На современном этапе с позиции экономической эффективности основной задачей геологоразведочных работ в регионе является поиск нефтяных залежей, которые приурочены, как показали проведенные исследования, к литологическим и структурно-литологическим ловушкам, широко распространённым в неокомском клиноформном комплексе. Составлена региональная сейсмогеологическая модель неокомского клиноформного комплекса, содержащего свыше 60% начальных извлекаемых ресурсов условных углеводородов Енисей-Хатангского регионального прогиба. На примере Пайяхского нефтяного месторождения рассмотрены особенности геологического строения перспективных объектов и методические подходы их поиска. По данным комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения определено несколько литологических ловушек, на двух из которых пробурены поисковые скважины и открыты залежи нефти. В связи с полученными результатами предлагается сосредоточить дальнейшие геологоразведочные работы на поиск неантиклинальных объектов в клиноформном комплексе в наиболее погруженной (осевой) части прогиба. Эта зона является первоочередным объектом лицензирования участков на поиски нефти и газа.

Ключевые слова: клиноформный комплекс, неоком, сейсморазведка, литологические ловушки, месторождения углеводородов, запасы, лицензирование, Енисей-Хатангский региональный прогиб.

Традиционно залежи углеводородов (УВ) в Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) искали на локальных поднятиях, подготовленных к бурению в основном сейсморазведочными работами. Поэтому все разведанные месторождения приурочены к структурным ловушкам, в которых суммарно подготовлено запасов категорий $C_1 + C_2$ и ресурсов категории C_3 не более 1 млрд. т условных УВ (УУВ) (9% от общих ресурсов, превышающих по оценке ИНГГ СО РАН 11 млрд. т УУВ [Конторович, 2010]). В конце восьмидесятых годов прошлого века фонд крупных и средних по размерам структурных ловушек на территории ЕХРП был практически исчерпан. Оставшиеся поднятия с

небольшими перспективными и прогнозными ресурсами не представляют коммерческого значения. Проблема поиска новых залежей, прежде всего нефтяных, весьма актуальна для ЕХРП. Главный вопрос геологоразведочных работ в регионе: в каких комплексах и ловушках содержатся оставшиеся значительные ресурсы УВ, учитывая, что крупные и средние локальные поднятия разбурены?

Исследования СНИИГГиМС, проведенные в 1999-2014 гг. в содружестве с Центрсибнедра (г. Красноярск) и недропользователями ОАО «Пайяха», ЗАО «Ванкорнефть» ОАО «НК «Роснефть», показали, что открытие новых крупных месторождений УВ, в том числе нефтяных, ожидается, прежде всего, в неантиклинальных ловушках - литологических телах, которые сформировались в определенных структурно-фациальных условиях, существовавших на время формирования клиноформного комплекса. За 15 лет (с перерывами) были проведены комплексные геолого-геофизические исследования по уточнению модели геологического строения и прогнозу перспективных зон нефтегазонакопления и конкретных ловушек в клиноформном нижнемеловом комплексе, обоснованы направления геологоразведочных работ на нераспределенном фонде недр рассматриваемой территории и прилегающей части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) [Isaev, Devyatov, Dontsov, 2008; Исаев и др., 2010, 2011].

Изученность рассматриваемой территории сейсморазведкой и бурением, по сравнению с прилегающей частью Западно-Сибирской НГП низкая, но достаточная для выделения и подготовки к поисковому бурению объектов площадью 100 км² и более. Наиболее исследован сейсморазведкой юго-запад ЕХРП, где плотность сети профилей достигает 2,5 км/км². Здесь сосредоточен основной объем бурения, и открыты практически все месторождения нефти и газа ЕХРП.

При изучении строения отложений неокома были использованы данные региональных, поисковых, детальных (в том числе 3D) сейсмических работ и материалы по скважинам. Всего более 20 000 км разрезов и свыше 40 скважин. Наличие отражающих границ, приуроченных к глинистым пачкам, разделяющим отдельные клиноформы, создают основу детального изучения внутреннего строения клиноформного комплекса сейсморазведкой. Идентификация отражений на временных разрезах была выполнена с использованием данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП), геофизических исследований скважин (ГИС) и моделирования. Клиноформный комплекс в региональном плане характеризуется отражающими горизонтами (ОГ): Па₀, Id₁₈₋₁, Id, Iг₁₋₀, Iг, его верхняя граница проходит в средней части суходудинской (байкаловской) свиты (ОГ Iг), нижняя – в кровле яновстанской свиты (ОГ Па₀) (рис. 1).

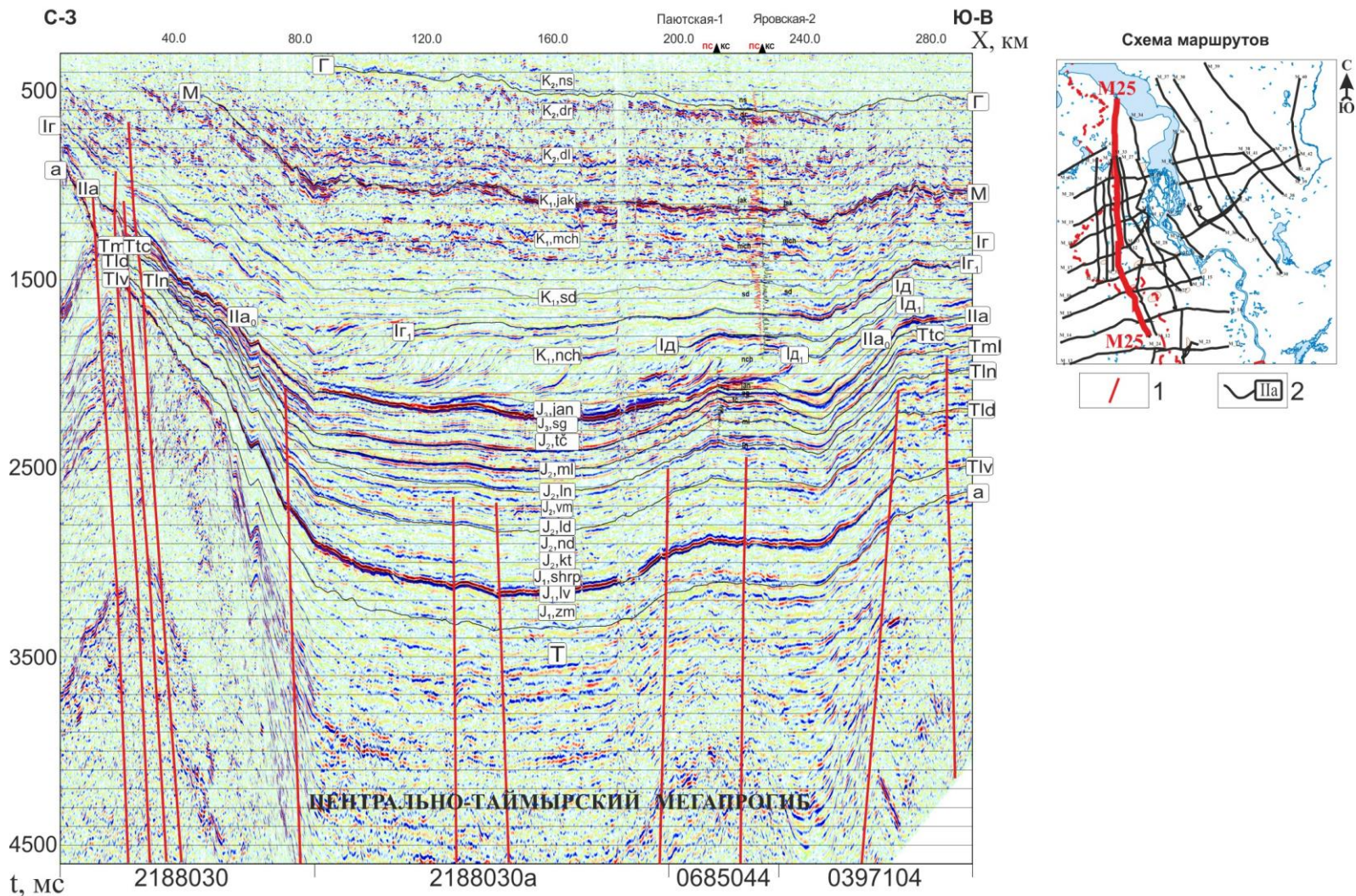


Рис. 1. Стратифицированный временной разрез ОГТ по маршруту M25

1 - разломы; 2 - отражающие горизонты: Г - в дорожковской свите (K_1, dr), М - в яковлевской свите (K_1, jak), I_2-I_{21} - в суходудинской свите (K_1, sd), $Id-I_{d1}$ - в нижнехетской свите (K_1, nch), IIa_0 - в кровле яновстанской свиты (J_3, jan), IIa - в подошве яновстанской свиты (J_3, jan), Ttc - в точинской свите (J_2, tc), Tml - в малышевской свите (J_2, ml), Tln - в леонтьевской свите (J_2, ln), Tld - в лайдинской свите (J_2, ld), Tlv - в левинской свите (J_1, lv), a - в подошве юрских отложений.

Неокомский комплекс ЕХРП традиционно рассматривается в составе двух свит: нижнехетской и суходудинской [Накаряков, Кузнецов, 1968], образующих, соответственно, два нефтегазоносных комплекса (НГК). Нижнехетская свита (берриас – нижний валанжин; мощность до 600 м) сложена преимущественно глинами с пластами песчаников в основании и кровле. В связи с клиноформным строением нижнехетская свита в северном направлении омолаживается и замещается практически идентичной по составу шуратовской свитой (ранний готерив) [Постановления Межведомственного..., 2006]. К кровле свиты приурочен ОГ Id. Аналогично, суходудинская свита мощностью свыше 700 м, сложенная сероцветными песчаниками и алевролитами с прослоями и пластами аргиллитов, на севере замещается байкаловской свитой [Постановления Межведомственного..., 2006] с ритмичным чередованием алевролитов, песчаников с пачками буроватых глин и редкими пластами углей в кровельной части. Верхняя граница стратона «скользит» от раннего до позднего готерива. В суходудинской свите уверенно прослежено три ОГ: в кровле – Iv; в нижней трети - Ig (пеляткинская пачка) и Ig₁. В интервале ОГ Iv-Ig свита характеризуется горизонтально слоистым строением, ниже – клиноформным.

Снизу клиноформный комплекс подстилают верхнеюрские битуминозные аргиллиты яновстанской свиты и песчано-глинистые отложения сиговской свиты. В погруженной части ЕХРП верхнеюрские отложения и часть берриасского яруса представлены единой глинистой гольчихинской свитой мощностью до 800 м и более. К кровле и основанию яновстанской свиты приурочены опорные ОГ Па₀ и Па. На крупных мегавалах верхнеюрские отложения, часть среднеюрских и нижнемеловых размыты. Сверху отложения неокома перекрыты в целом регрессивной терригенной толщей, состоящей из малохетской, яковлевской, долганской, наоновской, салпадинской, танамской свит мела и локально распространёнными отложениями палеогенового возраста (кэтпарская свита).

