

региональной миграции первично-рассеянных УВ из глубокопогруженных материнских пород в вышележащие отложения под надежные хемогенные или глинистые покрывки. Образование разрывных смещений приводит к формированию вторичных залежей вследствие струйной вертикальной миграции УВ из первичных залежей.

Продолжительность формирования залежей определяется отрезком времени от начала аккумуляции углеводородов и по настоящее время, если в ловушке продолжается накопление нефти и(или) газа. Аккумуляция может закончиться задолго до современной эпохи и(или) приостанавливаться, возможно, много-

кратно, из-за превышения интенсивности рассеяния УВ из рассматриваемого объема горных пород над интенсивностью их поступления в этот объем.

Представленными материалами, по мнению автора, доказывается научное положение о формировании первичных залежей УВ за счет механизма диффузии. Возможно, установлена неизвестная ранее закономерность формирования залежей газа в стратисфере, заключающаяся в том, что в региональных нефтегазоносных комплексах аккумуляция в ловушках первично-рассеянных газообразных и жидких углеводородов происходит с интенсивностью порядка 10^{-13} кг/(м²·с).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.834.05(571.122)

РЕЗУЛЬТАТЫ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л. Ю. Беспечная, Р. Б. Яневиц, Ф. Г. Осипчук
(ОАО "Сибнефтегеофизика", ЗАО "Аригоннефтегеология")

В Западной Сибири, имеющей высокую степень изученности сейсморазведкой и бурением, прогноз коллекторских свойств литологически изменчивых продуктивных горизонтов по различным параметрам сейсмической записи является наиболее актуальной задачей, для решения которой нужно привлекать весь комплекс имеющихся геолого-геофизических данных.

Необходимость постановки трехмерной сейсморазведки в пределах Аригольского лицензионного участка обусловлена вводом в эксплуатацию одноименного месторождения. Из пробуренных на участке работ 14 разведочных скважин в 5 скважинах (скв. 102, 137, 138, 141, 142) получены промышленные притоки нефти из пласта Ю₁¹, в скв. 134 получен приток воды с пленкой нефти, при испытании скв. 135, 136, 139, 145, 335 получен приток воды, скв. 35, 103, 104 оказались сухими. Ранее проведенные сейсморазведочные работы 2D не позволили однозначно оценить перспективы нефтеносности Аригольского месторождения в связи со сложностью геологического строения продуктивного пласта.

По результатам поисковых сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах Аригольского лицензионного участка восстановлены условия осадконакопления основных продуктивных горизонтов. Сделан вывод о том, что в средне-верхнеюрское время район исследований представлял собой долгоживущую дельтовую систему. Сделан прогноз коллекторских свойств пласта Ю₁¹. Также рассмотрено сейсмогеологическое строение пласта БВ₈ как основного перспективного нижнемелового объекта.

Arigolsky field had being studied by 3D seismic. Conditions of sedimentation of basic productive zone had being determined.

Main conclusion is that middle-upper Jurassic formations had being formed in environments of delta complex. The map of reservoir qualities for productive zone Ju₁¹ had been made.

Seismogeological analyses for productive zone BV₈ had been provided.

В пределах Аригольского лицензионного участка за два полевых сезона были выполнены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 3D общим объемом 168 км² с использованием телеметрической системы регистрации I/O SYSTEM 2 с кратностью для ОСТ не ниже 24.

В результате обработки удалось получить окончательный материал в частотном диапазоне от 16 до 80...90 Гц. Наряду со стандартной обработкой по 3D-сейсморазведочным данным была выполнена дополнительная обработка. Ее основ-

ной целью являлось повышение временной разрешенности отражений юрского интервала разреза для лучшего решения геологических задач. Поэтому она была осуществлена только во временном интервале 1,5...2,5 с. В результате дополнительной обработки удалось расширить частотный диапазон до 110 Гц.

Скоростная характеристика разреза на площади работ изучалась по данным акустического каротажа в скважинах месторождения и ВСП в скв. 344 — Кошильской, с помощью которого осуществлялся перевод кривых ПГИС во временной масштаб. Сейсмо-стратиграфическая привязка была выполнена при

помощи одномерного моделирования, сделанного для скв. 104 — Западно-Вахской, единственной на площади работ, вскрывшей доюрские отложения, а также при помощи совместной визуализации каротажных кривых, переведенных во временной масштаб по сейсмокаротажным зависимостям и вмонтированных во временной куб сейсмических данных. По широкополосному кубу сейсмических данных удалось отождествить подошву песчаного пласта Ю₁¹, выделенную по данным ПГИС, с хорошо коррелируемым нуль-фазовым переходом к отрицательной фазе, связанной с горизонтом У₁⁰ (рис. 1). Была проведена корреляция этого горизонта, названного ПЮ₁⁰, и в дальнейшем он был использован для прогноза распространения песчаного пласта Ю₁¹.

Одной из задач интерпретации было детальное картирование структурных планов доюрских образований, юрских и меловых отложений по следующим отражающим горизонтам (А — кровля доюрской эрозионной поверхности, Т₂ — низы среднетюменской подсвиты, Б — кровля баженовской свиты, Н_{dm} — кровля тарской свиты, М₁ — кровля кошайской пачки в верхнеалымской подсвите, С₁ — кровля нижеберезовской подсвиты).

