

Комплексный анализ геолого-геофизической информации с целью прогноза фациальных обстановок пласта ЮС₂ тюменской свиты

**Е. Ф. Гайфулина*, Н. В. Надежницкая, С. Л. Белоусов, Ю. С. Капустина,
А. Н. Фищенко, Ю. В. Михеев**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

**e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Запасы углеводородов в интервале среднеюрских отложений относятся преимущественно к категории трудноизвлекаемых, на которые распространяются налоговые льготы, предоставляемые действующим законодательством Российской Федерации, что на текущий момент делает их более привлекательными при разработке месторождений. Особый интерес представляют отложения пласта ЮС₂ тюменской свиты, продуктивность которого установлена почти на всех месторождениях территории исследования. Однако на текущий момент большинство залежей, приуроченных к этому интервалу разреза, остаются недоосвоенными. Причиной этого являются неподтверждение эффективных нефтенасыщенных толщин пласта и, как следствие, неподтверждение геологических моделей залежей при бурении эксплуатационных скважин. Статья посвящена проблеме площадного прогноза обстановок осадконакопления отложений пласта ЮС₂ тюменской свиты. В рамках решения поставленной задачи путем комплексного использования разномасштабной геолого-геофизической информации с применением новейших технологий в области сейсмической интерпретации уточнена геологическая модель пласта изучаемого месторождения.

Ключевые слова: фациальная обстановка; сейсмический атрибут; синхронная инверсия; спектральная декомпозиция

Comprehensive analysis of geological and geophysical information for the facies depositional environment prediction of Ju₂ strata of Tyumen suite

**Elena F. Gaifulina*, Natalya V. Nadeznitskaya, Sergei L. Belousov,
Yulia S. Kapustina, Angelika N. Fishenko, Yuri V. Miheev**

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. Hydrocarbon reserves within the middle Jurassic deposits are predominantly classified as hard-to-recover. The legislation of the Russian Federation stimulates extraction of this type of reserves by providing tax incentives, which currently make field development more attractive for oil companies. A particular interest is the Ju₂ deposits of Tyumen suite because they are considered as productive almost on all explored fields. However, at the moment, the majority of deposits within this formation remain undeveloped. The main reason for this is the failure in prediction of net pay (thickness) and as a consequence mistakes in geological models for drilling production wells. This article is dedicated to the problem of spatial depositional environments prediction of the Ju₂ deposits of Tyumen suite. As part of the problem solving, the geological model of studied field has been im-

proved by integrated use of geological and geophysical information on different scales involving cutting-edge technologies in seismic interpretation.

Key words: facies depositional environment; seismic attribute; simultaneous inversion; spectral decomposition

Введение

Одной из основных задач интерпретации сейсмических данных является прогноз фациальных обстановок и далее литологии изучаемых объектов. При этом, работая с такими сложными, фациально-изменчивыми отложениями, как тюменская свита Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, особенно важно использовать все имеющиеся в арсенале интерпретатора инструменты: синхронную инверсию, атрибутный анализ, спектральную декомпозицию, сейсмофациальный анализ и пр.

Известно, что прямой связи между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует, поэтому анализ изменяющихся характеристик отражений выполняется в комплексе со скважинными данными — в первую очередь с данными геофизических исследований скважин (ГИС), а также с априорной геологической информацией о районе работ. Важным условием эффективного применения фациального анализа является наличие представительного кернового материала.

Таким образом, в представленной статье комплексный анализ разномасштабной геолого-геофизической информации заключается в площадном прогнозе по сейсмическим данным построенной в скважинах фациальной модели объекта исследований.

Объект и методы исследования

Участок исследования расположен на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, где продуктивность отложений пласта ЮС₂ выявлена почти на всех открытых месторождениях.

Согласно палеогеографическим схемам Западной Сибири, выполненным в ИНГГ СО РАН [1], в батское время в региональном плане территория исследования находилась в области переходного осадконакопления, где отложения пласта ЮС₂ тюменской свиты формировались преимущественно в переходных (дельтовых) условиях [2] (рис. 1).