Высокие перспективы неокомских отложений на нефть доказаны бурением скважин Пх-1, 2, 6, 7, 8 на Пайяхской площади, где в основании клиноформного комплекса вскрыто до четырех нефтенасыщенных пластов с эффективной толщиной коллектора более 30 м, и бурением скв. Бк-1 на Байкаловской площади, где в 2008 г. открыта залежь лёгкой нефти в пласте Нскб шуратовской свиты и многопластовая газоконденсатная залежь в пластах Бк байкаловской свиты. Результаты испытаний описанных скважин еще раз подтвердили идею о том, что в нижнемеловом комплексе вниз по разрезу отмечается изменение фазового состояния УВ от газового ряда к нефтяному [Кузнецов, 1987].

Выявленная зональность представляется закономерной, так как основной объем нефтяных УВ в пределах ЕХРП производят верхнеюрские отложения яновстанской-гольчихинской свит, а именно та их часть, которая является стратиграфическим аналогом

баженовской свиты, содержащая органическое вещество и генерирующая битумоиды, идентичные по биомаркерным показателям всем меловым нефтям из открытых в настоящее время месторождений в ЕХРП [Филипцов и др., 2006]. Поэтому вероятность открытия новых нефтяных залежей особенно велика в изолированных, залегающих непосредственно на нефтематеринских отложениях яновстанской свиты, песчаниковых телах нижнехетского НГК, в суходудинском НГК более вероятны газоконденсатные месторождения.

Неокомский клиноформный комплекс занимает центральную часть юго-запада ЕХРП. Его размеры по длинной оси достигают 450 км, ширина изменяется от 330 км на юго-западе (на границе Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа) до 50 км на северо-востоке, площадь свыше 100 тыс. км² (рис. 2). Внешние границы комплекса установлены на основе анализа рисунка волнового поля по появлению наклонных отражений. На востоке развитие клиноформ ограничено территорией Агапского прогиба, где намечается замыкание комплекса (рис. 3).

От Западно-Сибирского клиноформного комплекса клиноформы ЕХРП отделены Мессояхо-Малохетской грядой. Как и в Западной Сибири, в поперечном разрезе Таймырский клиноформный комплекс имеет резко ассиметричное строение со слабовыраженными встречными клиноформами на северо-западе, поскольку основной объем терригенного материала в Енисей-Хатангский бассейн поступал с Сибирской платформы. Максимальные углы падения слоёв клиноформного комплекса меняются от 2° на юге и севере до 3°-6° в центральной части прогиба.

Принципиальная схема строения комплекса приведена на сейсмогеологической модели, составленной по временному разрезу, выровненному на кровлю ОГ Iг (рис. 4). По рисунку волнового поля выделяется до 18 клиноформ, последовательно кулисообразно сменяющих друг друга в северо-западном направлении. Клиноформы простираются с юго-запада на северо-восток (в отличие от западносибирских клиноформ, имеющих меридиональное простираение). Возле северной границы бассейна сформировались морфологически слабовыраженные встречные клиноформы за счет незначительного сноса обломочного материала со складчатого образования Таймыра. Верхнеюрский интервал разреза, подстилающий неокомский клиноформный комплекс, в прибортовых частях ЕХРП характеризуется клиновидным (субклиноформным) строением, особенно в зонах повышенной мощности яновстанских отложений (см. рис. 4). Резкие изменения мощности интервала, возможно, свидетельствуют о наличии локальных перерывов в осадконакоплении, вплоть до размыва части отложений яновстанской свиты на локальных палеоподнятиях.

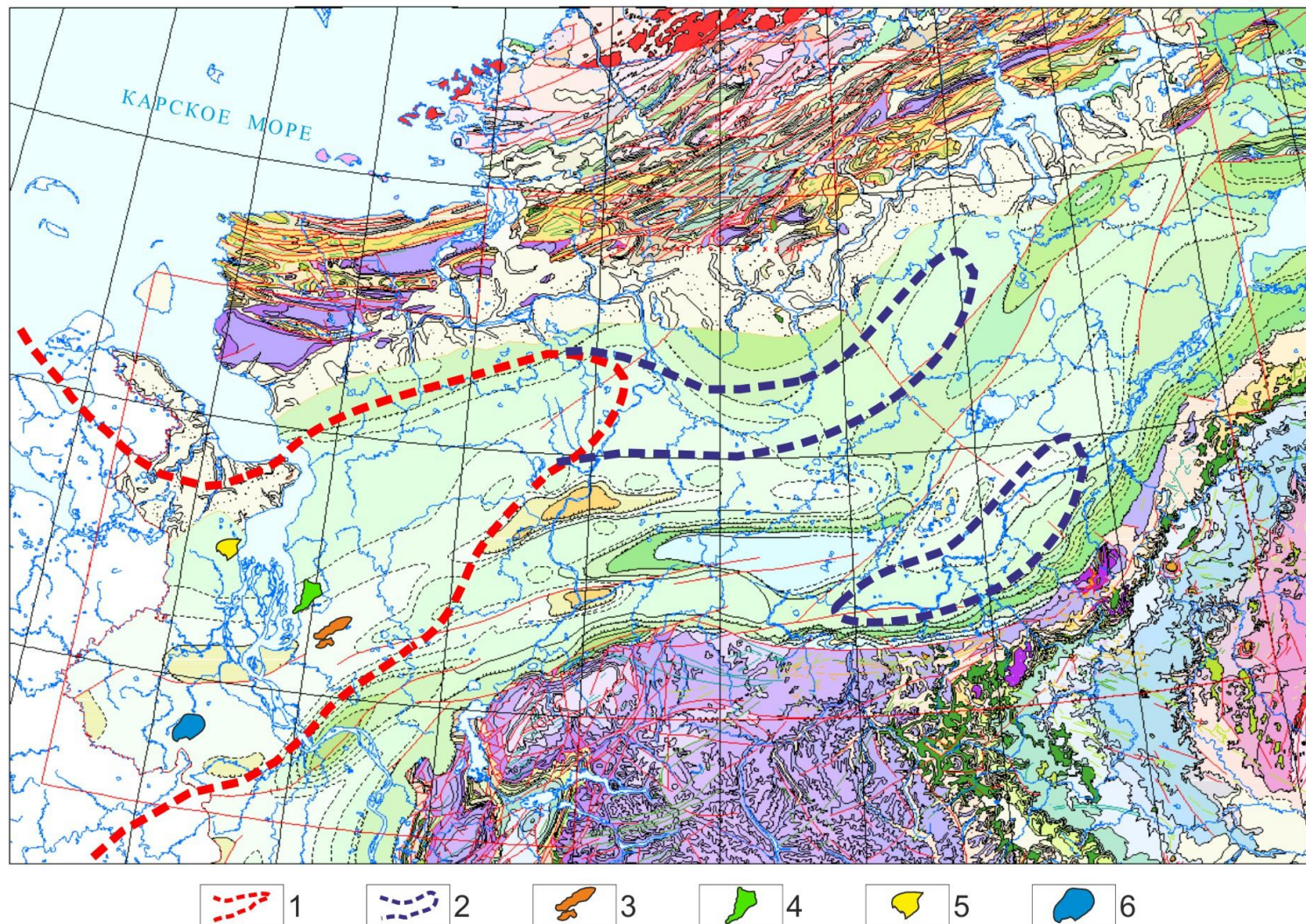


Рис. 2. Зоны распространения клиноформного и субклиноформных комплексов Енисей-Хатангского регионального прогиба
1 - границы типичного клиноформного комплекса; 2 - области развития субклиноформных тел; крупнейшие месторождения неокома: 3 - Пайяхское нефтяное месторождение; 4 - Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождение; 5 - Дерябинское газоконденсатное месторождение; 6 - Пеляткинское газоконденсатное месторождение.

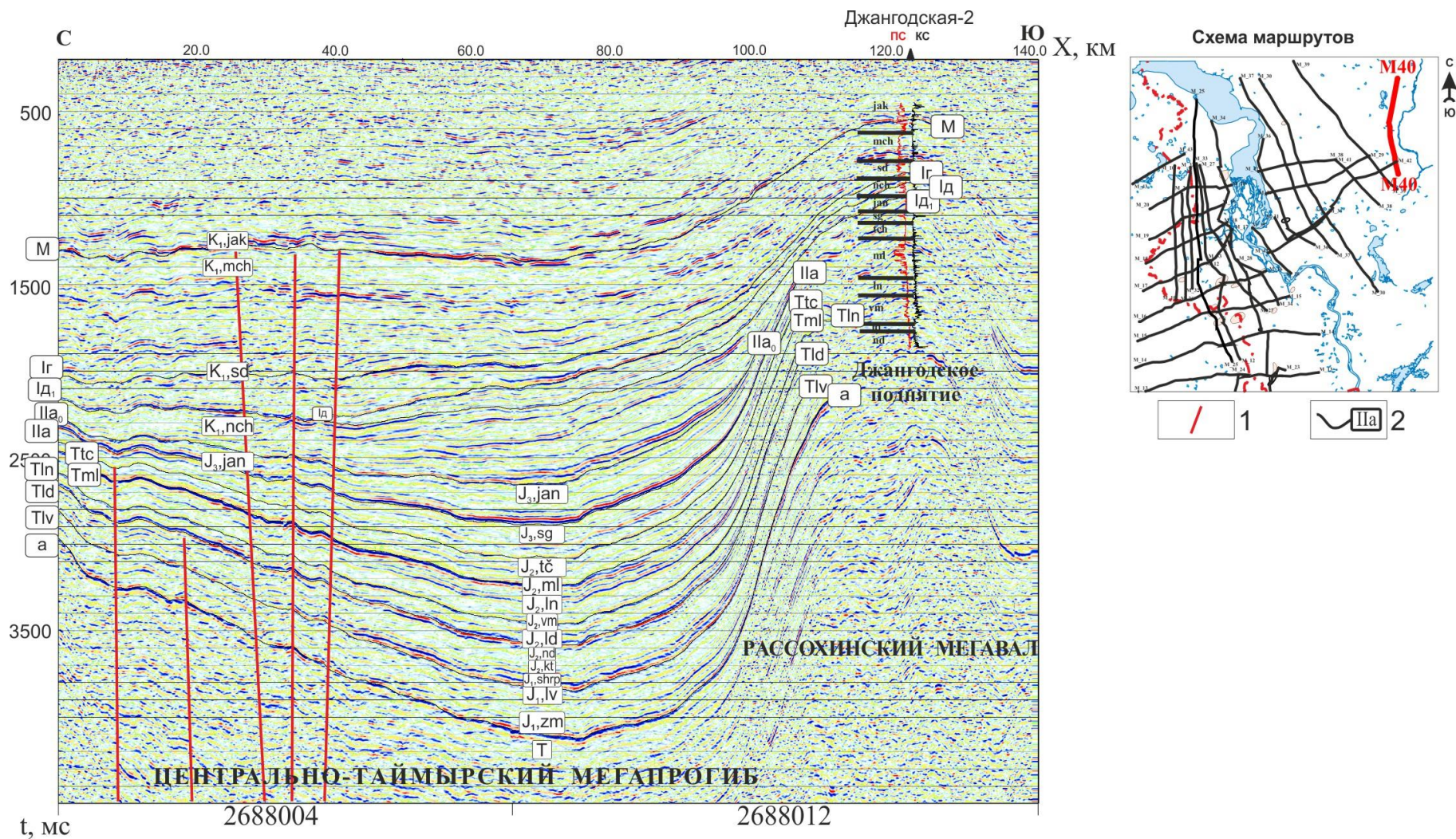


Рис. 3. Стратифицированный временной разрез по маршруту М40, выровненный на отражающий горизонт Т

