



УДК 550.834:(553.982.23.052.041/053.041:551.763.1)(571.511)

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА: РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А. В. Исаев\*, В. А. Кринин\*\*, Ю. А. Филипцов\*\*\*, С. М. Карпукхин\*, В. Р. Скляр\*\*\*\*

На примере Пайяхского нефтяного месторождения рассмотрены особенности геологического строения перспективных объектов и методические особенности их поиска в Енисей-Хатангском региональном прогибе. На основании полученных закономерностей выделен ряд перспективных объектов и установлено, что практически вся территория клиноформного комплекса представляет собой область развития литологических и структурно-литологических ловушек, в значительной степени контролируемых предмеловым палеорельефом. Эта зона является первоочередным объектом лицензирования участков на поиски нефти и газа в неокомском клиноформном нефтегазоносном комплексе. В связи с этим целесообразно изменить здесь парадигму геолого-разведочных работ и перейти на поиск литологических объектов вблизи осевой части прогиба.

**Ключевые слова:** Енисей-Хатангский региональный прогиб, клиноформный комплекс, сейсмо-разведка, литологические ловушки, месторождения, запасы, нефтегазоносность, лицензирование.

## POTENTIAL OIL-AND-GAS BEARING OBJECTS IN THE CLINIFORM COMPLEXES OF THE YENISEY-KHATANGA REGIONAL TROUGH: RESULTS OF SEISMIC-GEOLOGICAL MODELING

A. V. Isaev, V. A. Krinin, Yu. A. Filiptsov, S. M. Karpukhin, V. R. Sklyarov

Geologic features of some potential objects and peculiar methods of their prospecting in the Yenisey-Khatanga regional trough are demonstrated with the Paiyakhskoye oil field as an example. Using the received regularities as the base we distinguish a number of potential objects and establish that almost the whole territory of the clinoform complex represents a zone of depositional and structural-depositional traps mainly controlled by Pre-Cretaceous paleorelief. This zone is a very short step in licensing sites to be searched for oil and gas in the Neocomian clinoform oil-and-gas bearing complex. In this connection it is reasonable to change here the paradigm of geological studies in the Yenisey-Khatanga regional trough and go to prospecting for depositional objects close to the axial region of the trough.

**Key words:** Yenisey-Khatanga regional trough, clinoform complex, seismic exploration, depositional traps, fields, reserves, oil and gas occurrence, licensing.

В Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) нефтегазоконденсатные залежи открыты в юрских и меловых отложениях. Мезозойские разрезы разделены на ряд нефтегазоносных комплексов (НГК): геттанг-байосский, батский, оксфордский (юра), неокомский (верхне-неокомский, нижне-неокомский подкомплексы), аптский, альб-сеноманский (мел). В юрских НГК выявлены исключительно газовые и газоконденсатные залежи (Балахинская, Зимняя, Хабейская и др.). Из многочисленных меловых залежей (газовые, газоконденсатные, газоконденсатные с нефтяными оторочками и нефтяные – Нанадянская, Хабейская, Северо-Соленинская, Казанцевская, Озерная, Пеляткинская, Дерябинская, Новосоленинская, Пайяхская, Байкаловская и др.) только три являются нефтяными, и вопрос о состоянии нефтеносного потенциала ЕХРП остается открытым. С позиций экономической эффективности на современном этапе основная задача ГРП здесь –

поиск нефтяных залежей, так как нефтяные компании заинтересованы в наращивании запасов и ресурсов именно нефти.

В скв. Бк-1 на Байкаловской площади в 2008 г. вскрыта залежь легкой нефти в пласте Нск-6 шуратовской свиты и многопластовая газоконденсатная залежь в пластах Бк байкаловской свиты, а в скв. Пх-6 на Пайяхской площади в 2009 г. в основании клиноформного комплекса – два нефтенасыщенных пласта с эффективной толщиной коллектора более 20 м. Результаты бурения этих скважин еще раз подтвердили идею о том, что в нижне-меловом комплексе вниз по разрезу фазовое состояние УВ изменяется от газового ряда к нефтяному. Выявленная зональность представляется закономерной, так как основной объем нефтяных УВ в пределах ЕХРП производится верхнеюрскими отложениями яновстанской – гольчихинской свит: той их частью, которая является стратиграфическим аналогом баженовской свиты и содержит органическое вещество, генерирующее битумоиды, идентичные по биомаркерным показателям всем меловым нефтям из открытых здесь месторождений [1]. Поэтому вероятность открытия новых нефтяных залежей особенно велика в бассейновых

\*ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск;

\*\*ЗАО «Ванкорнефть», Красноярск;

\*\*\*Управление по недропользованию, Красноярск;

\*\*\*\*ОАО «Пайяха», Дудинка



частях клиноформ, в изолированных песчаниковых телах, залегающих непосредственно на нефтематеринских отложениях яновстанской свиты.

Ранее сейсморазведочные работы в ЕХРП были нацелены на поиск локальных поднятий и связанных с ними месторождений УВ, поэтому практически все разведанные залежи приурочены к локальным поднятиям. Исследования, проведенные в СНИИГГиМСе (совместно с ЗАО «Ванкорнефть», ОАО «НК „Роснефть“», Управлением по недропользованию по Красноярскому краю, ОАО «Пайяха») в 1999–2010 гг., показали, что открытие новых нефтяных месторождений ожидается прежде всего в неантиклинальных ловушках – литологических телах, которые сформировались в определенных структурно-фациальных условиях и способны аккумулировать нефть [3, 5]. Прогноз таких тел в разрезе и по площади невозможен без выработки геологических концепций их поиска на основе новых данных о геологическом строении региона.

При изучении клиноформного комплекса были использованы данные региональных, поисковых, детальных (в том числе 3D) сейсмических работ и материалы по скважинам: свыше 15 тыс. км разрезом и более 40 скважин. Идентификация отражений на временных разрезах выполнена с использованием данных ГИС и моделирования.

Установлено, что клиноформный комплекс в региональном плане характеризуется отражающими горизонтами IIa в кровле яновстанской свиты, Id, Id<sub>1-18</sub>, Ig внутри комплекса, Ig<sub>1</sub>, ограничивающим его сверху (в верхней половине байкаловской свиты). Наличие отражающих границ, приуроченных к глинистым пачкам, разделяющим отдельные клиноформы, создают основу для детального изучения сейсморазведкой внутреннего строения клиноформного комплекса.