Формирование дельт, как известно, обусловлено деятельностью речных систем, а также приливных и волноприбойных воздействий моря. По доминирующему фактору, контролирующему перераспределение осадков этой переходной группы фаций, выделяют выдвигающиеся, лопастные, серповидные и эстуариевые типы дельт. Для рассматриваемой территории, по аналогии с соседними месторождениями, в качестве концептуальной модели осадконакопления пластов тюменской свиты выбрана деструктивная эстуариевая (приливно-отливная) дельта. По последовательности пространственной взаимосвязи седиментационных обстановок в переходной (дельтовой) группе фаций выделяют фации наземной части дельты (приливно-отливной равнины), авандельты и продельты [3–5]. Территория исследования на протяжении всего тюменского времени располагалась в пределах наземной части дельты, периодически заливаемой

морем, где осаждался как песчаный, так и глинистый материал. Здесь выделяются осадки дельтовых рукавов (приливно-отливных каналов), приливно-отливных равнин (береговые валы и пески разливов), а также приморских болот и лагун (см. рис. 1). Основная масса песчаного материала при такой модели осадконакопления, как правило, накапливается в пределах приливно-отливных каналов, в меньшей степени на береговых валах и песках разлива приливно-отливной равнины. Области развития приморских болот и лагун характеризуются очень низкими значениями толщин коллекторов.

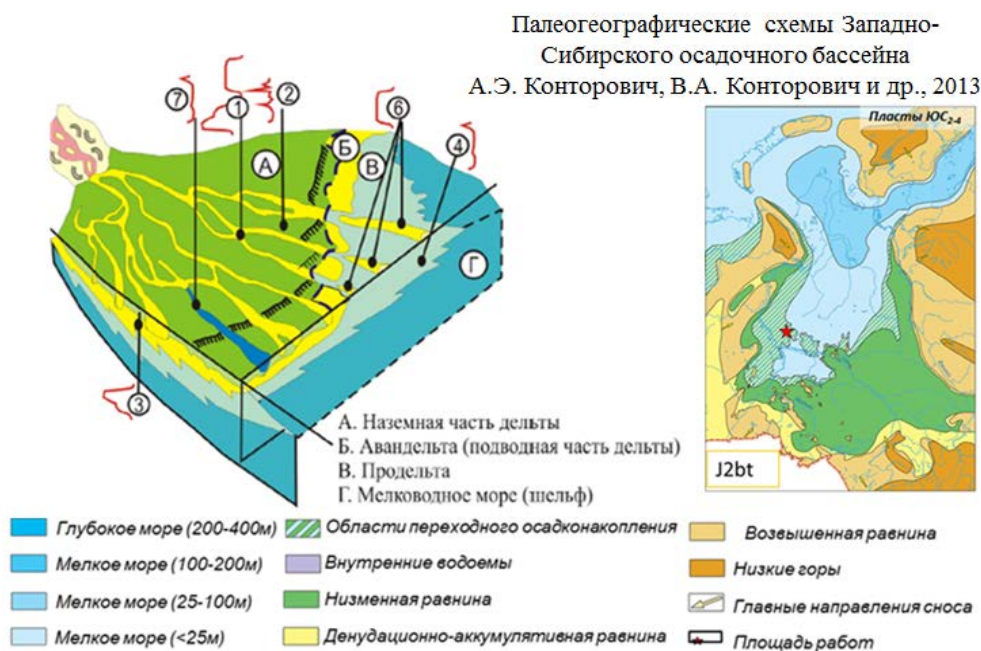


Рис. 1. Концептуальная модель осадконакопления отложений пласта ЮС₂ тюменской свиты. Генетическая интерпретация кривой ПС (метод потенциалов самопроизвольной поляризации) для дельтовых отложений: 1 — дельтовый канал, протока; 2 — отложения между протоками; 3 — отложения приустьевых баров дельтовых протоков; 4 — отложения продельты; 5 — периферия дельтового канала; 6 — песчаная гряда приливных течений; 7 — брошенное русло дельтовой протоки

В связи с этим для рассматриваемых отложений характерна резкая неоднородность строения, проявляющаяся в наличии невыдержанных по площади глинистых перемычек (флюидоупоров), изменении гранулометрического состава отдельных слоев и фациальном замещении песчаников глинистыми и алевроитовыми породами [6].