1 - разломы; 2 - отражающие горизонты: М - в яковлевской свите (K_1, jak), Ir - в суходудинской свите (K_1, sd), Id-Id₁- в нижнехетской свите (K_1, nch), Ila₀ - в кровле яновстанской свиты (J_3, jan), Ila - в подошве яновстанской свиты (J_3, jan), Ttc - в точинской свите ($J_2, tč$), Tml - в мальшевской свите (J_2, ml), Tln - в леонтьевской свите (J_2, ln), Tld - в лайдинской свите (J_2, ld), Tlv - в левинской свите (J_1, lv), а - в подошве юрских отложений.

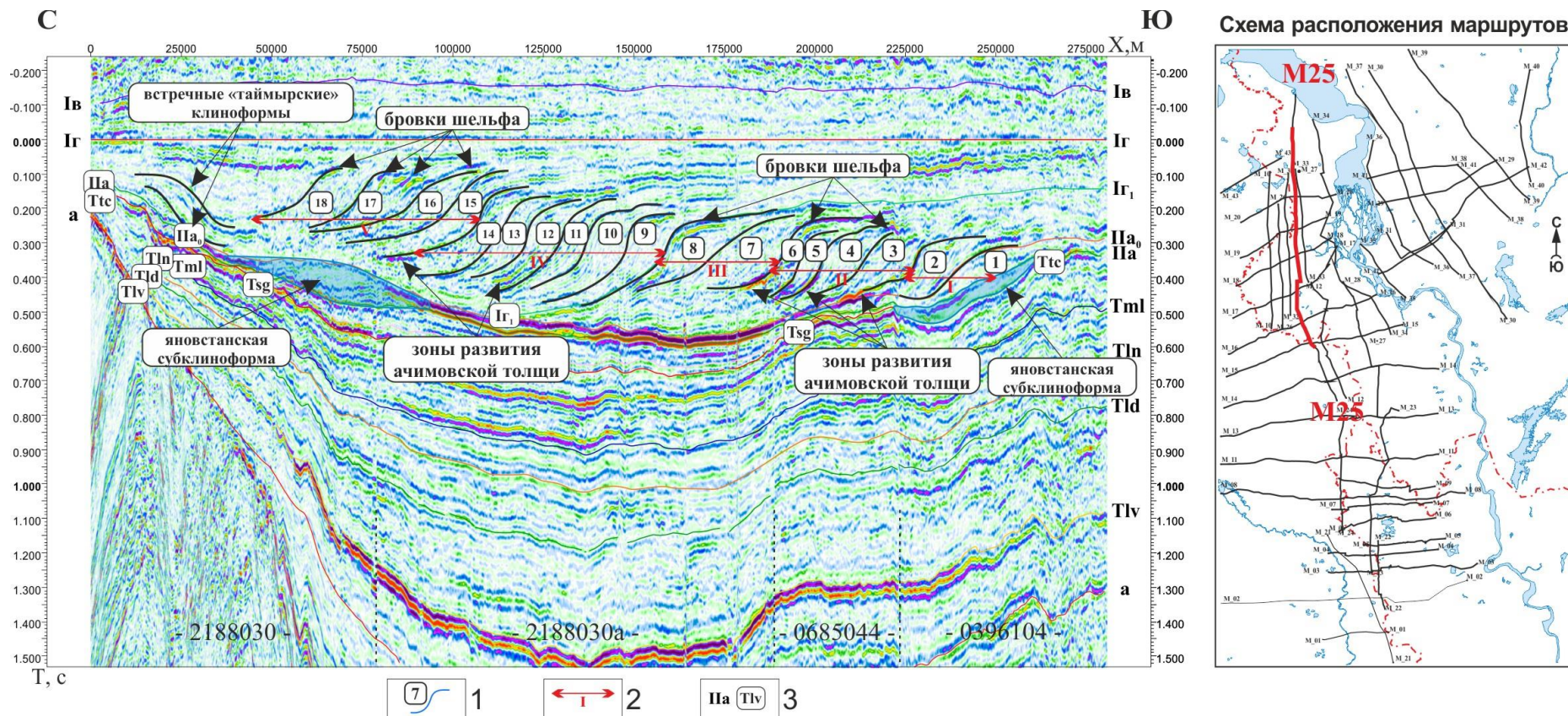


Рис. 4. Сейсмогеологическая модель клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по маршруту M25, выровненному на отражающий горизонт Ig

1 - клиноформы и их порядковые номера; 2 - мегаклиноформы и их порядковые номера; 3 - отражающие горизонты: Iv – в кровле суходудинской свите (K_1, sd), Ig-Ig₁ - в суходудинской свите (K_1, sd), Id-Id₁- в нижнехетской свите (K_1, nch), Ia₀ - в кровле яновстанской свиты (J_3, jan), Ia - в подошве яновстанской свиты (J_3, jan), Ttc - в точинской свите (J_2, tc), Tml - в мальшевской свите (J_2, ml), Tln - в леонтьевской свите (J_2, ln), Tld - в лайдинской свите (J_2, ld), Tlv - в левинской свите (J_1, lv), а - в подошве юрских отложений.

В целом, с юго-запада на северо-восток ЕХРП волновая картина, присущая клиноформному комплексу, значительно меняется. На юго-западе (левобережье р. Енисей) отмечается типичная для клиноформного комплекса волновая картина с ярко выраженными шельфовой, склоновой и бассейновой частями клиноформ. Клиноформы крупные (особенно с 3 по 14) и имеют весьма крутые наклоны границ.

Их высота превышает 450 м, с максимальными углами падения 4° – 6° , что благоприятно для формирования песчаниковых тел ачимовского типа (см. рис. 4). Размыты ундаформ пятой, частично четвертой и шестой клиноформ, видимые по характерной «бугристой» форме сейсмической записи, увеличивают вероятность появления песчаниковых тел в подошве этих клиноформ. В северо-восточном направлении происходит постепенное уменьшение количества клиноформ, они становятся более пологими и на меридиане р. Пясины с большой долей вероятности можно говорить о вырождении типичного клиноформного комплекса ЕХРП. Волновая картина временных разрезов становится более хаотичной, осадконакопление здесь происходило, вероятно, в условиях более интенсивного и постоянного привноса терригенного материала в бассейн седиментации, что нашло отражение в увеличенных мощностях неокотских отложений и в меньшей их литологической дифференциации (см. рис. 3). Можно предположить, что и перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса уменьшаются по мере приближения к р. Пясины и далее на восток, прежде всего, из-за ухудшения качества флюидоупоров.

По редкой сети профилей и региональных маршрутов в плане проследить все выделенные клиноформы не представляется возможным. Поэтому, на основании сходства волновой картины, отдельные клиноформы сгруппированы в пять более крупных подразделений (мегаклиноформ) (см. рис. 4), которые были прослежены по всей территории их развития (рис. 5). Для каждой прослежены «шельфовая», склоновая и бассейновая части. Ширина отдельных мегаклиноформ закономерно уменьшается от 50 км (4-я мегаклиноформа) и 60 км (5-я мегаклиноформа) на границе с Ямало-Ненецким автономным округом до полного выклинивания на северо-востоке, длина изменяется соответственно от 260 км (5-я мегаклиноформа) до 360 км (3-я мегаклиноформа). Отдельные клиноформы разделены глинистыми пачками, являющимися субрегиональными флюидоупорами - каждая может являться самостоятельным нефтегазовым резервуаром. Наиболее перспективные участки на наличие коллекторов в клиноформном комплексе – фондаформные, где весьма вероятны песчаниковые тела «ачимовского» типа, и ундаформные, где в условиях высокой гидродинамической активности также могли формироваться улучшенные коллекторы. При этом определяющими факторами для формирования ловушек в ундаформных частях клиноформ является наличие структурного замыкания и качество перекрывающего

флюидоупора, в то время как для фондоформных ловушек главнейшим фактором является наличие и качество коллекторов.

В пределах территории развития клиноформного комплекса пробурено свыше 30 глубоких скважин, которые показали сложное распространение коллекторов. Суммарная толщина пластов песчаников в бассейновых частях клиноформ изменяется от 0 м в Паютской скв. 1 и других до 110 м в Дерябинской скв. 7. Меняются и их коллекторские свойства, например, пористость в Среднеяровской скв. 3 едва превышает 14%, в Пайяхской скв. 1 достигает 20%, а в скважинах Пх-7, 8 - 17-19%. При этом какой-либо зависимости между пористостью и мощностью песчаников не отмечено. Резкая изменчивость коллекторов предопределяет сложное строение возможных ловушек УВ.

Характерными признаками, определяющими возможное наличие залежей в клиноформном комплексе, являются динамические параметры сейсмической записи (рис. 6а, б, рис. 7). На рис. 6а приведен фрагмент временного разреза ОГТ по профилю (ПР) 2184005, пересекающему Дерябинское газоконденсатное месторождение, в варианте современной динамической обработки. На разрезе отчетливо видны аномалии амплитуд, обусловленные продуктивными пластами песчаников конуса выноса. Аналогичные аномалии амплитуд фиксируются на временных разрезах ряда других профилей, что свидетельствует о возможном наличии на данных участках залежей УВ (см. рис. 6б, рис. 7). Наличие интенсивных динамических аномалий сейсмической записи позволяет прогнозировать, как наиболее перспективные, бассейновые части 1-й, 2-ой и 4-ой мегаклиноформ. По редкой сети композитных сейсмических маршрутов и профилей намечены зоны локализации перспективных объектов. Обнаружение структурно-литологических залежей наиболее вероятно к северо-западу от современной оси ЕХРП по подошве неокомских клиноформ (см. рис. 5).

Далее на примере Пайяхского месторождения рассмотрены строение и прогноз сложнопостроенных объектов по данным сейсморазведки и бурения.