Типичный клиноформный комплекс занимает центральную часть юго-запада ЕХРП и в плане повторяет контуры складчатого обрамления. Площадь его распространения превышает 74 тыс. км<sup>2</sup> (рис. 1).

На временных разрезах по рисунку волнового поля выделяется 18 клиноформ, последовательно кулисообразно сменяющих друг друга в северо-западном направлении (рис. 2а). Простираение всех клиноформ – с юго-запада на северо-восток, т. е. основной привнос терригенного материала в бассейн происходил с юга и юго-востока. Возле северной границы бассейна сформировалась слабовыраженная встречная Таймырская клиноформа, что свидетельствует о незначительном сносе материала и с севера. В целом с юго-запада на северо-восток волновая

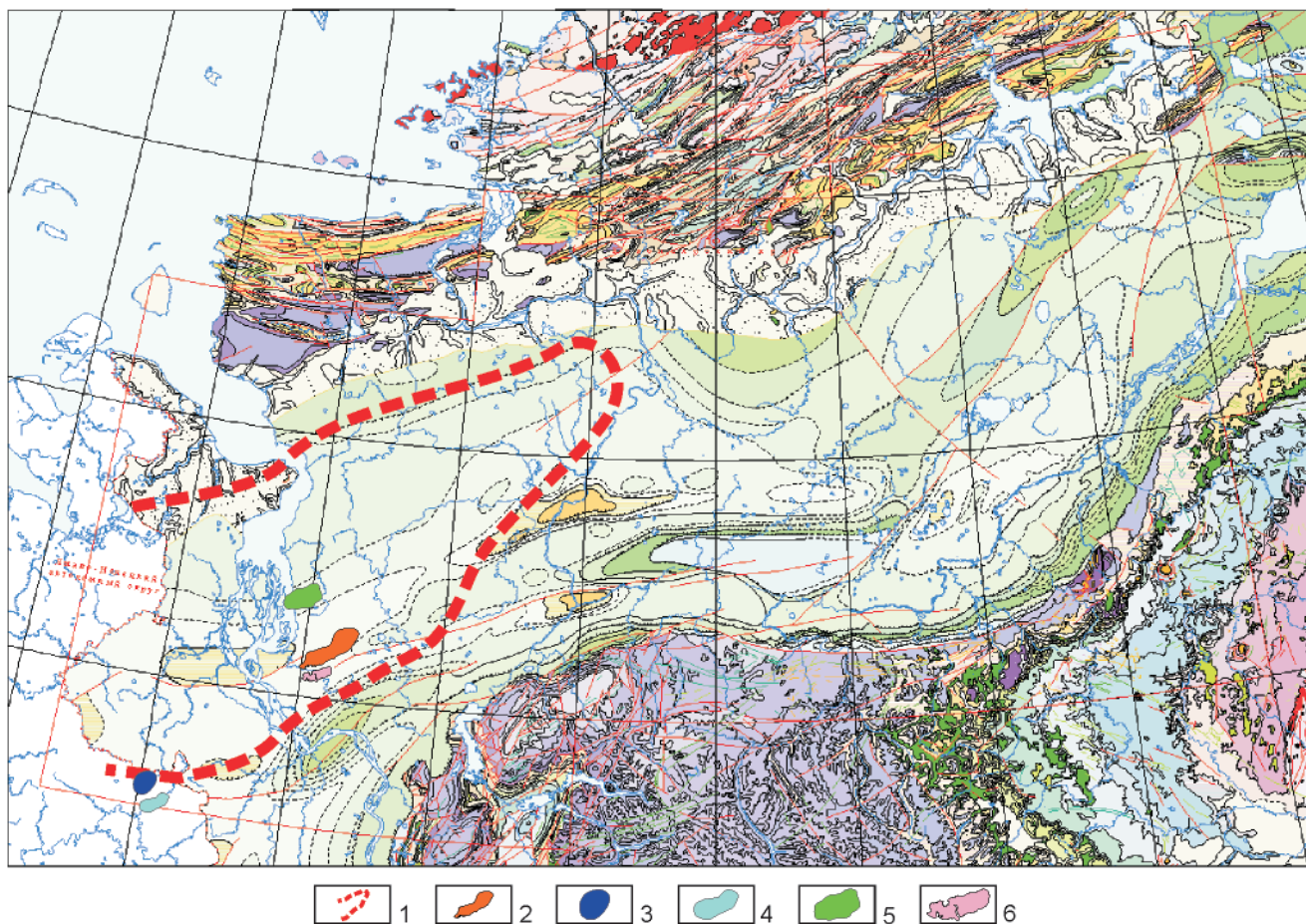


Рис. 1. Обзорная геологическая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба

1 – границы клиноформного комплекса ЕХРП; месторождения: 2 – Северо-Пайяхское, 3 – Северо-Соленинское, 4 – Соленинское, 5 – Байкаловское, 6 – Пайяхское