Исходными данными для построения структурных карт являются значения t_0 для упомянутых отражающих горизонтов и глубины залегания горизонтов, определенные по комплексу ПГИС. Структурные карты по целевым отражающим горизонтам строили по методике, разработанной в Томском геофизическом тресте (г. Колпашево). Согласно этим исследованиям, геологическая среда характеризуется значительными горизонтальными и вертикальными градиентами средней скорости распространения сейсмических волн, и в пределах Александровского мегавала вертикальный градиент скорости до отражающего горизонта П_a (Ю₁⁰) составляет в среднем 108 м/с на 100 мс. С целью исключения влияния вертикального градиента (в рамках этой методики) были выведены эмпирические формулы для определения глубины залегания H_{abs} основных отражающих горизонтов, исключаяющие влияние вертикального градиента скорости. Все невязки ΔH , возникающие в точках скважин, относят на счет влияния горизонтального градиента скорости. Для интерполяции поправок за горизонтальный градиент скорости ΔH по площади между скважинами применяли метод Kriging [6], который, помимо оптимального распределения исходного параметра, позволяет

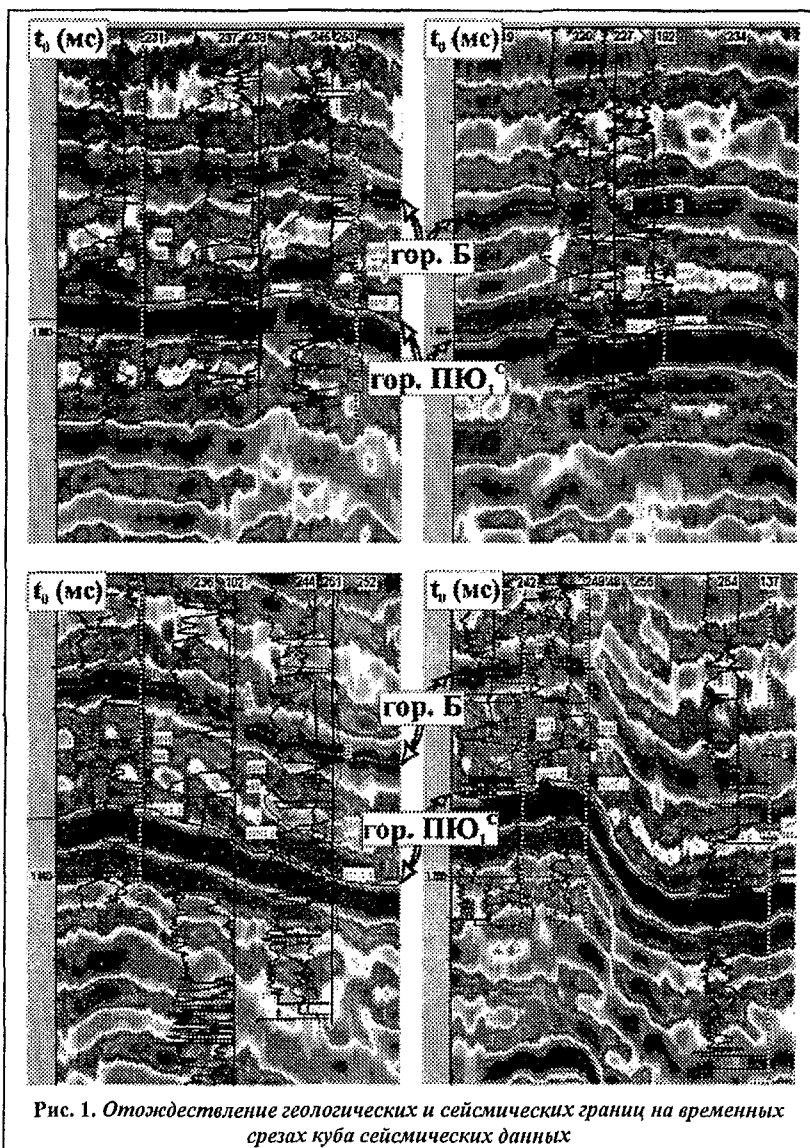
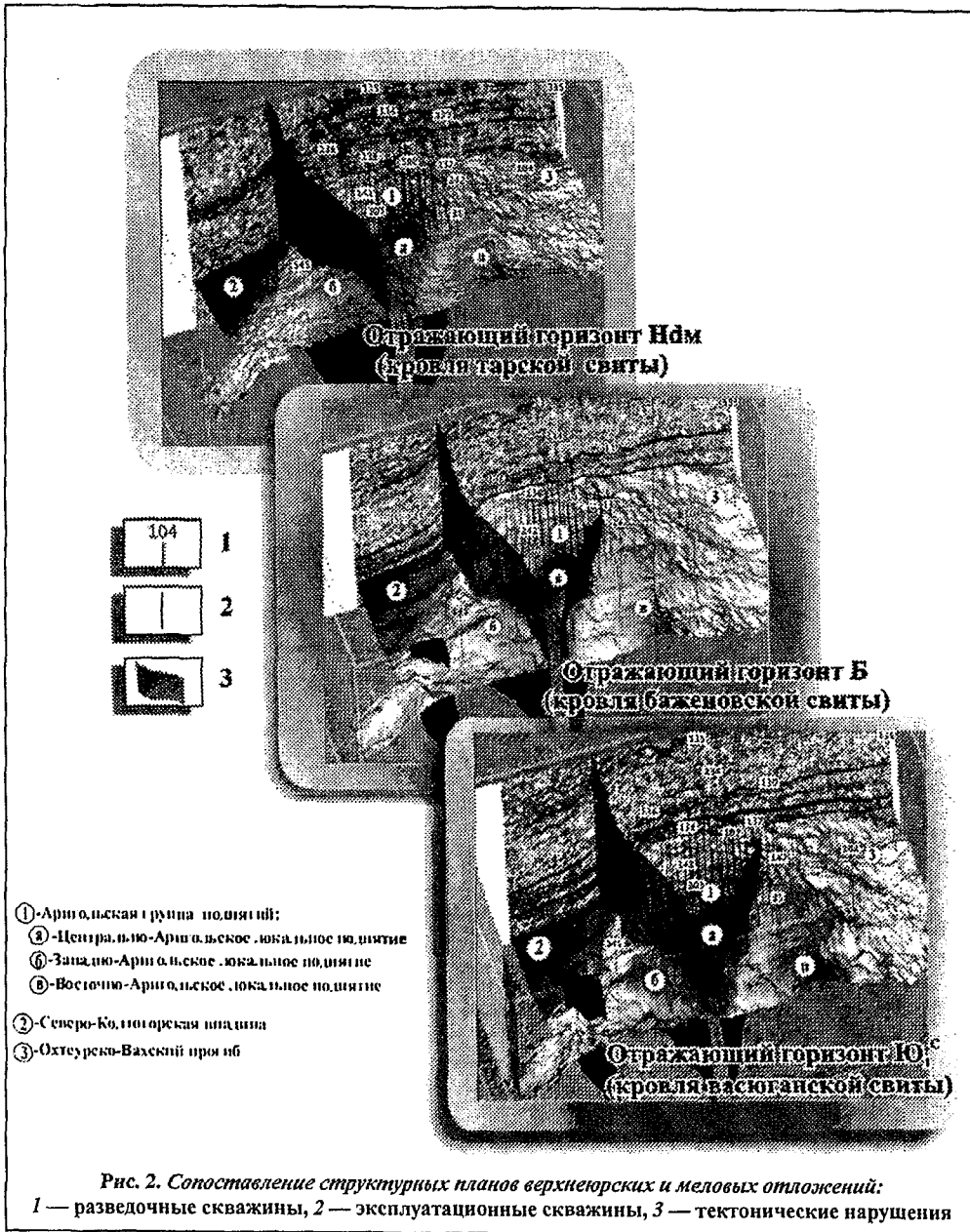