Пайяхское месторождение, расположенное на правом берегу Енисея практически в центре прогиба, открыто в 1990 г. Из скв. Пх-1 был получен фонтанный приток нефти свыше 30 м³/сут. из 2 маломощных (до 4 м) пластов группы Нх, залегающих в подошве меловых отложений на глубинах 3420-3436 м. Сква. Пх-1 была заложена на Пайяхском поднятии, подготовленном сейсморазведочными работами по апт-альбским отложениям (горизонт Iб). При вскрытии данных отложений притока не было получено, а залежь была открыта в берриас-валанжинских отложениях, характеризующихся моноклиальным залеганием.

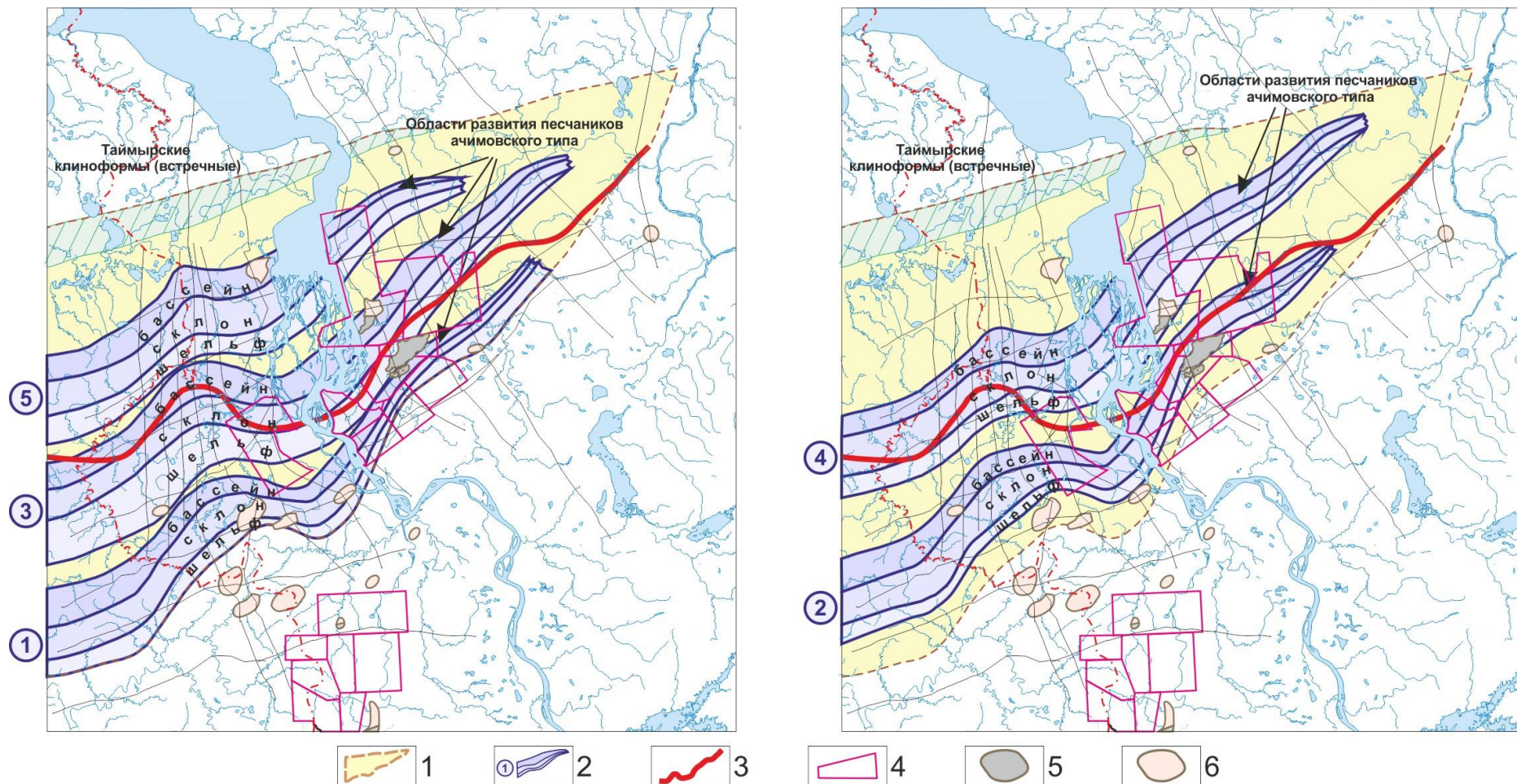


Рис. 5. Схема распространения мегаклиноформ на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба

1 - область развития типичного клиноформного комплекса ЕХРП; 2 - зоны распространения мегаклиноформ и их порядковые номера; 3 - современное положение оси ЕХРП по подошве клиноформного комплекса; 4 - лицензионные участки; 5 - нефтяные месторождения; 6 - газовые месторождения.

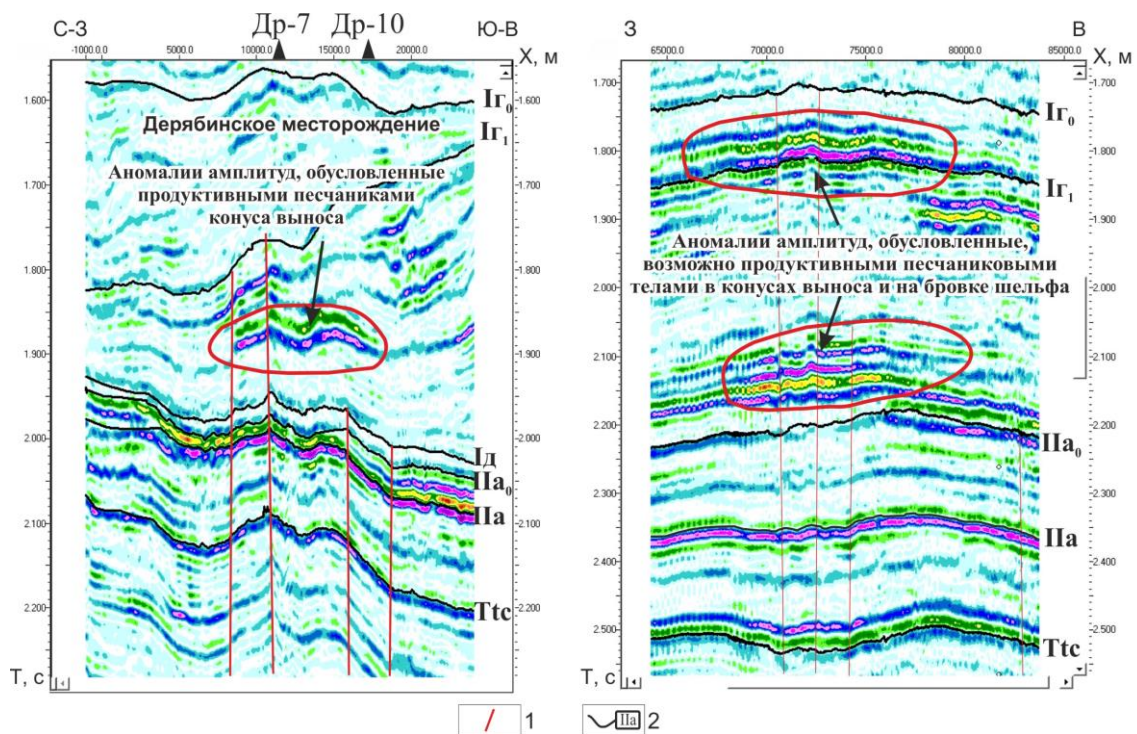


Рис. 6. Отображение в волновом поле временного разреза ОГТ продуктивных пластов клиноформного комплекса

Слева - Дерябинское месторождение, ПР2184005, справа - Титояхский перспективный объект, ПР4387008; 1 - разломы; 2 - отражающие горизонты: $I\Gamma_0$ - $I\Gamma_1$ - в суходудинской свите (K_1 , sd), $I\Delta$ - в нижнехетской свите (K_1 , nch) Πa_0 - в кровле яновстанской свиты (J_3 , jan), Πa - в подошве яновстанской свиты (J_3 , jan), Ttc - в точинской свите (J_2 , $t\check{c}$).

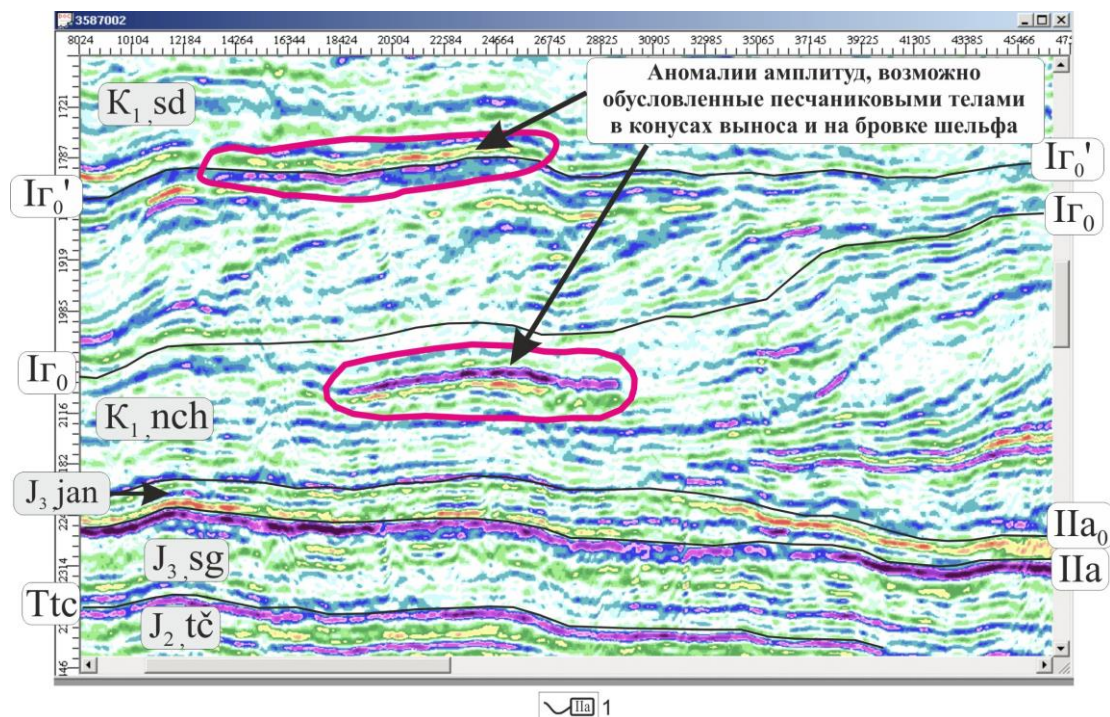


Рис. 7. Отображение в волновом поле временного разреза ОГТ возможно продуктивных пластов клиноформного комплекса

Неяхский перспективный объект, ПР3587002. 1 - отражающие горизонты: $I\Gamma_0'$ - $I\Gamma_0$ - в суходудинской свите (K_1 , sd), Πa_0 - в кровле яновстанской свиты (J_3 , jan), Πa - в подошве яновстанской свиты (J_3 , jan), Ttc - в точинской свите (J_2 , $t\check{c}$).