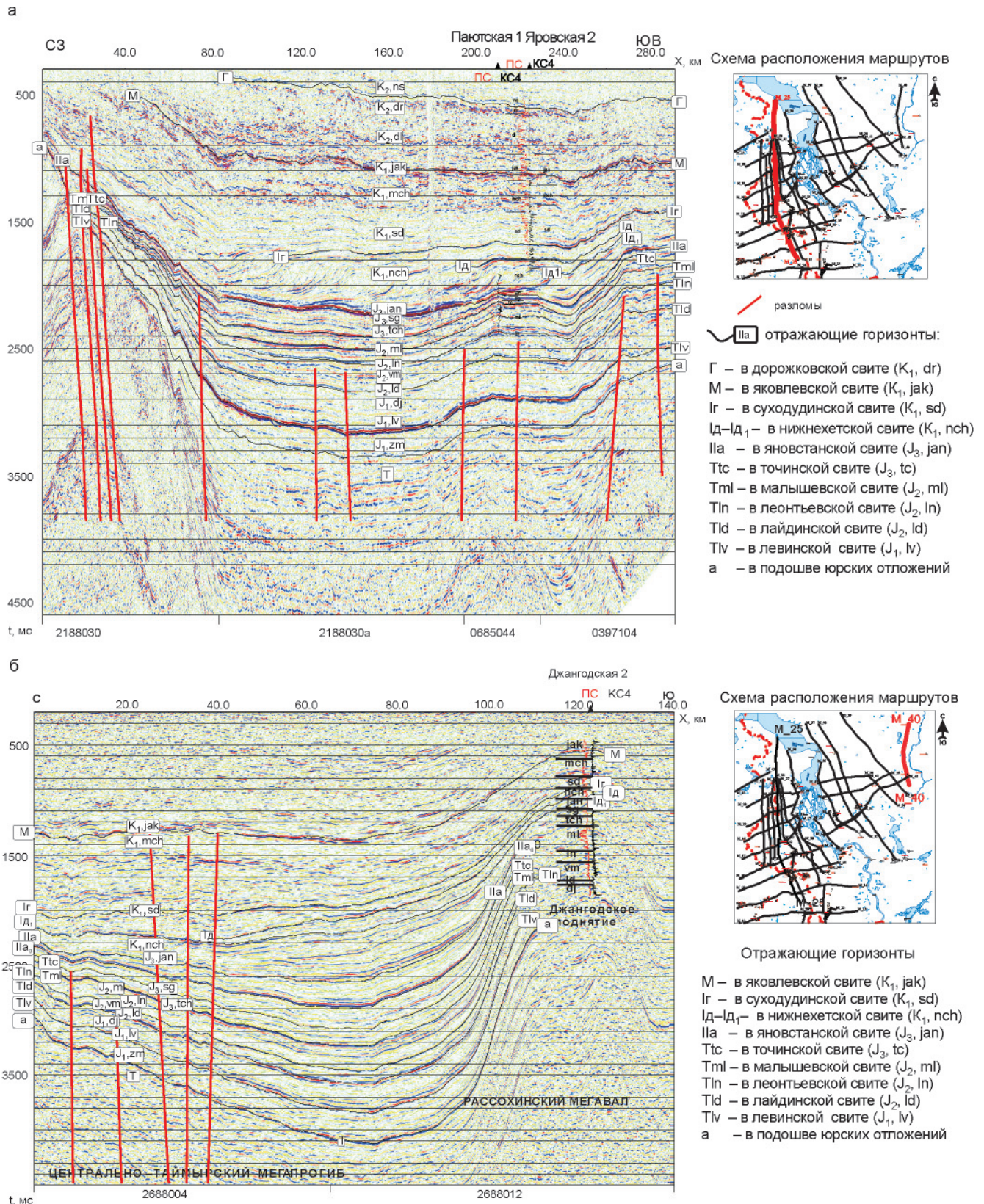


Рис. 2. Стратифицированные временные разрезы ОГТ по маршрутам 25 (а) и 40 (б)

картина, присущая клиноформному комплексу, значительно меняется. На юго-западе (в левобережье р. Енисей) она типична: с ярко выраженными шельфовой, склоновой и бассейновой частями клиноформ (см. рис. 2а). Клинформы крупные (их высота превышает 450 м), имеют весьма крутые наклоны границ (до 4–6°) [3]. Шельфовые части

отдельных клиноформ размыты, на что указывает характерная «бугристая» запись. В их подошве наиболее вероятно появление песчаных тел «ачимовского» типа. В северо-восточном направлении (правобережье р. Енисей) происходит постепенное изменение клиноформ, уменьшается их количество, они становятся более пологими, и на



меридиане р. Пясины, весьма вероятно, литологический состав пород клиноформного комплекса ЕХРП существенно меняется. Волновая картина временных разрезов становится более хаотичной. Осадконакопление здесь происходило, видимо, в условиях более интенсивного привноса терригенного материала в бассейн седиментации, что отражено в увеличенных мощностях неокомских отложений и в меньшей их литологической дифференциации (см. рис. 2б). Можно предположить, что и перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса уменьшаются по мере приближения к р. Пясына и далее на восток, прежде всего из-за отсутствия надежных флюидоупоров.

Считается, что неокомский НГК состоит из нижнехетской и суходудинской свит. Нижнехетская свита (берриас – нижний валанжин, мощность до 600 м) представлена преимущественно глинами с пластами песчаников в основании и кровле. В связи с клиноформным строением верхняя граница свиты в северном направлении омолаживается, и она замещается шуратовской свитой, практически идентичной по строению, однако ее верхняя граница проходит в нижней части готеривского яруса. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт Id. Аналогично, суходудинская свита, сложенная сероцветными песчаниками и алевролитами с прослоями и пластами аргиллитов, на севере замещается байкаловской свитой [4] 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. К нижней трети суходудинской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Ig (пеляткинская пачка), к кровле – Iv.

По данным бурения песчаниковые тела в клиноформном комплексе характеризуются значительными изменениями толщин и сложным распространением по площади. Так, например, их толщина варьирует от 0 м в Паутской скв. 1 до 110 м в Дерябинской скв. 7. Все это предопределяет чрезвычайную сложность их прогноза.

Далее на примере Пайяхского месторождения рассмотрим строение и методику прогноза таких сложнопостроенных объектов. Месторождение, расположенное на правом берегу р. Енисей, практически в центре прогиба, открыто в 1990 г. Из скв. Пх-1 получен фонтанный приток нефти свыше 30 м<sup>3</sup>/сут из двух маломощных (до 4 м) пластов группы Нх (Нск), залегающих в подошве меловых отложений на глубине 3420–3436 м. Скв. Пх-1 заложена на Пайяхском поднятии, подготовленном геофизиками Таймырской ГЭ по апт-альбским отложениям (горизонт Ib). При вскрытии данных пород притока не было получено, а залежь открыта в берриас-валанжинских отложениях, характеризующихся моноклинальным залеганием. В дальнейшем на месторождении пробурены три скважины, и только в скв. Пх-2 получены незначи-

тельные притоки нефти (2,4 м<sup>3</sup>/сут). В связи с этим возникла острая необходимость переобработки сейсмических материалов и формирования новой модели геологического строения месторождения. В 2000 г. в СНИИГГиМСе выполнена интерпретация переобработанных архивных материалов МОГТ-2D (почти 900 пог. км) и данных бурения. Была разработана новая модель геологического строения месторождения, согласно которой оно представлено рядом литологических залежей в песчаниковых телах, залегающих на достаточно крутой моноклинали Восточно-Носковской впадины. 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. К сожалению, из-за отсутствия должного финансирования добурить ее удалось только в 2009 г.