Рис. 1. Отождествление геологических и сейсмических границ на временных срезах куба сейсмических данных

получать статистическую оценку погрешностей этого распределения, представляющую собой карту среднеквадратичного отклонения прогноза глубин. Окончательно глубина залегания отражающего горизонта определялась как $H = H_{abs} + \Delta H$. Среднеквадратичное отклонение прогноза глубины залегания для отражающего горизонта Б (кровля баженовской свиты) составило ± 3 м.

Все структурные построения были выполнены с учетом тектонических нарушений, выделение и прослеживание которых можно разделить на следующие этапы:

- трассирование по площади резких изменений в поведении t_0 , визуально определяемых на вертикальных сечениях куба сейсмических данных, подтверждающихся на картах градиентов поверхностей t_0 и на картах амплитуд соответствующих горизонтов;
- контроль положения плоскости разрывного нарушения с помощью программы объемной визуализации VuPAK пакета Kingdom Suite (Seismic Micro-Technology, USA) (рис. 2);



ди зон литологического замещения в верхней и нижней частях песчаного пласта $Ю_1^1$ и прогноз его эффективной толщины. Для решения этих задач были использованы амплитудные срезы через куб сейсмических данных и карты временных толщин между соответствующими отражающими горизонтами.

При анализе амплитудных срезов через широкополосный куб сейсмических данных, выровненный на сейсмический горизонт $ПЮ_1^0$, и сопоставлении их с данными ПГИС было отмечено, что амплитудный срез, сделанный на 6 мс выше горизонта выравнивания, дает удовлетворительное представление о распространении по площади зон глинизации в верхней части пласта. Проанализировав этот срез и данные ПГИС, авторы сделали вывод о том, что изолиния амплитуды отражения +900 усл. ед. отделяет скважины с наличием непроницаемого глинистого пропластка повышенной толщины в верхней части пласта $Ю_1^1$ от остальных скважин, где такого пропластка нет (рис. 3, а). На основе

этого амплитудного среза был сделан прогноз границ распространения зон глинизации в верхней части продуктивного пласта (рис. 4).

В результате анализа кинематических характеристик волнового поля (временных толщин между различными горизонтами) и сопоставления их с данными ПГИС было отмечено, что вариации толщины временного интервала между горизонтом $ПЮ_1^0$ и горизонтом Б тесно связаны с глинизацией нижней части пласта $Ю_1^1$. Оценив изменения временной толщины и их связь с наличием глинистого пропластка по данным ПГИС, авторы пришли к выводу, что изолиния 27 мс отделяет скважины, в которых появляется глинизация в нижней части продуктивного пласта, от скважин, где подобного явления нет (рис. 3, б). Таким образом, на основании карты временной толщины этого интервала было спрогнозировано распро-

- автоматическое построение разломных полигонов, являющихся зонами пересечения плоскостей горизонта и разрыва;
- автоматический расчет изолиний с учетом разломных полигонов.

Сейсморазведка МОГТ 3D, помимо детальных структурных карт, позволяет получать подробные карты динамических и кинематических параметров, которые используются при детализации геологического строения продуктивных интервалов [1].

Рассмотрим методику прогноза зон с улучшенными коллекторскими свойствами на Аригольской площади с использованием динамических и кинематических характеристик волнового поля.

Основным объектом разработки Аригольского месторождения является пласт $Ю_1^1$, расположенный в кровле васюганской свиты. Поэтому основными задачами были выделение и прослеживание по площа-