По скважинным данным общая толщина пласта на рассматриваемой территории достаточно выдержанная, изменяется в пределах от 29 до 36 м. При этом толщины песчаных прослоев по данным ГИС изменяются в диапазоне от 0,5 до 5,4 м; суммарная эффективная толщина — от 2,9 до 17,6 м.

При испытании скважин в колонне получены притоки нефти дебитами от 1,2 до 11,5 м³/сут. В результате испытания скважин с применением гидроразрыва пласта дебит нефти составил от 14 до 32 м³/сут.

Разброс параметров как эффективных толщин, так и полученных притоков нефти напрямую связан с качеством коллектора пласта ЮС₂ тюменской свиты, что обусловлено условиями его формирования.

Основой концептуальной геологической модели пласта ЮС₂ является литолого-фациальная модель, которая, в свою очередь, базируется на результатах изучения керна, облика кривых ГИС и сейсмической волновой картины [7].

Отложения пласта ЮС₂ по скважинам рассматриваемой территории в достаточной степени охарактеризованы керновым материалом. Проведенный литофациальный анализ керновых данных состоял в определении фаций по текстурным и структурным особенностям пород.

Среди текстурных особенностей наибольшее внимание привлекают косая или градационная слоистость, знаки ряби, отпечатки неровностей кровли нижележащих отложений, трещины высыхания, следы струй, отпечатки капель дождя, следы жизнедеятельности животных и т. д. Это дает важный дополнительный материал для фациального анализа, главным образом — для выявления динамики, то есть характера, направления и скорости осадконакопления [8].

Структурные особенности пород, а именно размер обломков позволяет судить о рельефе и удаленности области сноса (питания), отсортированность — о длительности переноса осадочного материала и стабильности гидродинамики, окатанность — о длительности транспортировки [3, 5].

По скважинным данным отложения пласта ЮС₂ представлены пере-слаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый с буроватым оттенком, мелкозернистый, плотный, крепкий, прослоями глинистый, глинисто-карбонатный.

Слоистость в песчаниках разнообразная: неравномерная тонкая горизонтальная, линзовидно-волнистая, полого-волнистая, подчеркнута глинистыми и тончайшими углисто-глинистыми намывами. Алевролиты серого цвета от мелкозернистого до крупнозернистого песчанистого с волнистой и горизонтальной слоистостью местами с включениями углефицированного растительного детрита и присутствиями стяжения пирита. Аргиллит темно-серый с буроватым оттенком, с неровным изломом, с редкими линзочками карбонатного песчаника, с редкими норочками илоедов, выполненными песчаным материалом.

Цементирующий материал по составу глинистый, с примесью сидерита и глинисто-карбонатный. По типу цементации — пленочно-поровый, в основном неравномерный.

На основании седиментологического описания керна установлено, что ряд скважин на рассматриваемой территории вскрывают русловые отложения, характеризующиеся средне- и мелкозернистыми песчаниками, местами волнистой слоистостью.

В исследуемой работе в качестве методической основы для выделения фаций по данным ГИС использованы модели фаций из исследований

В. С. Муромцева [9]. При изучении терригенных пород Западной Сибири наиболее информативным методом ГИС считается метод потенциалов самополяризации (SP). В скважинах изучаемого участка работ запись SP является неинформативной, ввиду того, что бурение скважин выполнялось с использованием полимерных растворов, и поэтому в данной работе использована кривая двойного разностного параметра радиоактивного каротажа (dGR), так как при выделении основных литотипов методы SP и dGR сопоставимы между собой. Здесь стоит отметить, что выделение литолого-фациальных обстановок осадконакопления только по кривым dGR является недостаточно надежным, в первую очередь в виду схожести форм кривых dGR различных фациальных обстановок. Поэтому диагностика фаций по ГИС выполнена совместно с анализом кернового материала.