Уместно добавить, что в 2001–2002 гг. на площади проведена 2D-сейсморазведка в объеме свыше 500 км. Обработка и интерпретация новых и архивных материалов выполнена специалистами ОАО «Таймыргеофизика» под руководством главного геофизика В. А. Балдина. Они резко раскритиковали упомянутую модель, предложенную в 2000 г. А. В. Исаевым (СНИИГГиМС), а рекомендации о смещении основных перспектив нефтегазоносности на север от скв. Пх-1 и по заложению скв. Пх-6 признали недостаточно обоснованными и ошибочными. По их мнению, нефтеносные коллекторы Пайяхского месторождения приурочены к песчаникам барового типа, распространение которых ограничено территорией вокруг скв. Пх-1 и Пх-2. Однако скв. Пх-6 вскрыла два нефтенасыщенных песчаника, из которых получен приток нефти до 24 м<sup>3</sup>/сут, что подтверждает прогноз СНИИГГиМСа.

При изучении Пайяхского месторождения были использованы материалы 3D-сейсморазведки на площади 100 км<sup>2</sup>: временные мигрированные кубы ОГТ с высокой разрешенностью (10–70 Гц); кубы атрибутов AVO-преобразования (градиенты амплитуды (G), нормальное падение (R)), более 1600 км архивных разрезов ОГТ, данные ГИС по пяти скважинам. Плотность сети профилей МОГТ по участку составляет в среднем 1,28 км/км<sup>2</sup>, наибольшая (до 2,0 км/км<sup>2</sup>) – в центральной и южной частях участка, а на юго-западе и крайнем северо-востоке снижается до 0,3–0,4 км/км<sup>2</sup>. Площадь, на которой проведены работы 3D, находится практически в центре участка.

Как уже отмечалось, структурный план по подошве продуктивных песчаников представляет собой довольно крутую моноклинали, и структурный фактор не влияет на локализацию залежи; не установлены и какие-либо значимые нарушения, которые могли бы являться границами ловушек. Следовательно, Пайяхская залежь контролируется литологическим составом отложений. Поиск литологических объектов по

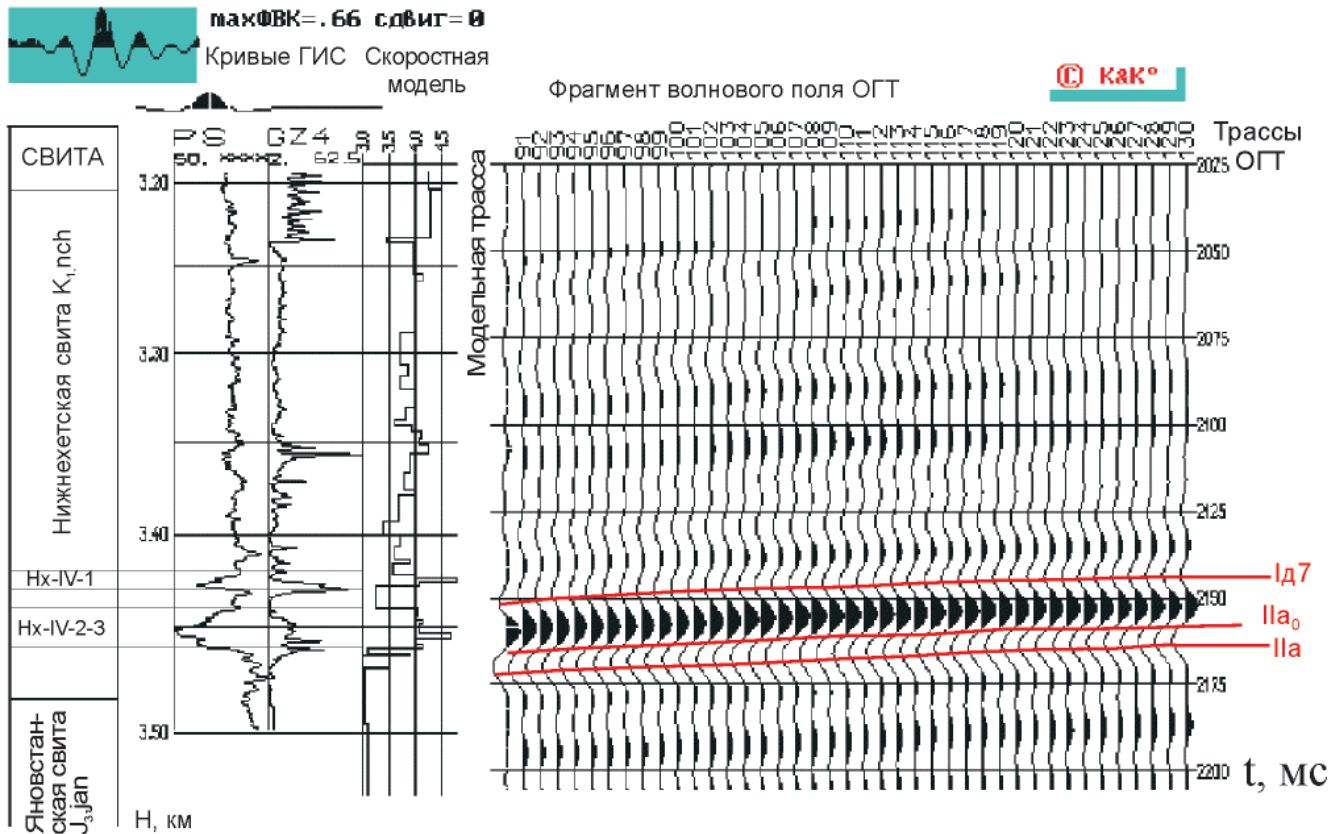


Рис. 3. Детальная стратиграфическая привязка продуктивных песчаников (Пайяхская скв. 6, лицензионный участок «Пайяхский»)

данным сейсморазведки основывается прежде всего на изучении динамических характеристик сейсмической записи и результатах ее инверсии (атрибутный анализ).