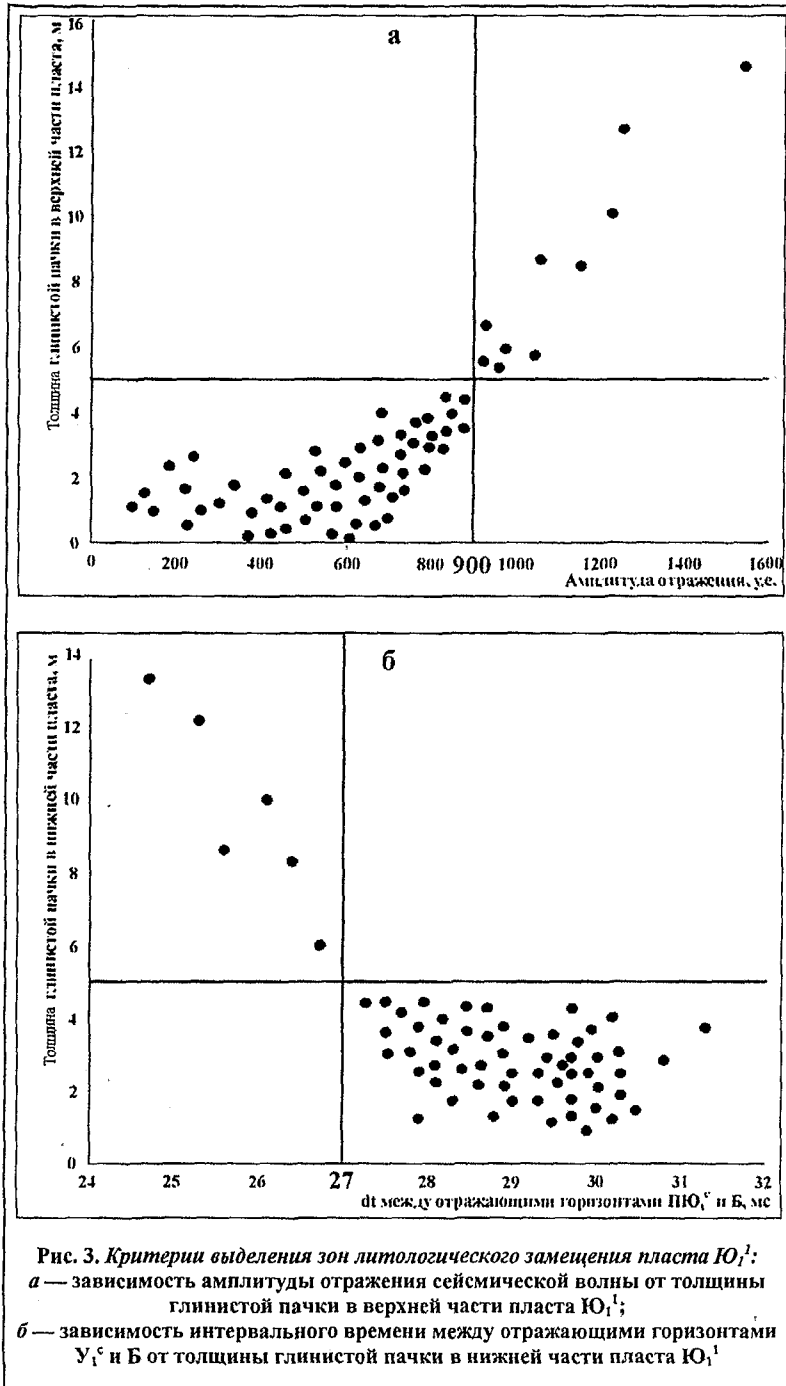


Рис. 3. Критерии выделения зон литологического замещения пласта Ю₁¹:
 а — зависимость амплитуды отражения сейсмической волны от толщины глинистой пачки в верхней части пласта Ю₁¹;
 б — зависимость интервального времени между отражающими горизонтами У₁^с и Б от толщины глинистой пачки в нижней части пласта Ю₁¹

странение зон с повышенной толщиной глинистого пропластка в нижней части продуктивного пласта Ю₁¹ (см. рис. 4).

Задачу прогноза эффективной толщины пласта Ю₁¹ по сейсмическим данным решали на основе поиска статистических связей между искомым параметром и характеристиками сейсмической записи. В качестве последних были приняты:

- разность времен регистрации отражающих горизонтов У₁^с и Б;

- амплитуда отражения (амплитудный срез широкополосного куба данных на 6 мс выше горизонта ПЮ₁^с). Выбор именно этого среза основывался на

результатах сопоставления различных амплитудных срезов и данных ПГИС по разведочным и эксплуатационным скважинам (см. рис. 3, а).

Анализ данных привел к выводу о связи между эффективной толщиной пласта Ю₁¹ и выбранными характеристиками сейсмической записи, хотя недостаточно тесной. Так, коэффициенты корреляции между эффективной толщиной пласта Ю₁¹, временной толщиной между отражающими горизонтами У₁^с—Б и амплитудой, снятой с амплитудного среза в точках скважин, составили 0,42 и 0,39, соответственно. В итоге прогноз эффективной толщины выполнен на основе восстановления регрессии:

$$H_{эф} = a \cdot \text{Ампл} + b \cdot dt + c,$$

где $H_{эф}$ — эффективная толщина пласта Ю₁¹;

Ампл — амплитуда среза в точках скважин;

dt — временная толщина интервала У₁^с—Б;

a, b, c — коэффициенты регрессии.

При решении этой задачи использованы данные по 65 скважинам, пробуренным на участке работ. В результате коэффициент множественной корреляции составил 0,56.

Итоговая карта (см. рис. 4) построена после устранения невязок в точках скважин, при этом была получена карта распределения среднеквадратичной ошибки прогноза, которая составила в пределах поля нефтеносности ±3 м (прогноз сделан гл. геологом ГЭЦОИ ОАО "Сибнефтегеофизика" С.Н. Варламовым).

На "Тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции" (под редакцией А.Э. Конторовича, 2000 г.) площадь исследований находится на северном склоне Трайгородского мезовала (структуры II порядка, расположенной в центре Александровского свода), к северу от Охтеурского и Вахского куполовидных поднятий (структур III порядка).