По характеру кривой dGR в интервале отложений тюменской свиты выделены следующие фации: русловые каналы, приливно-отливная равнина, а также временно заливаемые участки пойм (приморские болота) (см. рис. 1). По облику ГИС (кривая dGR) модель руслового канала представляет собой отрицательную аномалию с резкой подошвенной границей (значения dGR < 0,6). Модель приливно-отливной равнины (отложения береговых валов, песков разлива) характеризуется сильной изрезанностью (значения dGR варьируют от 0,6 до 0,8). Модель приморских болот отличается очень высокими значениями dGR > 0,8, при наличии углей (фация приморских болот) приобретает противоположный облик — наблюдается резкий, пикообразный спад значений dGR < 0,9.

Следующим шагом было распространение по площади полученной по скважинам модели отложений пласта ЮС₂ тюменской свиты с использованием сейсмических данных [10–12], поэтому вначале был определен интервал исследования во временном масштабе. Для этого на основе одномерного моделирования выполнена сеймостратиграфическая привязка геологических границ к сейсмическому волновому полю, в результате которой в кровле пласта ЮС₂ по переходу с положительного на отрицательный экстремум прослежен отражающий горизонт (ОГ) Т, в подошве пласта по положительному экстремуму прослежен ОГ ЮС₃ (рис. 2).

Отложения исследуемого интервала разреза характеризуются латеральным изменением литологического состава и вариациями мощности, что в волновом поле проявляется изменчивостью динамических характеристик, осложняется интерференцией (рис. 3) и значительно усложняет интерпретацию.

Расшифровать содержащуюся в сейсмической трассе информацию о литологическом составе пород, слагающих разрез, возможно с помощью анализа формы сигнала, который реализуется посредством расчета атрибутов сейсмической записи [11–14]. Амплитуда, фаза, время пробега волны — основные компоненты сейсмической трассы, которые служат основой для решения поставленной задачи.