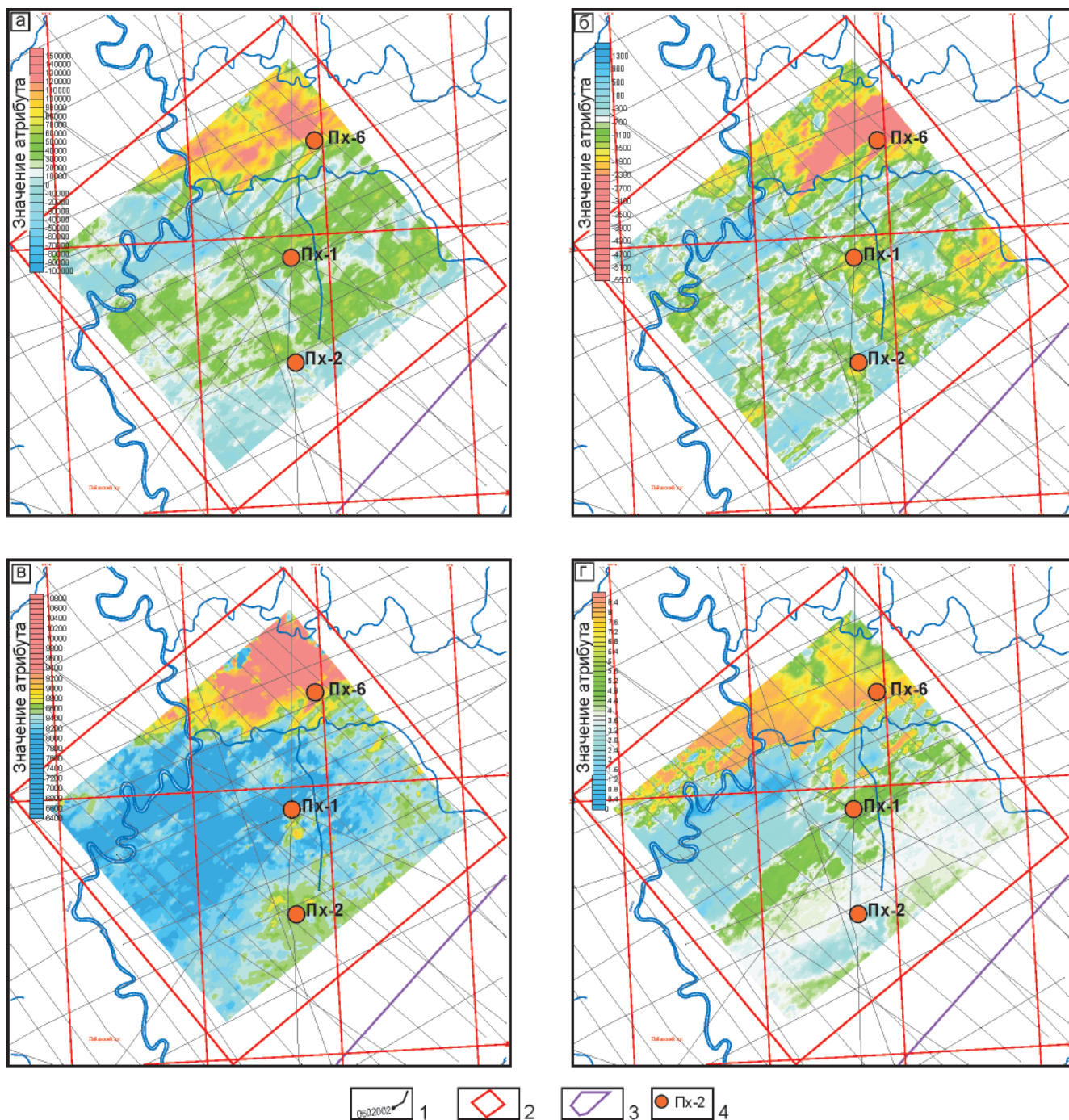
Достоверность прогноза по данным сейсморазведки, во-первых, зависит от стратификации отражающих горизонтов (ОГ) и установления принадлежности целевых объектов к тем или иным фрагментам волнового поля. По ГИС скв. Пх-1, Пх-2, Пх-6, установлено, что продуктивные песчаники характеризуются повышенной скоростью (до 4000 м/с), залегают непосредственно на низкоскоростных яновстанских глинах (3000 м/с), а сверху перекрываются экранирующими низкоскоростными аргиллитами толщиной до 10 м и более. В волновом поле песчаниковые тела отображаются положительным экстремумом (ОГ 1d<sub>7</sub>), а отрицательным – поверхность яновстанских глин (ОГ IIa<sub>0</sub>) (рис. 3). Акустическая контрастность песчаников – весьма благоприятный фактор для их изучения по данным сейсморазведки.

Во-вторых, на достоверность прогноза в значительной степени влияет изменение формы импульса на разных временных разрезах. В результате анализа сейсмических разрезов выявлено наличие временных и фазовых невязок на пересечениях профилей, а также между разрезами 2D- и 3D-сейсморазведки. Установлено различие разрезов 2D и 3D по временам (до 20 мс), спектральному составу (до 40 % по ширине спектра) и амплитудам (до 100 %). Такие значительные из-

менения динамики отражений не позволяют осуществлять качественный прогноз нефтегазоперспективных объектов. С целью устранения невязок и повышения достоверности динамического анализа все разрезы были дообработаны и приведены к единой, установленной на основе моделирования по скважинам, форме импульса с устранением временных сдвигов.

На основе динамического анализа по атрибутам «амплитуда» и «градиент амплитуды» и результатам инверсии (импеданс и параметр ГК – аналог параметра апс) выявлена контрастная аномалия в целевом интервале на северо-востоке площади исследований. Детальное отображение залежи в различных атрибутах сейсмической записи и на сейсмогеологической модели представлено на рис. 4, 5. Всем картам свойственно значительное подобие, что свидетельствует о высокой степени достоверности прогноза.

В дальнейшем по данным комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 3D, 2D и бурения в пределах изученной территории локализованы Пайяхская, Северо-Пайяхская, Западно-Пайяхская, Южно-Пайяхская и Восточно-Пайяхская литологические ловушки в пласте Нх-IV-2,3 (рис. 6). В Пайяхской и Северо-Пайяхской ловушках открыты залежи нефти с извлекаемыми запасами категорий C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> около 59 млн т (оценка СНИИГГиМСа на 01.12.2010), из них в первой 11,192 млн т, во второй 47,705 млн т, что позволяет отнести месторождение к разряду крупных.



**Рис. 4.** Срезы атрибутов «амплитуда» (а), «градиент амплитуды» (б), «импеданс» (в) и параметр ГК (г) в интервале продуктивного пласта (Hx-IV-2,3) по данным МОГТ-3D (лицензионный участок «Пайяхский») 1 – сейсмические профили 2D; 2 – площадь съемки 3D по кратности ОГТ1; 3 – границы лицензионного участка; 4 – поисковые скважины, законченные бурением

Итак, 3D-сейсморазведка в совокупности с 2D и бурением дала хорошие результаты. Но постановка данных работ – довольно дорогое мероприятие. Встает вполне естественный вопрос: есть ли какие-то другие сейсмические и геологические признаки, по которым можно прогнозировать области распространения подобных ловушек?