На исследуемой территории сейсморазведкой 3D выделены три структуры III порядка: Аригольская группа поднятий (г.п.), Северо-Колтогорская впадина (ее восточный борт) и Охтеурско-Вахский прогиб (см. рис. 2). Аригольская г.п. разделяется одноименной субмеридиональной системой тектонических нарушений раннемелового заложения на три самостоятельных локальных поднятия (л.п.):

Центрально-Аригольское л.п. неправильной формы, имеющее две вершины — северную и южную;

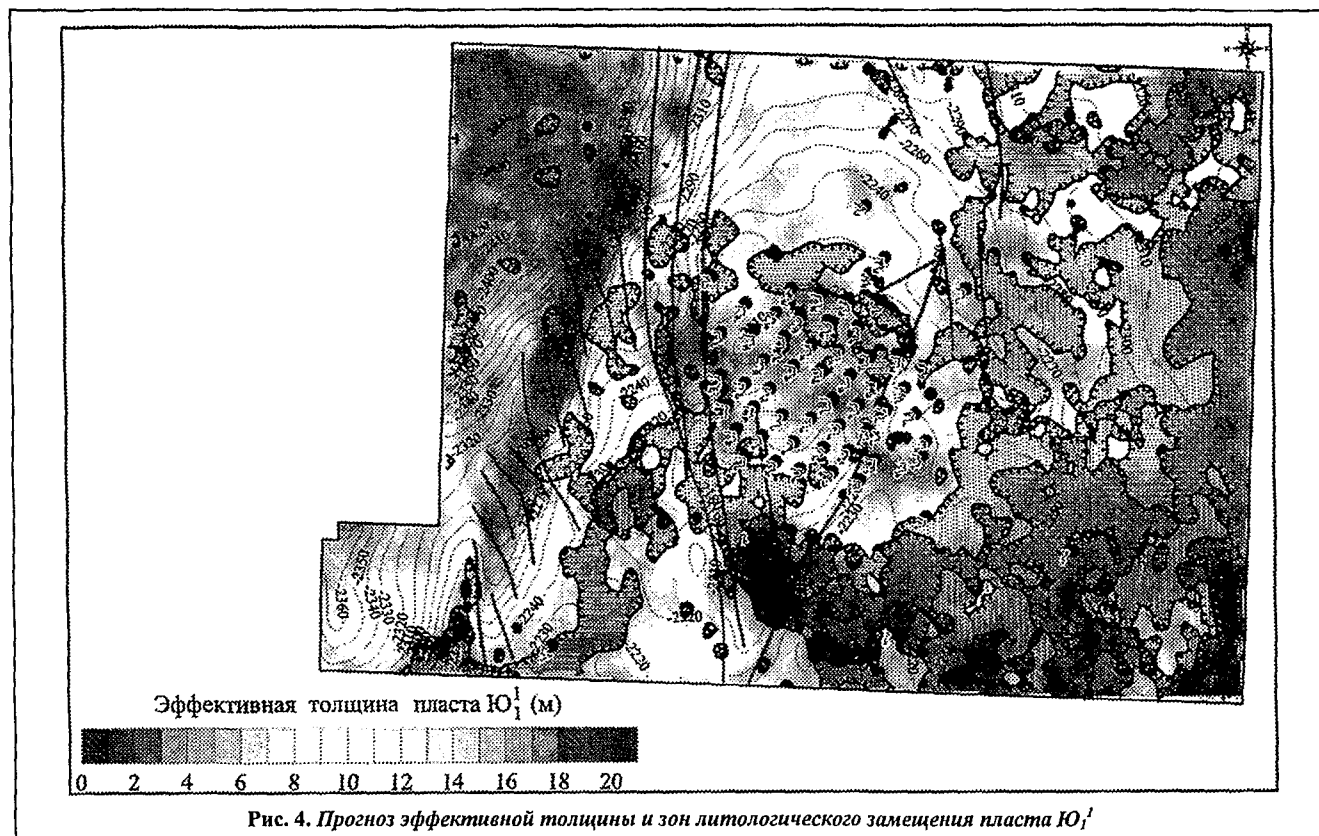


Рис. 4. Прогноз эффективной толщины и зон литологического замещения пласта Ю₁¹

Западно-Аригольское л.п. вытянутой формы, северо-восточного простирания;

Восточно-Аригольское л.п. овальной формы, северо-восточного простирания.

С восточной стороны Аригольская г.п. ограничена от Вахской системы поднятий Охтеурско-Вахским грабенообразным прогибом и Трайгородской системой тектонических нарушений субмеридионального простирания. На западе Аригольская г.п. граничит с восточным бортом Северо-Колтогорской впадины по Западно-Александровской системе тектонических нарушений Северо-северо-восточного простирания.

Перспективы нефтегазоносности

Верхнеюрский комплекс. Основным продуктивным объектом Аригольского месторождения является пласт Ю₁¹ верхневасюганской подсвиты. С ним связаны многие месторождения углеводородов в Западной Сибири. В связи с условиями осадконакопления пласт характеризуется значительной латеральной изменчивостью. С целью восстановления условий осадконакопления продуктивного пласта были выполнены палеоструктурный и структурный анализы и построены сейсмофациальные карты средне-верхнеюрского комплекса на основе структурных поверхностей низов среднетюменской подсвиты, кровли васюганской и баженовской свит и карт изохор между отражающими горизонтами Т₂ — Б, У₁^с — Б (У₁^с — кровля первого угольного пласта междуугольной пачки), ПЮ₁^с — Б с совместным использованием материалов ПГИС. Выбор интервала исследования определялся допуском, что в геологические периоды,

заключенные между реперными горизонтами, существенных перестроек структурного плана не произошло и рельеф вышележащего горизонта Ю₁^с отражает унаследованное развитие по отношению к нижележащему горизонту У₁^с.

Историю формирования верхнеюрских песчаных резервуаров можно подразделить на ряд этапов. В основе этого деления лежит тектонический режим седиментации, который определяет пространственное распределение фациальных обстановок. В соответствии с этим в объеме изучаемого интервала разреза выделяются регрессивная (подугольно-междуугольная) и переходно-трансгрессивная (надугольная) осадочные толщи, литологический и фациальный состав которых свидетельствует об их дельтовом генезисе. Вероятно, район работ можно рассматривать как долгоживущую дельтовую систему (рис. 5), которая в процессе развития изменяла не только местоположение обстановок осадконакопления, но и тип [5]. Стадийность развития позднеоксфордской дельты выразилась в формировании различных по конфигурации систем дельтовых рукавов для пластов Ю₁^{1а} и Ю₁^{1б}. В той части территории, где отмечается наложение пластов, эти системы имеют четкое литологическое разграничение пропластками аргиллитов и карбонатизированных песчаников. В ряде случаев (центральная часть площади: скв. 142, 102, 245, 235, 236, 137, 238, 223, 224, 231 и 141, 306, 302, 300, 198, 203, расположенные цепочкой северо-западнее скв. 103) дельтовые каналы имели унаследованное развитие. Это отразилось в слиянии песчаных пластов в единый мощный пласт.