В дальнейшем в пределах выявленной структуры было пробурено еще 3 скважины (Пх -2, 3, 4) и только в скв. Пх-2 были получены незначительные притоки нефти (2,4 м³/сут) из маломощных (чуть более 1 м) пластов группы Нх. В связи с этим возникла острая необходимость переобработки сейсмических материалов и формирования новой модели геологического строения месторождения с учетом данных бурения. В 2000 г. СНИИГГиМС выполнил интерпретацию переобработанных архивных материалов МОГТ-2D в объеме почти 900 пог. км. Была предложена новая модель геологического строения месторождения, которое представлено рядом литологических залежей в песчаниковых телах, залегающих на достаточно крутом южном склоне Восточно-Носковской впадины ЕХРП. При этом основные перспективы прогнозировались на север и северо-восток от скв. Пх-1. По полученным данным в 2001 г. была заложена скв. Пх-6, которая из-за отсутствия финансирования была добурена до проектной глубины (3600 м) только в 2009 г. Скважина вскрыла в подошве клиноформного комплекса 2 пласта нефтенасыщенных песчаников НхIV-1-3 и НхIV-0 с эффективной толщиной коллектора в 13,5 м и 4,0 м, из которых получен приток нефти до 24 м³/сут.

При дальнейшем изучении Пайяхского месторождения были использованы материалы 3D-сейсморазведки на площади в 100 км² (временные мигрированные кубы ОГТ с высокой разрешенностью (10-70 Гц); кубы атрибутов AVO-преобразования (градиент амплитуды (G), нормальное падение (R)); более 1600 км архивных разрезов ОГТ; данные ГИС по 6 скважинам. Как было отмечено выше, структурный план по подошве продуктивных песчаников представляет собой довольно крутой склон, и структурный фактор не влияет на локализацию залежи, также не установлены и какие-либо значимые тектонические нарушения, которые могли бы являться границами ловушек, следовательно, Пайяхская ловушка является литологической, о наличии которой свидетельствуют и аномально высокие давления в залежи (коэффициент аномальности достигает 1,7).

Поиск и оконтуривание литологических объектов по данным сейсморазведки основывается, прежде всего, на изучении динамических характеристик сейсмической записи и результатах ее инверсии (атрибутивный анализ). Достоверность прогноза с использованием сейсмических атрибутов требует более тщательной стратификации ОГ и установления принадлежности целевых объектов к тем или иным фрагментам волнового поля по сравнению с изучением структурных особенностей. По ГИС скважин Пх-1, 2, 6 и других установлено, что продуктивные песчаники, имеющие повышенную скорость продольных волн (до 4000 м/с), залегают непосредственно на низкоскоростных яновстанских глинах (3000 м/с). Сверху они перекрыты экранирующими низкоскоростными аргиллитами толщиной до 10 м и более. В волновом поле песчаниковым телам соответствуют

положительные экстремумы (НхIV-1 – над ОГ Iд7, НхIV-2,3 – над ОГ IIa0), а переход через ноль с положительной на отрицательную фазу отождествляется с поверхностью яновстанских глин (ОГ IIa0) (рис. 8). Акустическая контрастность песчаников является весьма благоприятным фактором их изучения по данным сейсморазведки.

На основе динамического анализа по атрибутам «амплитуда», «градиент амплитуды», результатам инверсии (акустический импеданс) и нейросетевого анализа (параметр гамма-каротажа (ГК) - аналог параметра α_{nc}) выявлена контрастная аномалия в целевом интервале на северо-востоке площади исследований. Детальное отображение залежей в различных атрибутах сейсмической записи представлено на рис. 9. Все карты характеризуются значительным подобием, что свидетельствует о высокой степени достоверности прогноза. На рис. 10 приведена сейсмогеологическая модель, на которой показаны характерные особенности проявления продуктивных песчаников в волновом поле временных разрезов.

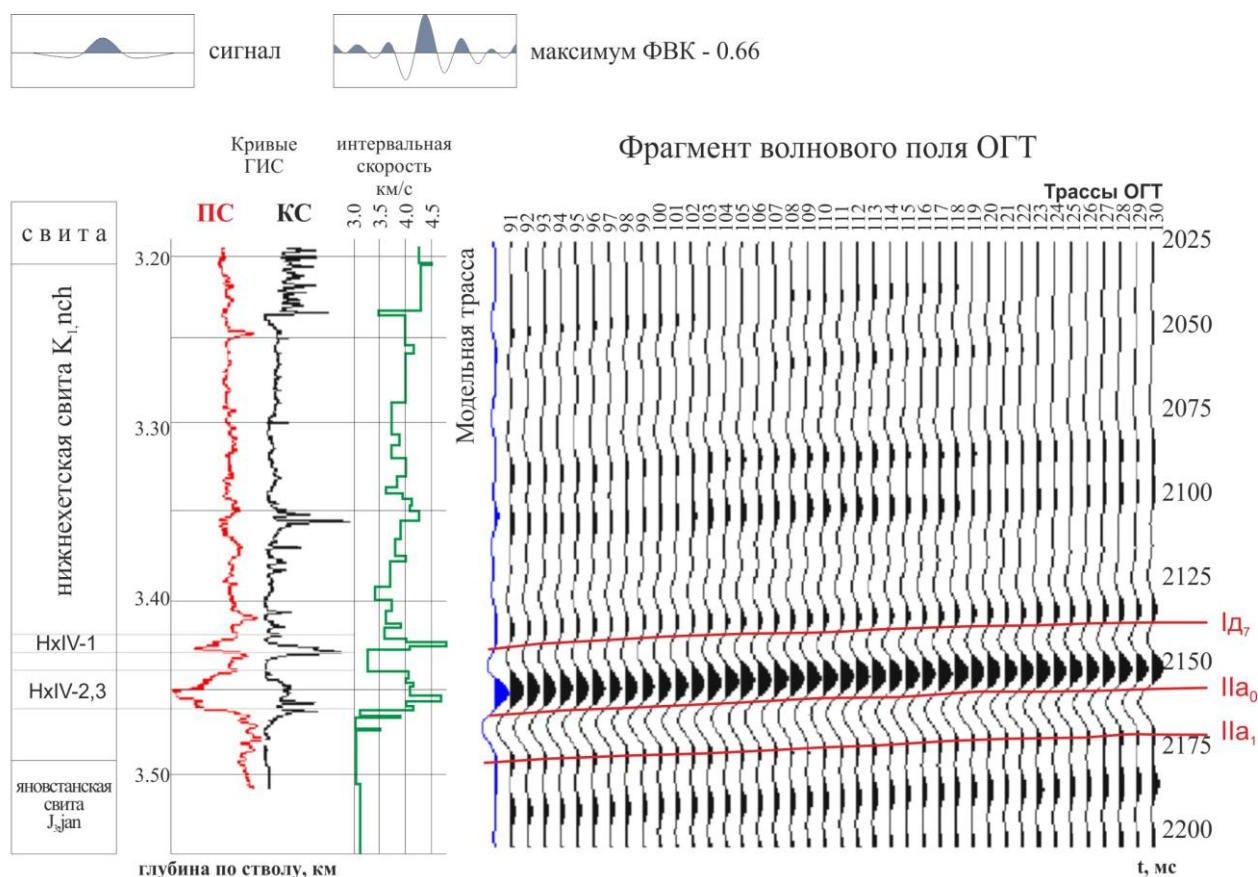


Рис. 8. Детальная стратиграфическая привязка продуктивных песчаников в скв. Пх-6 Пайяхской площади

В дальнейшем по данным комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 3D, 2D и бурения были локализованы в пределах изученной территории Пайяхская, Северо-Пайяхская, Западно-Пайяхская, Южно-Пайяхская и Восточно-Пайяхская литологические

ловушки в пласте НхIV-2, 3 (рис. 11). В Пайяхской и Северо-Пайяхской ловушках открыты залежи нефти с коммерчески привлекательными извлекаемыми запасами категорий $C_1 + C_2$, достигающими по оценке СНИИГГиМС более 100 млн. т, что позволяет отнести месторождение к разряду крупных. В 2012 г. и 2014 г. в пределах Северо-Пайяхской ловушки пробурены 2 разведочные скважины Пх-7 и Пх-8 (положение скважин показано на рис. 9), которые полностью подтвердили прогноз, вскрыв по 3 нефтенасыщенных пласта НхIII, НхIV-0, НхIV-1-3 в подошве клиноформ с суммарной эффективной толщиной коллектора более 70 м. В настоящее время недропользователем ОАО «ННК-Таймырнефтегаздобыча» готовится к вводу под поисковое бурение Западно-Пайяхская литологическая ловушка.