Как показали выполненные исследования, распределение песчаных тел, вскрытых скв. Пх-6, с высокой степенью вероятности контролируется предмеловым палеорельефом. На рубеже юры и мела в северной части площади сущест-

вовало локальное палеоподнятия, обусловившее активную гидродинамику и, как следствие, формирование особого типа песчаных тел в местах существования вдольбереговых и разрывных течений (рис. 7). При региональном изучении толщин отложений между ОГ IIa<sub>0</sub> и ОГ Id<sub>7</sub> намечен целый ряд аналогичных палеоподнятий – благоприятных зон для формирования песчаников «пайяхского» типа в западной части ЕХРП. Кроме того, хороший признак обнаружения песчаных тел – форма сейсмической записи, которая существенно меняется при появлении в разрезе высокоимпеданс-

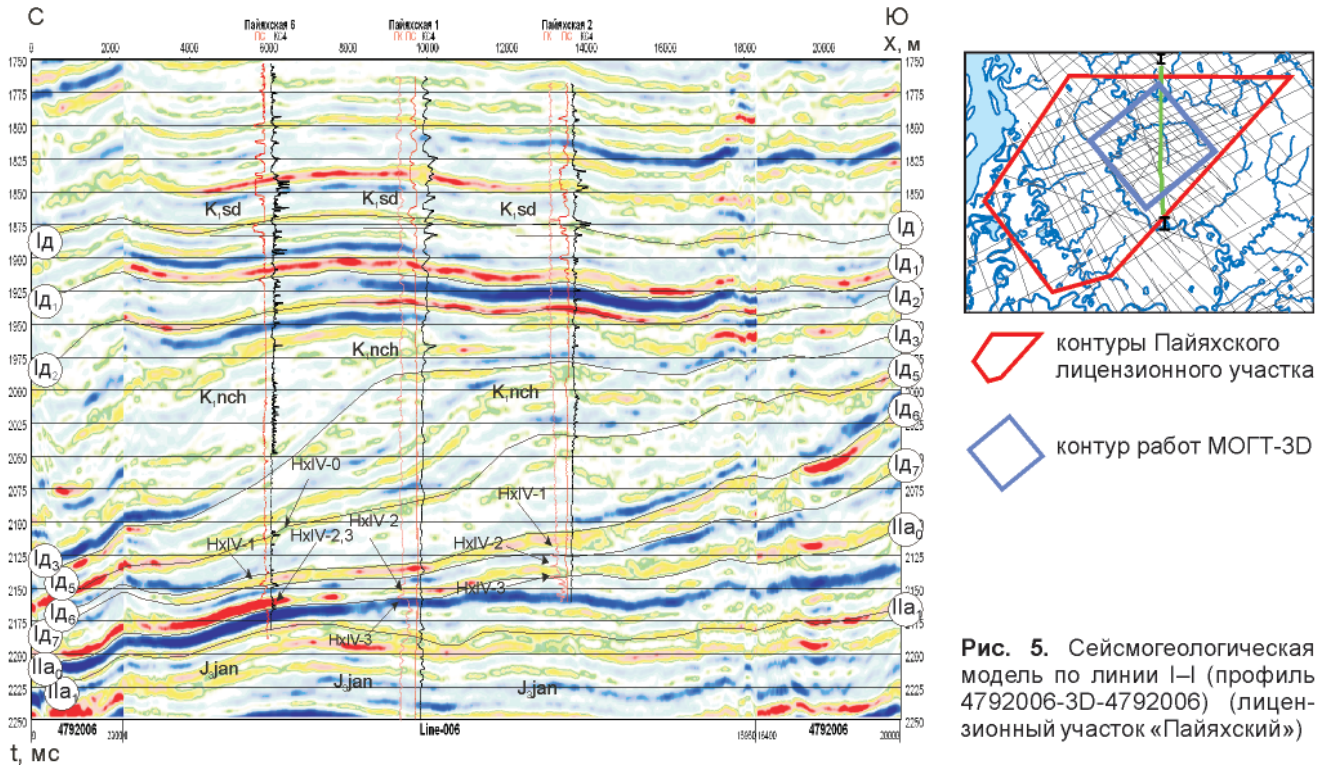


Рис. 5. Сейсмогеологическая модель по линии I-I (профиль 4792006-3D-4792006) (лицензионный участок «Пайяхский»)