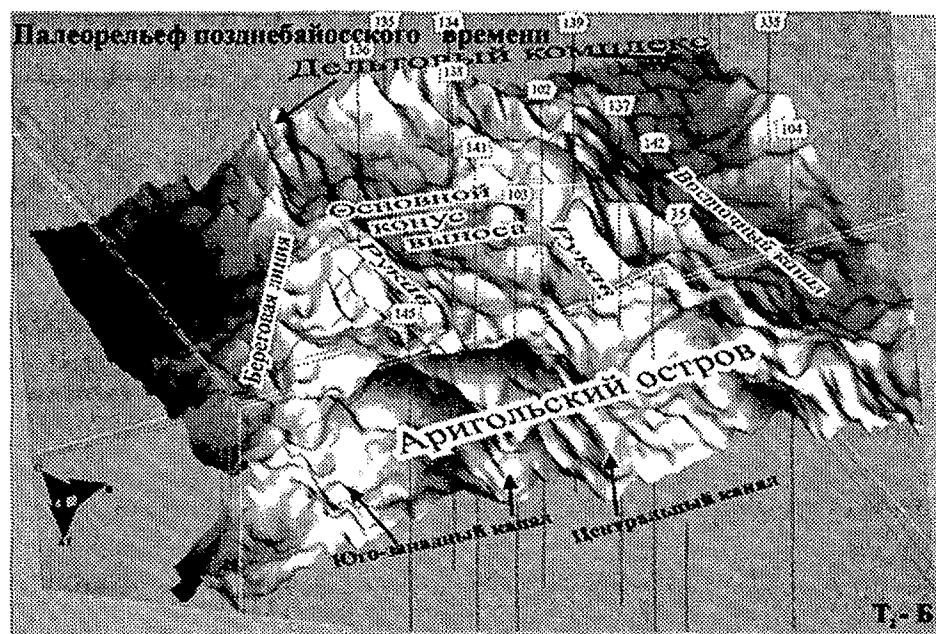
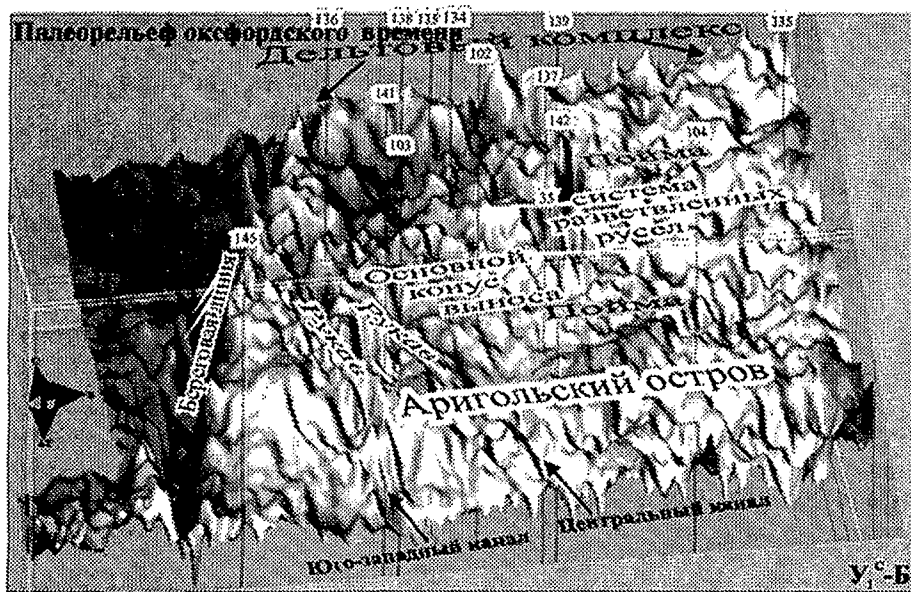
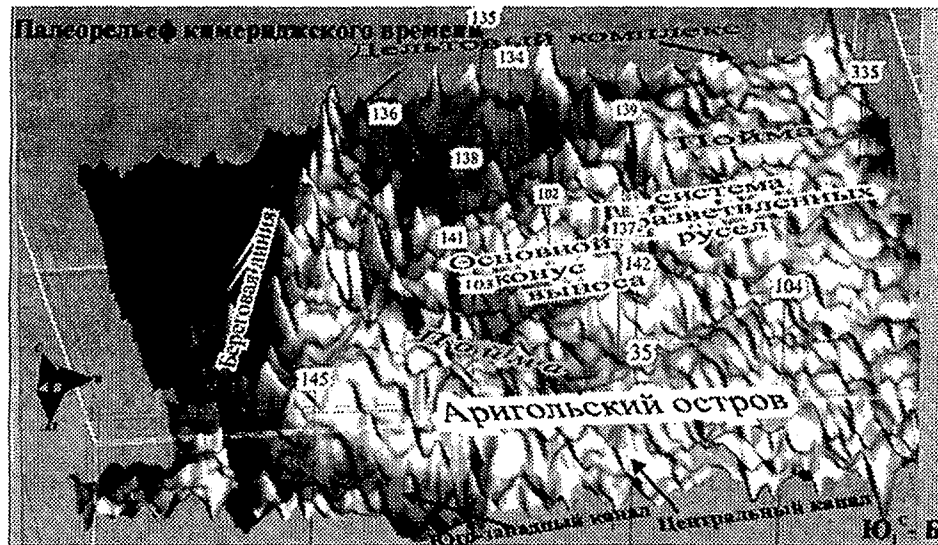


Рис. 5. Реконструкция палеорельефа средне-позднеюрского времени

Сравнение формы кривых ПС с типовыми молями фаций с использованием диагностических критериев по методике В.С. Муромцева [3], а также сопоставление местоположения скважин с палеорельефом на начало накопления пласта Ю₁¹ позволили провести фациальное районирование и разделить отложения дельтового комплекса на три преобладающих типа.