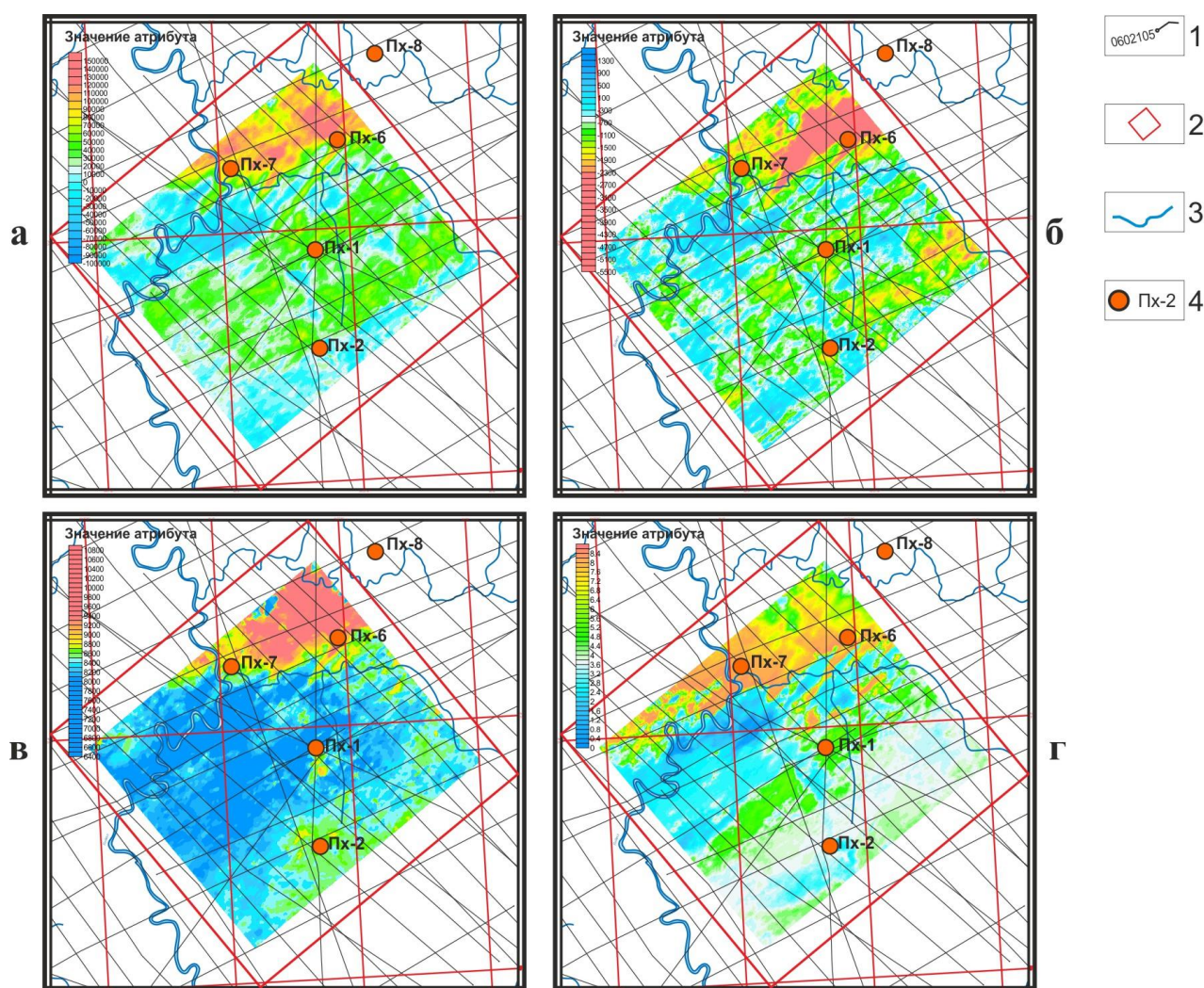


Рис. 9. Срезы атрибутов в интервале продуктивного пласта НхIV-2,3 Пайяхской площади по данным МОГТ-3Д

а - амплитуда, *б* - градиент амплитуды, *в* - акустический импеданс (по результатам инверсии), *г* - параметр ГК (по результатам нейросетевого анализа); 1 - сейсмические профили 2D; 2 - площадь съемки 3D по кратности ОГТ - 1; 3 - гидросеть; 4 - поисковые скважины, законченные бурением.

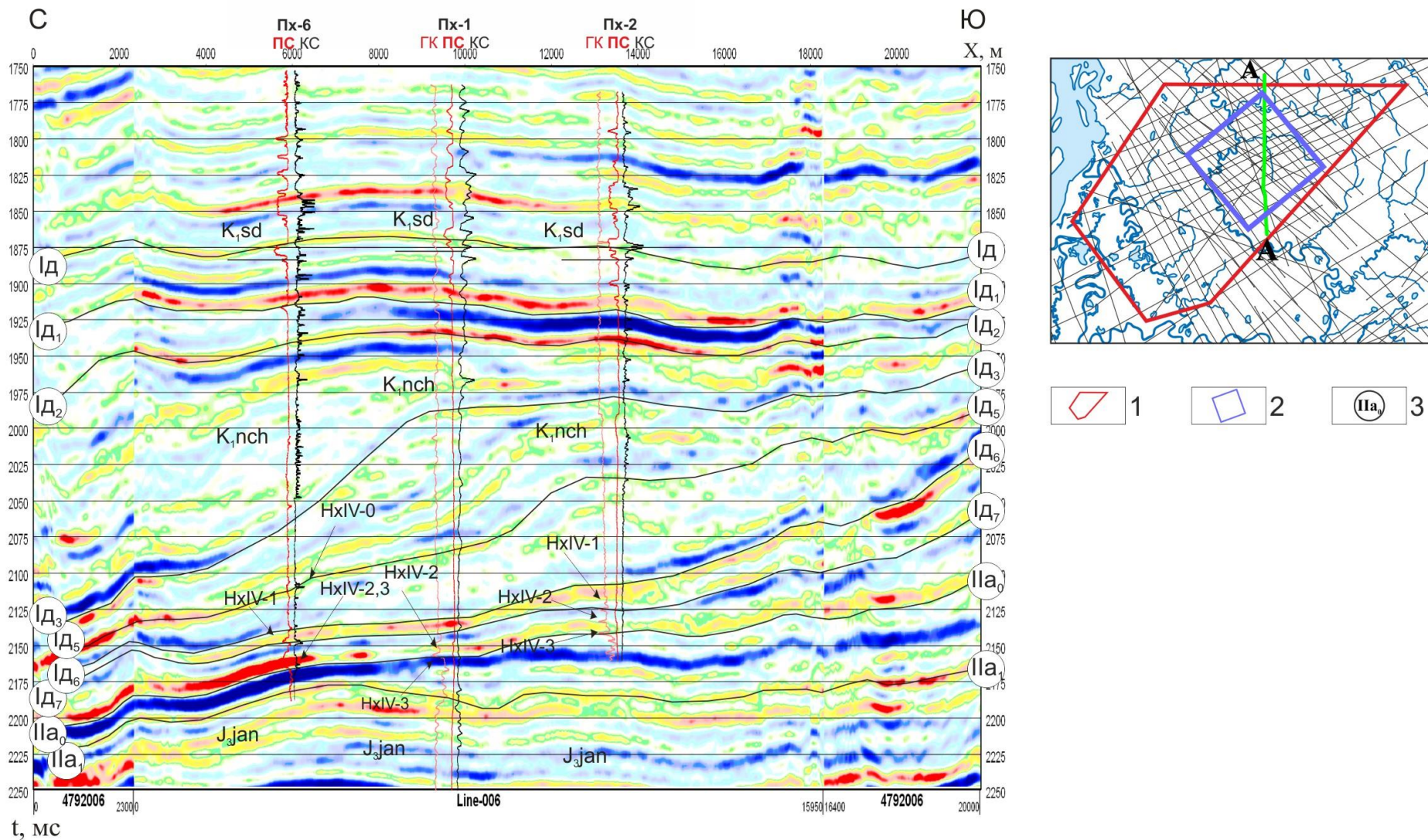


Рис. 10. Сейсмогеологическая модель Пайяхской площади по линии А-А ПР 4792006-3D-4792006

1 - контуры Пайяхского лицензионного участка; 2 - контур работ МОГТ-3Д; 3 - отражающие горизонты: I_d – в кровле нижнехетской свиты (K_1 pch), I_{d1} - I_{d7} - в нижнехетской свите (K_1 , pch), I_{la0} - в кровле яновстанской свиты (J_3 , jan), I_{la1} - в яновстанской свите (J_3 , jan).

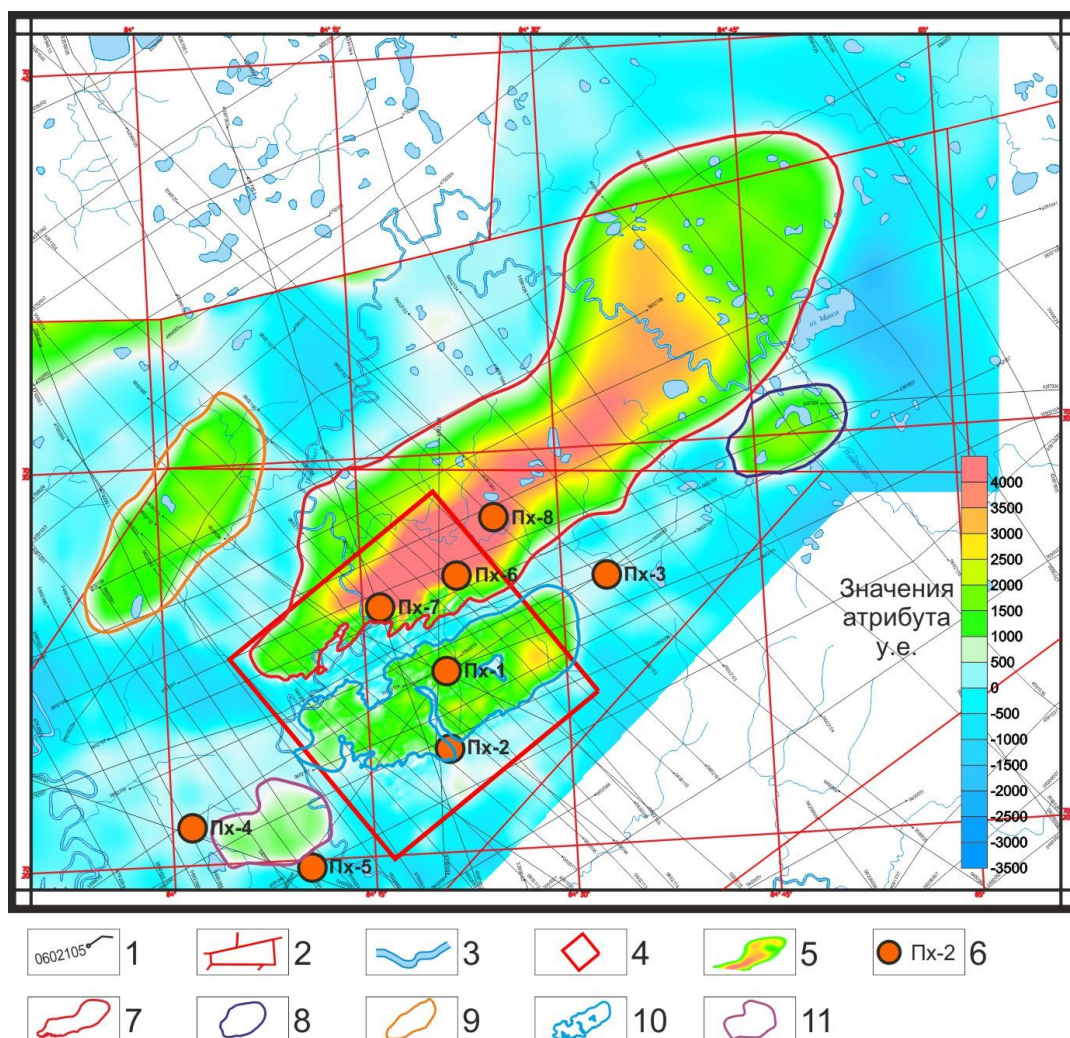


Рис. 11. Карта ловушек пласта НхIV-2,3 Пайяхской площади

1 - сейсмические профили; 2 - границы лицензионных участков; 3 - гидросеть; 4 - 3D съемка; 5 - комплексные аномалии атрибутов сейсмической записи в интервале ОГ Па-Id₇ (пласты НхIV-2,3); 6 - поисковые скважины, законченные бурением, их номера; 7-11 - ловушки: 7 - Северо-Пайяхская, 8 - Восточно-Пайяхская, 9 - Западно-Пайяхская, 10 - Пайяхская, 11 - Южно-Пайяхская.