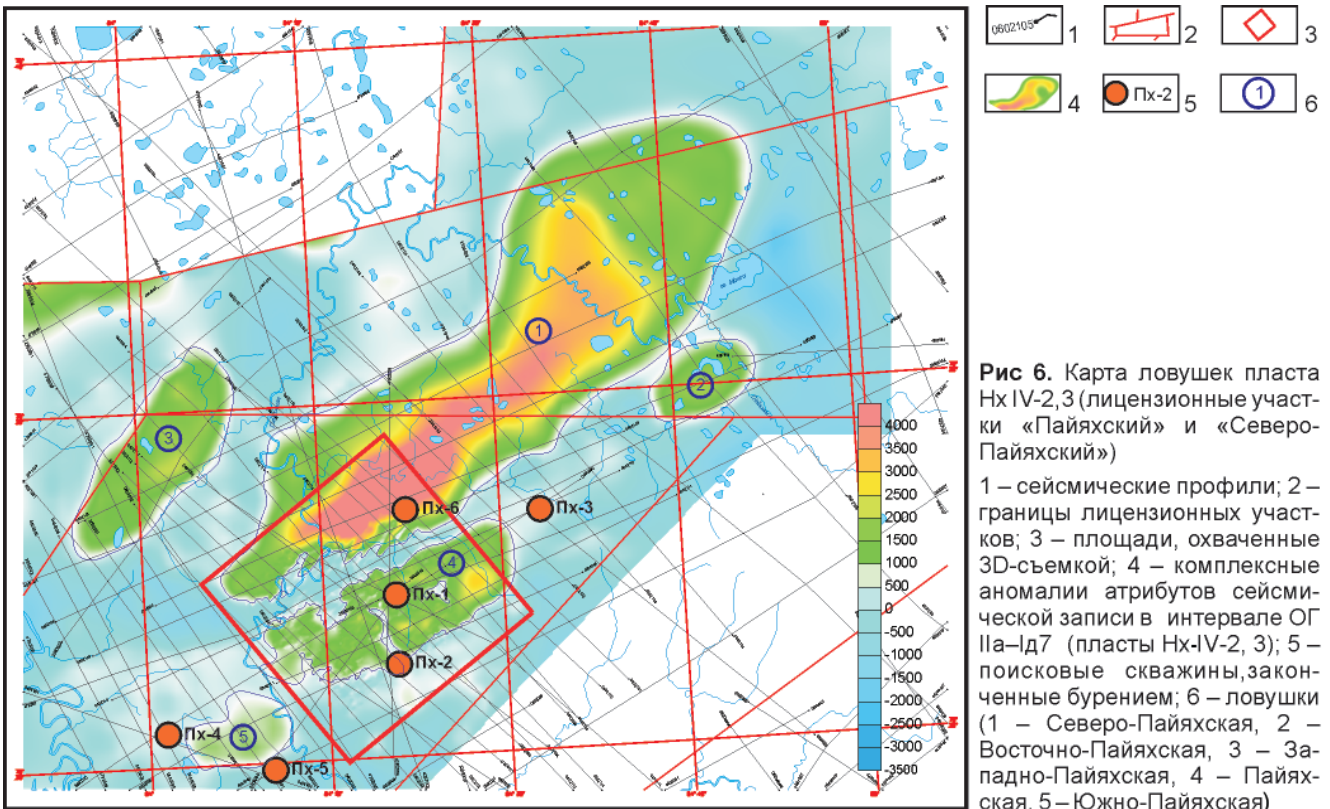
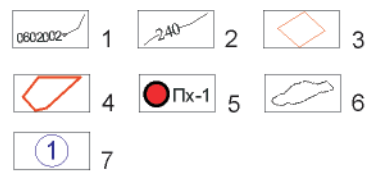
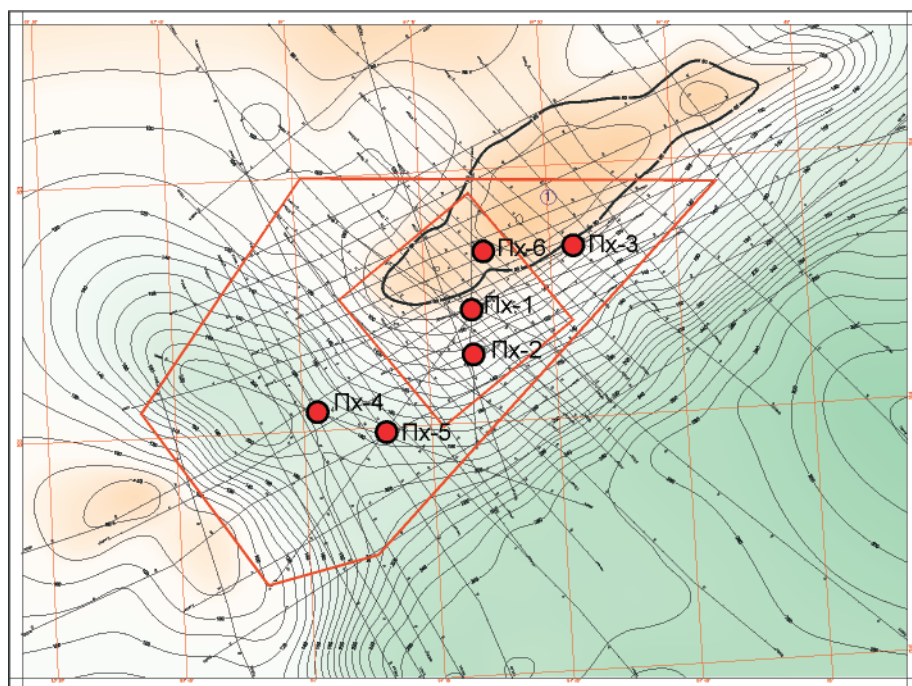


Рис. 6. Карта ловушек пласта HxIV-2,3 (лицензионные участки «Пайяхский» и «Северо-Пайяхский») 1 – сейсмические профили; 2 – границы лицензионных участков; 3 – площади, охваченные 3D-съёмкой; 4 – комплексные аномалии атрибутов сейсмической записи в интервале ОГ Ila-Ia7 (пласты HxIV-2, 3); 5 – поисковые скважины, законченные бурением; 6 – ловушки (1 – Северо-Пайяхская, 2 – Восточно-Пайяхская, 3 – Западно-Пайяхская, 4 – Пайяхская, 5 – Южно-Пайяхская)

ных песчаников (см. рис. 5). По установленным признакам на территории развития клиноформного комплекса выделено несколько перспективных объектов, расположенных вблизи осевой части ЕХРП (Сидяхский, Нейяхский, Титояхский, Агапский и др.) [3].

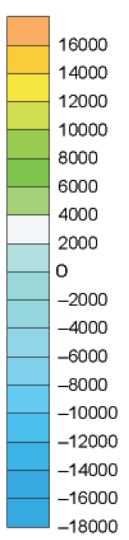
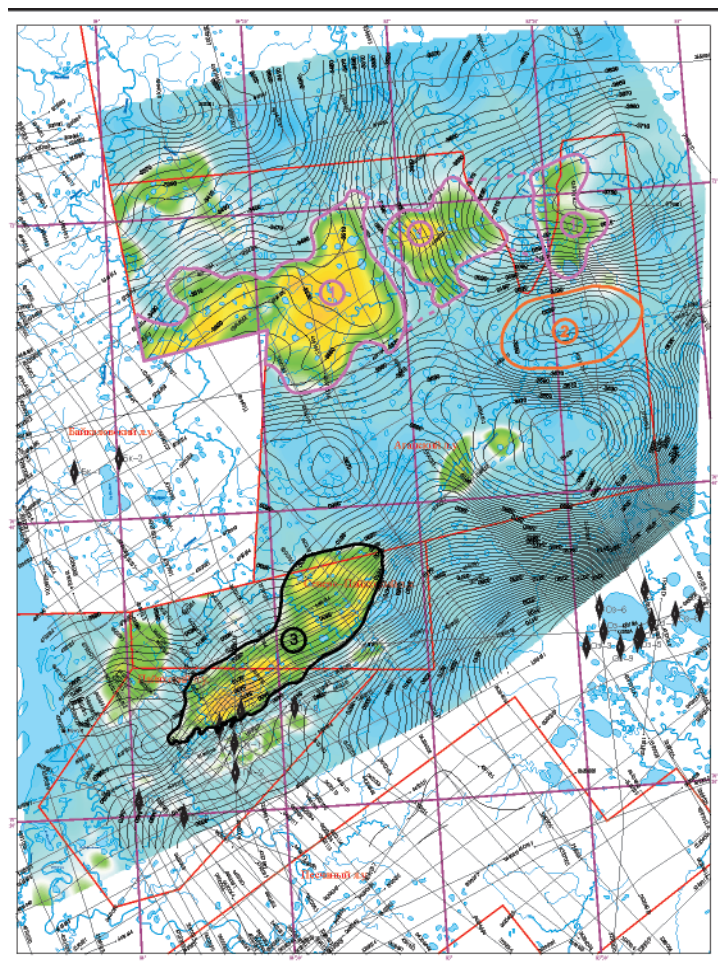
Участки с выявленными (намеченными) объектами могут быть первоочередными при лицензировании. В 2007–2008 гг. Управление по недропользованию по Красноярскому краю выставило