I. Отложения унаследованных дельтовых рукавов, для которых характерно слияние двух песчаных тел (Ю₁^{1а} и Ю₁^{1б}) в единый массивный пласт. К этому типу относятся разрезы центральной группы скважин (отложения основного конуса выноса и устьевого бара) и разрезы юго-западных скважин, расположенных по периметру поля эксплуатации, вдоль серповидно вытянутой береговой отмели (район скв. 103).

II. Отложения небольших песчаных отмелей, дельтовых рукавов. Им свойственно как присутствие двух песчаных тел, разделенных глинистой пачкой, так и переслаивание песчаника и алевролита.

Для обоих типов отложений характерен однородный мелко-, среднезернистый песчаник, обладающий высокими коллекторскими свойствами, иногда с выраженной горизонтальной и косой слоистостью, обусловленной наличием углисто-глинистого материала.

III. Отложения поймы, изрезанной промоинами, пойменных болот. Для этого типа разреза характерны преобладание глинистой составляющей, а также присутствие маломощных углистых прослоев и растительного детрита. Иногда в нижней части встречается прослой либо сильноглинистого (скв. 103), либо мелкозернистого (скв. 233, 335, 253, 259) песчаника.

О характере отложений юго-западного канала трудно сказать что-либо конкретное, так как данные имеются только по скв. 145, в разрезе которой выделяются два песчаных тела — Ю₁^{1а} и Ю₁^{1б} (отложения песчаной отмели), разделенных глинистой перемычкой, причем песчаник Ю₁^{1а} представлен плотными разностями с очень низкими коллекторскими свойствами.

В основу карты прогноза зон развития коллекторов были положены палеоструктурно-фациальные факторы (см. рис. 5), кинематические и динамические атрибуты сейсмической записи (см. рис. 3, 4). В пределах дельтового комплекса выделены зоны литологических замещений, разделяющих Аригольское месторождение на ряд литологических ловушек:

Центрально-Аригольская с прогнозным ВНК — абсолютная отметка (а.о.) —2235 м;

Западно-Аригольская с прогнозным ВНК — а.о. —2224 м;

Восточно-Аригольская с прогнозным ВНК — а.о. —2251 м.

Неокомский клиноформный комплекс представлен прибрежно-морскими песчано-алевритоглинистыми отложениями куломзинской и тарской свит. С кровлей тарской свиты на исследуемой территории отождествляется отражающий горизонт Н_{дм}.

Отложения ачимовской и низов тарской свит, скорее всего, малоперспективны на исследуемой терри-

тории. По результатам интерпретации ПГИС, они обладают небольшой эффективной толщиной (< 4 м) и низкими фильтрационно-емкостными свойствами ($\alpha_{пс} \approx 0,4$, проницаемость $K_{пр} \approx 0,3$ мД).

Для выявления особенностей строения пласта БВ₈ ниже отражающего горизонта Н_{дм} был прослежен вспомогательный горизонт Н_{дм_р}, отождествляемый с подошвой пласта БВ₈ (рис. 6). Монолитный пласт БВ₈³, выделенный в разрезах скв. 104 и 335, в западном направлении испытывает седиментационный наклон и увеличивается в толщине, образуя ряд песчано-алевролитовых слоев, нижние из которых замещаются склоновыми фациями. Одновременно с погружением кровли пласта БВ₈³ несколько выше начинается проследиваться более молодой песчаный пласт БВ₈², зарождающийся в районе скв. 137, 142. Над собственно клиноформной, склоновой, частью первого песчаного пласта происходит формирование ундоформной части более молодого песчаника — пласт раздваивается. В районе скв. 137 пласт БВ₈³ резко погружается, а пласт БВ₈² продолжает проследиваться субгоризонтально вплоть до скв. 145 [2, 4]. Такое строение клиноформы находит свое отражение в волновой картине. На временных разрезах интенсивное отражение Н_{дм_р}, которое идентифицируется с подошвой шельфового пласта БВ₈, над участком большего наклона тылового склона клиноформы разделяется на два экстремума, которые в западном направлении проследиваются параллельно. Перед скв. 35, 142, 102, 139 нижний горизонт БВ₈³ перестает проследиваться, а верхний — БВ₈² — переходит далее, по падению, в наклонное слабоволнистое отражение, образуя фронтальную поверхность клиноформы. Такая картина наблюдается до следующего террасовидного изгиба в палеорельефе. Пласт БВ₈³ переходит в область донной седиментации, замещаясь глинистыми фациями, а пласт БВ₈², увеличиваясь в толщине по падению, постепенно раздваивается. Образуется еще более молодой, лежащий гипсометрически выше, пласт БВ₈¹ (район скв. 135).

Результатом палеоструктурного анализа, для которого использовали карты изохор между горизонтами Н_{дм} и Н_{дм_р}, явилось выделение зон седиментации [2] песчаного пласта БВ₈ северо-восточного простирания (см. рис. 6):

I. Внутренняя часть шельфа:

1. Первая область (дальняя зона) с ограниченным водообменом, т. е. приливно-отливное побережье, где формируются песчано-алевролитовые тела пласта БВ₈³ (скв. 104).

2. Вторая область (ближняя зона) со свободным водообменом (скв. 335), где накапливаются пески мелководья (происходит небольшое увеличение толщины базального пласта БВ₈³). Эта часть шельфовой зоны является областью транзита обломочного материала.