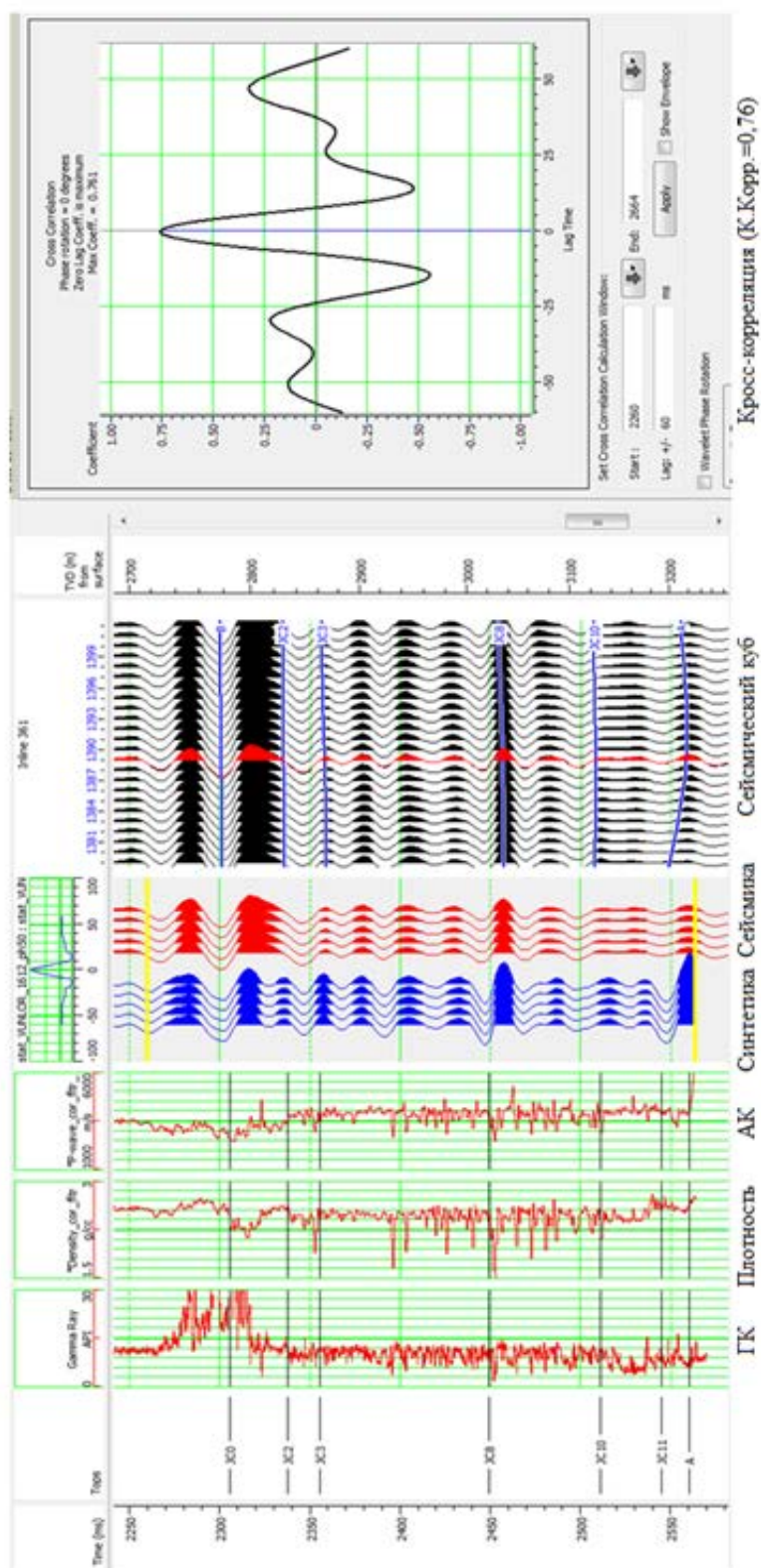


Рис. 2. Пример сейсмостратиграфической привязки в интервале юрских отложений на основе одномерного геосейсмического моделирования по скважине N

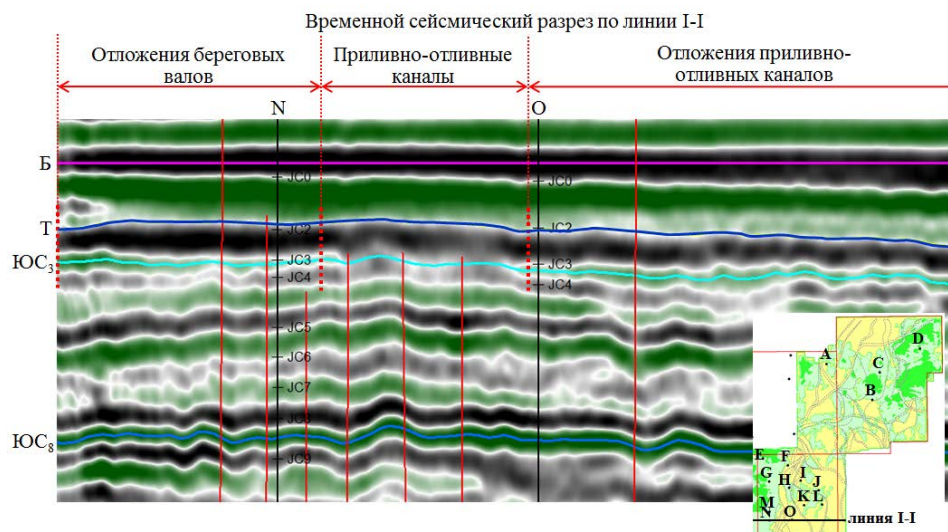


Рис. 3. Пример волновой картины в интервале пласта ЮС₂

В качестве основы для расчета динамических атрибутов использованы следующие объемные атрибуты:

1) Амплитудный куб и его модификации: огибающая сигнала может быть полезна при отслеживании небольших вариаций литологии, мгновенная частота — при анализе коллекторских свойств пород и оценке изменений мощности, Sweetness — при выделении неявных текстурных особенностей и моделировании русловых обстановок и пр. [15].