на аукцион несколько участков, расположенных на изучаемой территории, однако потенциальные недропользователи не торопятся их приобретать из-за низкой оценки ресурсной базы, сделанной на основе объемно-статистического метода. Нам представляется, что недропользователи до сих пор не имеют данных о потенциале литологических ловушек и перспективы тех или иных участков связывают преимущественно с наличием локальных поднятий, фонд которых в ЕХРП в значитель-



**Рис. 7.** Карта изопакит между ОГ Id7 и ОГ IIa13 (лицензионные участки «Пайяхский» и «Северо-Пайяхский»)

1 – сейсмические профили 2D; 2 – изопакиты между ОГ IIa и Id; 3 – площадь съемки 3D по кратности ОГТ1; 4 – границы лицензионного участка; 5 – поисковые скважины, законченные бурением; 6 – полная площадь поднятия по ихопаките 80 м (173,6 км<sup>2</sup>, из них за пределами лицензионного участка 88,4 км<sup>2</sup>); 7 – Пайяхское палеоподнятия



**Рис. 8.** Карта нефтегазоперспективных ловушек (лицензионный участок «Агапский»)

1 – сейсмические профили; 2 – границы лицензионных участков; 3 – поисковые скважины, законченные бурением; 4 – комплексные аномалии атрибутов сейсмической записи в интервале ОГ IIa–Id<sub>7</sub> (пласты Нх-IV-2,3); 5 – изолинии по ОГ IIa; 6 – Северо-Агапская структурно-литологическая ловушка; 7 – Кубинская ловушка; 8 – Северо-Пайяхское месторождение

ной мере исчерпан. А потенциал литологических ловушек в клиноформном комплексе может быть весьма значительным. Например, только в упомянутых объектах, по оценке СНИИГГиМСа, может содержаться до 500 млн т извлекаемых ресурсов нефти категории Д<sub>1</sub>лок. Локализованные ресурсы могут быть увеличены, если провести обобщаю-

щие исследования с целью более надежного выявления объектов и достоверного обоснования перспектив нефтегазоносности юго-западной части ЕХРП.

Для этого был выполнен анализ изученности региона сейсморазведкой МОГТ-2D с целью оценки объема сохранившегося сейсмическо-





го материала, который можно использовать при нефтегазопроисловых исследованиях. На территории региона общий объем сохранившихся архивных полевых материалов и вновь отработанных в последние годы за счет госбюджета и недропользователей достигает 30 тыс. км (около 900 профилей), и только половина из них ранее была вовлечена в переобработку и переинтерпретацию. Средняя плотность сети профилей в изучаемом регионе составляет 0,16 км/км<sup>2</sup>. Этого достаточно для выявления объектов площадью свыше 70 км<sup>2</sup>.

Для прогноза новых ловушек и детализации ранее намеченных необходимо провести переобработку оставшихся 15 тыс. пог. км профилей и переинтерпретацию всех переобработанных сейсмических материалов с учетом данных глубокого бурения на разработанной в СНИИГГиМС единой методической основе. Такие исследования позволят существенно прирастить локализованные ресурсы на нераспределенном фонде недр ЕХРП и повысить их привлекательность для потенциальных недропользователей.

В качестве примера, убедительно показывающего целесообразность переобработки, приведем результаты работ на Агапском лицензионном участке. В пределах северной части участка в СНИИГГиМСе было переобработано свыше 200 км архивных материалов и выполнена их интерпретация с учетом полученных для Пайяхского лицензионного участка закономерностей. На уровне залегания продуктивных пластов Нх выявлена значимая аномалия сейсмических атрибутов, на основе которой локализована крупная литологическая залежь в пласте Нх-IV (рис. 8), а извлекаемые ресурсы нефти Д<sub>1</sub>лок Агапского участка выросли с 17,6 до 58,8 млн т.

Таким образом, наличие литологических ловушек в клиноформном нижнемеловом комплексе в ЕХРП доказано в результате открытия Пайяхского и Северо-Пайяхского месторождений нефти. Дальнейшее изучение клиноформного

комплекса может существенно расширить наши представления о многообразии перспективных для обнаружения месторождений УВ неантиклинальных ловушек, которые в будущем составят основной фонд для прироста запасов нефти в регионе. Проведенные исследования показывают, что наиболее вероятно обнаружение подобных ловушек в бассейновых частях клиноформ вблизи осевой части ЕХРП, где и целесообразно сосредоточить основные геолого-разведочные работы.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

2. **Накаряков, В. Д.** О некоторых изменениях в стратификации отложений неокома в западной половине Енисей-Хатангского прогиба [Текст] / В. Д. Накаряков, Л. Л. Кузнецов // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. – Л., 1977. – С. 181–197.

3. **Перспективы** нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба [Текст] / А. В. Исаев, В. П. Девятков, В. А. Кринин, С. М. Карпучин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4.

4. **Решения** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [Текст]. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 л.

5. **Isaev, A. V.** A seismic geological model of the Lower Cretaceous cliniform complex in the north of Siberia [Text] / A. V. Isaev, V. P. Devyatov, M. V. Dontsov // International Geological Congress : Abstracts. – Oslo, 2008.

© А. В. Исаев, В. А. Кринин, Ю. А. Филипцов,  
С. М. Карпучин, В. Р. Скларов, 2011