Высокое качество прогноза на основании 2D-3D сейсмических атрибутов даёт хорошие результаты, прежде всего, из-за благоприятных глубинных сейсмогеологических условий, особенностью которых является резкая контрастность акустических свойств высокоскоростных песчаников и низкоскоростных вмещающих глин, приводящая к значительному изменению интенсивности и формы сейсмической записи при появлении в разрезе высокоимпедансных песчаников (см. рис. 6-8).

При палеоструктурном анализе было установлено, что распределение песчаниковых тел, вскрытых скважинами Пх-6, 7, 8, с высокой степенью вероятности контролируется предмеловым палеорельефом. На рубеже юры и мела в северной части площади существовало локальное палеоподнятия, обусловившее активную гидродинамику и, как следствие, формирование особого типа песчаных тел в местах существования

вдольбереговых и разрывных течений (рис. 12, 13). При региональном изучении толщин отложений между ОГ Па₀ и ОГ 1д₇ были выявлены аналогичные палеоподнятия и намечены благоприятные зоны для формирования подобных литологических ловушек на всей территории юго-запада ЕХРП. По установленным признакам на территории развития клиноформного комплекса вблизи осевой части ЕХРП было выделено несколько перспективных объектов, расположенных в его подошвенной части: Лагтаяхский и др. (см. рис. 12, 13), а также в типичных более молодых клиноформах: Сидяхский, Нейяхский, Титояхский и др. (см. рис. 6, 7).

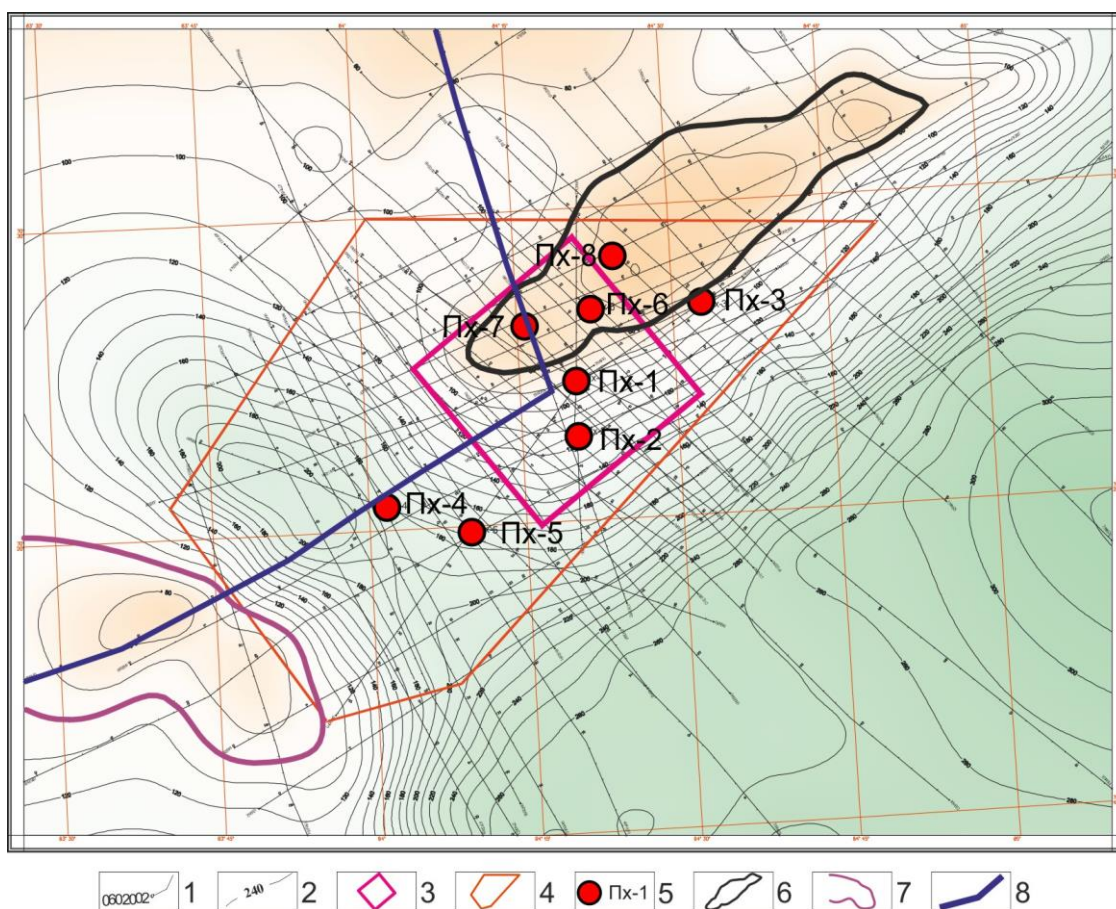


Рис. 12. Карта изопахит между отражающими горизонтами 1д₇ и Па₁ Пайяхской площади
 1 - сейсмические профили; 2 - изопахиты между ОГ 1д₇ и Па₁; 3 - площадь съемки 3D по кратности ОГТ - 1; 4 - границы лицензионного участка; 5 - поисковые скважины, законченные бурением; 6 - Пайяхское палеоподнятие; 7 - Лагтаяхское палеоподнятие; 8 - положение композитного профиля на рис. 13.

Участки с выявленными (намеченными) объектами могут быть первоочередными при лицензировании. В 2007-2009 гг. было выставлено на аукцион несколько участков, расположенных на изучаемой территории, однако потенциальные недропользователи не торопятся их приобретать из-за низкой, сделанной на основе объемно-статистического метода, оценки ресурсной базы. Авторам представляется, что недропользователи до сих пор

скептически относятся к литологическим ловушкам, и перспективы тех или иных участков связывают, прежде всего, с наличием локальных поднятий, фонд которых в ЕХРП в значительной мере исчерпан. А потенциал литологических ловушек в клиноформном комплексе может быть весьма значительным. Например, только в выявленных объектах неокомского комплекса западной части ЕХРП по оценке СНИИГГиМС 2009 г., содержится от 350 до 500 млн. т извлекаемых ресурсов нефти и конденсата категории Д₁лок.

Для прогноза новых ловушек необходимо продолжать работы по дальнейшей обработке полевых сейсмических материалов и переинтерпретации всех обработанных ранее сейсмических данных с учетом материалов глубокого бурения на основе выше описанных методических приёмов. Такие исследования позволят существенно прирастить локализованные ресурсы на нераспределенном фонде недр ЕХРП и повысить их привлекательность для потенциальных недропользователей.

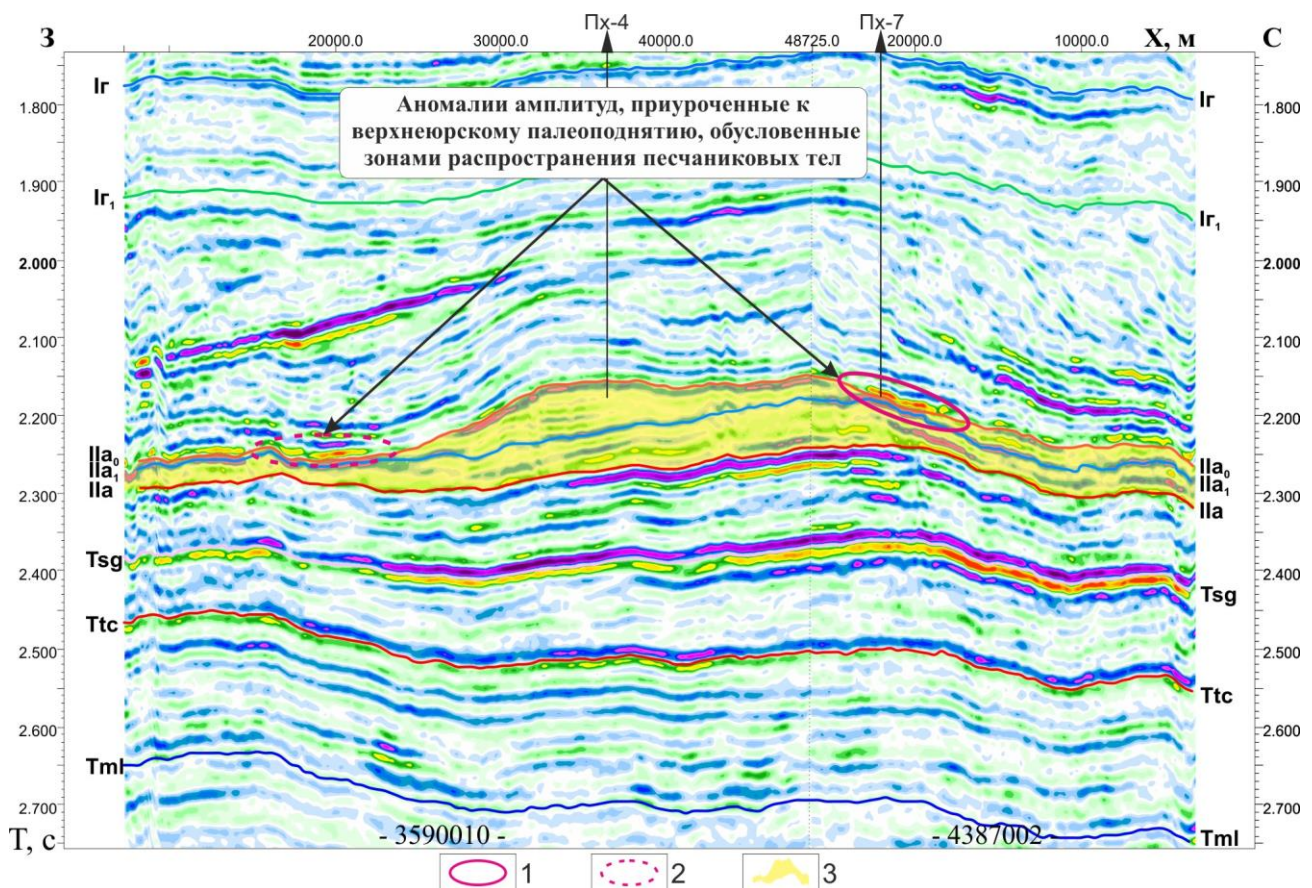


Рис. 13. Отображение в волновом поле локальных изменений мощности отложений яновстанской свиты Пайяхской площади (композитный профиль 3590010-4387002)

1 - аномалии атрибута «амплитуда», связанные с зоной распространения нефтенасыщенных песчаников Пайяхского месторождения; 2 - аномалии атрибута «амплитуда», связанные с зоной возможного распространения нефтенасыщенных песчаных пластов 3 - отложения яновстанской свиты (J₃jan).