II. Внешняя часть шельфа:

1. Зона склона, где пласт разделяется на два самостоятельных песчаных тела и происходит образова-

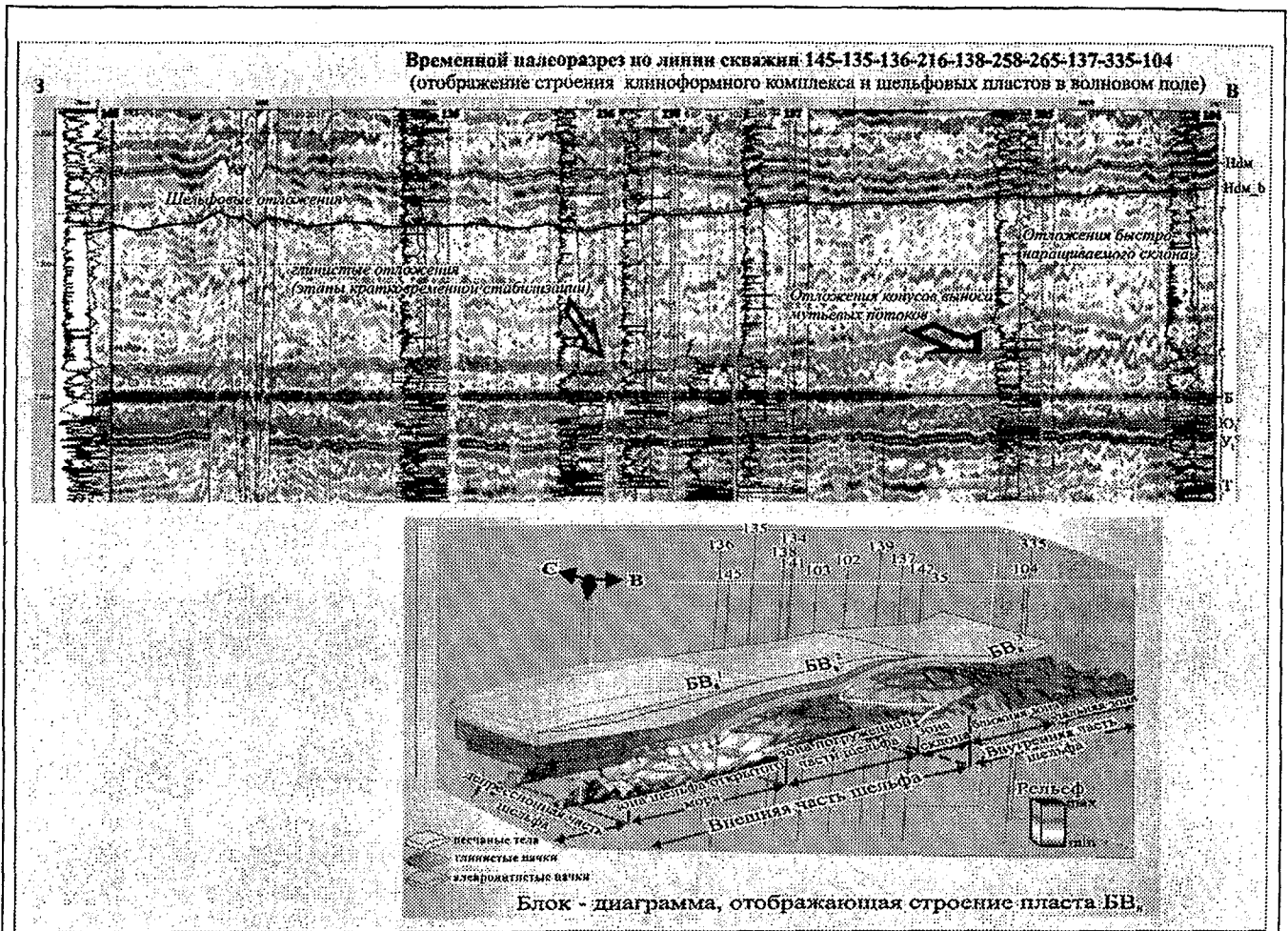


Рис. 6. Строение клиноформного пласта БВ₈

ние первого депоцентра (БВ₈³ + БВ₈²) (скв. 35, 142, 137, 139, 102).

2. Зона погруженной части шельфа (скв. 103, 134, 138, 141).

3. Зона шельфа открытого моря пластов для БВ₈³ и БВ₈² (скв. 135, 136, 145), но в то же время область формирования второго депоцентра для песчаных тел БВ₈² и БВ₈¹.

III. Депрессионная часть шельфа:

Область развития донного осадка.

Основные перспективы нефтеносности пласта БВ₈, по-видимому, будут связаны с положительными формами современного структурного плана, совпадающими с зонами развития песчаных тел пласта БВ₈.

В заключение кратко подведем итоги проделанной работы:

- Совместный анализ палеоструктурных планов и фациальных особенностей верхнеюрских отложений позволили восстановить историю их формирования, выполнить прогноз эффективной толщины, оконтурить зоны литологического замещения пласта Ю₁¹ и выделить два новых прогнозных объекта в западной части Аригольской группы поднятий.

- Впервые для Аригольской площади рассмотре-

но сейсмогеологическое строение пласта БВ₈ как основного перспективного нижнемелового объекта. На основе палеоструктурного анализа с привлечением материалов ПГИС были выделены зоны седиментации пласта БВ₈ северо-восточного простирания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Беспечный В.Н., Осипчук Ф.Г., Чеканов В.И., Яневиц Р.Б. Применение динамического анализа для выделения зон с улучшенными коллекторскими свойствами // *Материалы Междунар. науч.-техн. конф. "Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе производства"*. — Томск, 2001.
2. Мкртчян О.М. и др. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. — М.: Наука, 1990.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984.
4. Нежданов А.Ф., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщцы Западной Сибири. — М.: Изд-во Академии горных наук, 2000.
5. Реддинг Х. Обстановки осадконакопления и фауны. — М.: Мир, 1990. — Т. 1.
6. Isaaks E.H., Srivastava R.M. *An Introduction to Applied Geostatistics* // Oxford University Press. — New York: Oxford, 1989.