В качестве примера, убедительно показывающего целесообразность переобработки, приведем результаты работ на Агапской площади. В пределах участка в СНИИГТиМС были переобработаны свыше 500 км архивных материалов и выполнена их интерпретация с учетом полученных закономерностей по Пайяхской площади. В результате на участках малых толщин яновстанской свиты (палеоподнятия) выявлены значимые аномалии сейсмических атрибутов, на основе которых локализованы возможные крупные литологические залежи в пласте НхIV (рис. 14), и оценка извлекаемых ресурсов нефти Д₁ лок Агапской площади выросла с 17,6 до 58,8 млн. т.

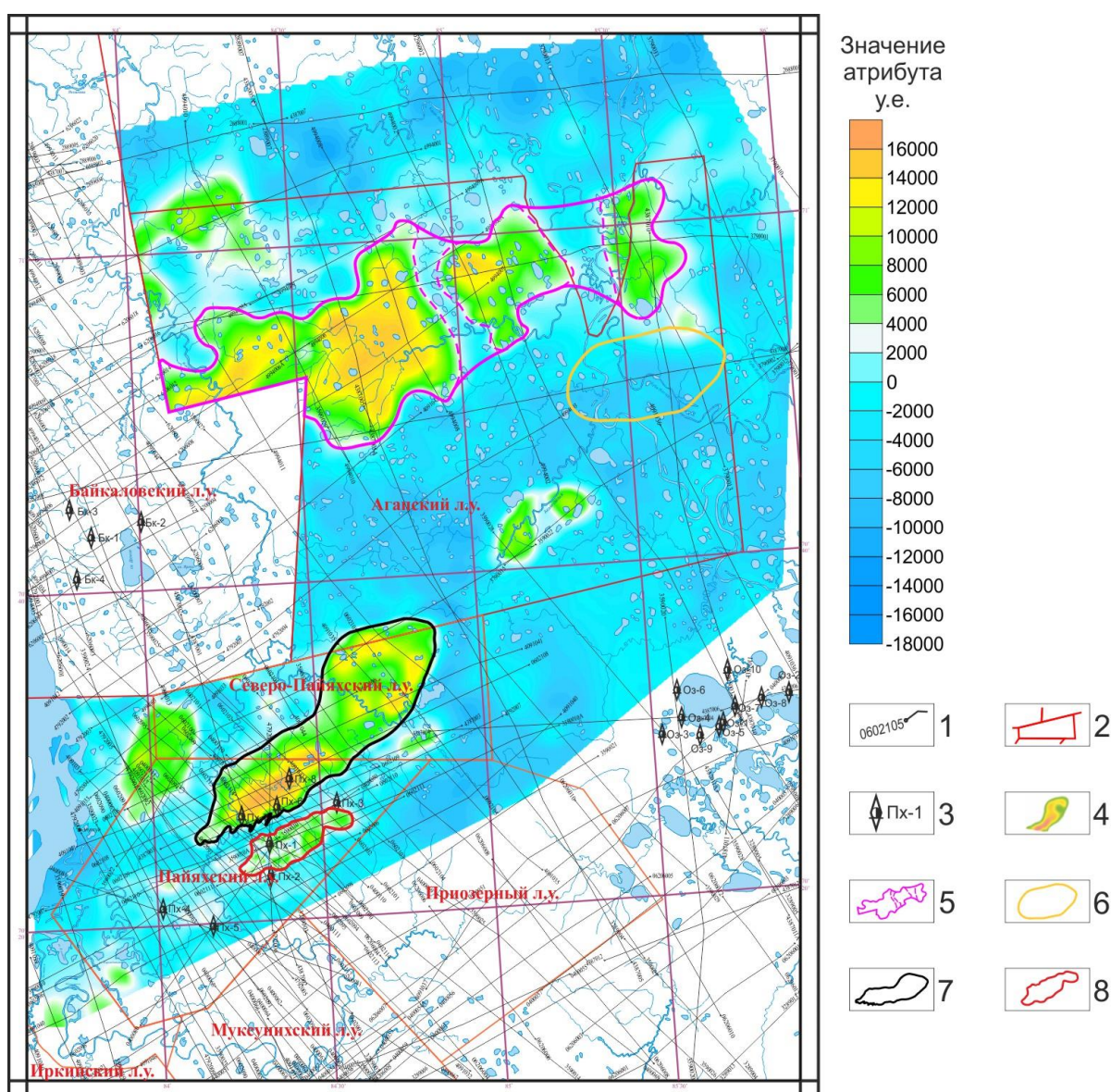


Рис. 14. Карта нефтегазоперспективных ловушек Агапской и Пайяхской площадей
 1 - сейсмические профили; 2 - границы лицензионных участков; 3 - поисковые скважины, законченные бурением; 4 - комплексные аномалии атрибутов сейсмической записи в интервале ОГ Па-Id₇ (пласты НхIV-2,3); 5 - Северо-Агапская структурно-литологическая ловушка; 6 - Кубинская ловушка; 7 - Северо-Пайяхское месторождение; 8 - Пайяхское месторождение.

Наличие литологических ловушек в клиноформном нижнемеловом комплексе в ЕХРП доказана открытием Пайяхского и Северо-Пайяхского месторождений. Проведенные обобщающие исследования показывают, что наиболее вероятно обнаружение аналогичных неантиклинальных ловушек с нефтяными залежами в бассейновых частях клиноформ вблизи осевой части ЕХРП, где целесообразно сосредоточить основные геологоразведочные работы по их поиску в ближайшие годы. Перед постановкой поисковых работ целесообразно провести тотальную переобработку сейсмических материалов с целью установления перспективных зон и прогноза локализованных ресурсов по категориям $D_{1л}$, C_3 на новой информационной основе.

В заключении отметим, что основные элементы региональной и детальной сейсмогеологической модели клиноформного структурно-формационного комплекса нижнемеловых отложений западной части ЕХРП разработаны благодаря реализации новой для этого района концепции обобщения сейсмических материалов и бурения, полученных государством и недропользователями. Именно использование всех геолого-геофизических материалов (данные 2D-, 3D-сейсморазведки, ГИС, данные лабораторных исследований и т.д.), сосредоточенных в одной организации (ФГУП «СНИИГГиМС»), дало значимые положительные результаты, подтверждённые бурением уже трёх скважин. Данная модель имеет большой потенциал с точки зрения ее детализации, постоянного совершенствования и создает реальные предпосылки для оптимизации лицензирования и эффективного планирования нефтегазопроисковых работ в регионе.

Литература

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

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

Конторович В.А. Нефтегазовый резерв Западной Сибири // Наука из первых рук. – 2010. - №3. - С. 26-29.

Кузнецов Л.В. Нефтегазоносность юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук в форме доклада. – Новосибирск, 1987. – 22 с.

Накаряков В.Д., Кузнецов Л.Л. О некоторых изменениях в стратификации отложений неокома в западной половине Енисей-Хатангского прогиба / В кн.: Геология и

нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. – Л., 1977. – С. 181-197.

Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий, 2006. - Вып. 36. - С. 5-7 (64 с.).

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

Isaev A.V., Devyatov V.P., Dontsov M.V. A Seismic geological model of the Lower Cretaceous clinoform complex in the north of Siberia. The 33rd International Geological Congress, Oslo, 2008, Abstracts, Section ASI-02.

Isaev A.V.

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

Krinin V.A.

Oil and Gas Institute of Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia, vkrinin@sfu-kras.ru

Karpukhin S.M.

Siberian Research Institute of Geology and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, nksm@rambler.ru

OIL AND GAS PERSPECTIVES OF CLINOFORM COMPLEX OF YENISEY-KHATANGA REGIONAL TROUGH

In terms of economic efficiency, the main task of current-stage geological prospecting in the target region is the search of oil deposits, which are, according to the results of conducted research, connected with depositional and structural-depositional traps, widely developed in the Neocomian clinoform complex. Regional seismic-geological model of the Neocomian clinoform complex, containing more than 60 percent of Yenisey-Khatanga regional trough initial recoverable resources (hydrocarbon liquids and gas in barrels of oil equivalent) is composed. Payakha oilfield case study is presented to show the details of prospective objects geologic structure and to explain methodological approaches of their search. Basing on complex seismic and well data interpretation results, several depositional hydrocarbon traps have been defined in the limits of allocated license blocks, two of which were already drilled and revealed new oil deposits. It is advised, in this connection, to concentrate exploration efforts on searching of non-structural traps in clinoform complex in most submerged (axial) part of trough. This zone is the first priority target to license local blocks for oil and gas searches.

Keywords: *clinoform complex, Neocomian, seismic survey, depositional traps, hydrocarbon deposits, reserves, licensing, Yenisey-Khatanga regional trough.*

References

Filipstov Yu.A., Davydova I.V., Boldushevskaya L.N., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Fomin A.N. *Vzaimosvyaz' materinskikh porod i neftey v mezozoysskikh otlozheniyakh severo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity na osnove izucheniya uglevodorodov-biomarkerov i katageneza organicheskogo veshchestva* [Relationship between source rocks and oil in Mesozoic sediments of north-eastern part of West-Siberian plate, basing on studies of biomarker-hydrocarbons and organic matter catagenesis]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 5-6, p. 52-57.

Isaev A.V., Devyatov V.P., Dontsov M.V. A Seismic geological model of the Lower Cretaceous clinoform complex in the north of Siberia. The 33rd International Geological Congress, Oslo, 2008, Abstracts, Section ASI-02.

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

Isaev A.V., Krinin V.A., Filipstov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. *Perspektivnye neftegazonosnye ob"ekty klinoformnogo kompleksa Yenisey-Khatangskogo regional'nogo progiba: rezul'taty seymogeologicheskogo modelirovaniya* [Perspective oil and gas bearing objects of Yenisey-Khatanga regional trough clinoform complex: results of seismic-geological modelling]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2011, no. 2 (6).

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

Kuznetsov L.V. *Neftegazonosnost' yursko-melovykh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Oil and gas content of Jurassic-Cretaceous sediments of Yenisey-Khatanga

regional trough]. Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk v forme doklada. Novosibirsk, 1987, 22 p.

Nakaryakov V.D., Kuznetsov L.L. *O nekotorykh izmeneniyakh v stratifikatsii otlozheniy neokoma v zapadnoy polovine Yenisey-Khatangskogo progiba* [About some changes in stratification of neocomian sediments in the western part of Yenisey-Khatanga regional trough]. Book V. Geologiya i neftegazonosnost' mezozoyskikh progibov severa Sibirskoy platformy. Leningrad, 1977, p. 181-197.

Postanovleniya Mezhhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya i ego postoyannykh komissiy [Resolutions of inter-agency stratigraphy committee and its standing commissions], 2006, vol. 36, 64 p.

© Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М., 2015