2) Частотные кубы спектральной декомпозиции: как известно, разные породы в волновом поле проявляются различными спектральными характеристиками — путем дискретного преобразования Фурье можно разложить сейсмическую трассу на частотные составляющие и попытаться отличить одну породу от другой по спектральному составу регистрируемого сигнала. С помощью этого инструмента можно выявлять и картировать пласты небольшой мощности и геологические неоднородности. Зачастую результат расчета спектральной декомпозиции оказывается точнее стандартных комплексных атрибутов, усиливая проявления амплитудных аномалий [16].

3) Классификация по форме трасс: современное программное обеспечение (ПО) позволяет разделить сейсмические сигналы по классам, которые, в свою очередь, можно ассоциировать с различными фациальными обстановками.

4) Результаты синхронной инверсии: акустический и упругий импеданс, отношение скорости продольной волны к скорости поперечной волны (V_p/V_s), плотность (при наличии достаточно больших углов падения волн ($> 30^\circ$)). Под синхронной сейсмической инверсией понимают преобразование сейсмограмм общей средней точки посредством использования скважинных данных в упругие свойства. Полученная в результате информация о распределении скоростных и плотностных свойств разреза, учитывающая данные об изменениях амплитуд от углов падения сейсмических волн на изучаемые границы, позволяет изучить литологический состав отложений и характер насыщения пород. А при наличии разделения литоти-

пов в поле упругих параметров существует возможность напрямую перейти к прогнозу литологии [17].

Распределение литологии в поле упругих свойств по скважинным данным (сейсмическая полоса частот)



Восстановление прогнозных параметров по результатам синхронной инверсии

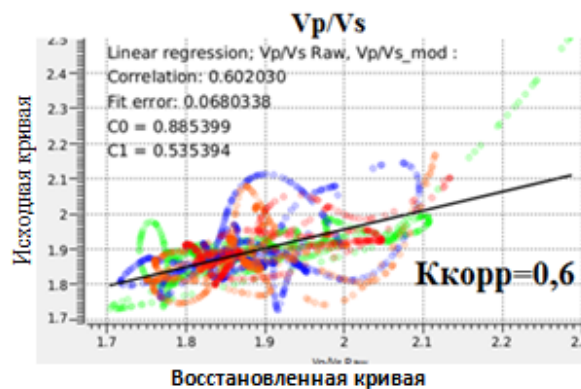
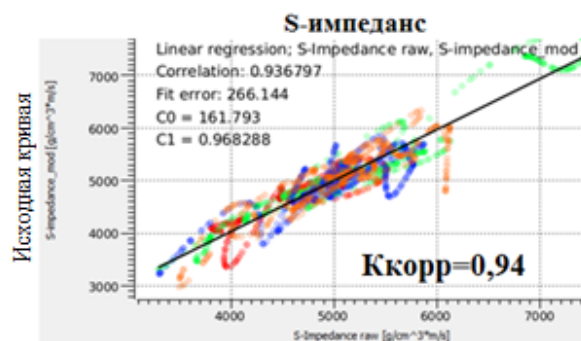


Рис. 4. Анализ прямого прогноза литологии в интервале пластов ЮС по результатам синхронной инверсии

Здесь следует немного подробнее остановиться на результатах синхронной инверсии. Выполненное по скважинам площади петроупругое моделирование (рис. 4) показало тенденцию к разделению литологических классов в поле параметра V_p/V_s [18], что говорит об обоснованности проведения инверсионных преобразований [19] и открывает возможность прямого прогноза литологии с получением куба литотипов и вероятности наличия коллектора. Однако анализ результатов выполненной синхронной детерминистической инверсии [20] показал, что прогноз распределения коллекторов как в интервале пласта ЮС₂, так и в целом интервале юрских отложений имеет высокую степень неопределенности ввиду существенного перекрытия литотипов коллектор/неколлектор в полях упругих параметров, что связано с качеством восстановления основного прогнозного параметра V_p/V_s (см. рис. 4). На результате инверсии сказалось, вероятно, то, что в процессе обработки съемки, отработанные в разные годы с разными системами наблюдений, были объединены в единый массив. И, соответственно, при формировании угловых сумм для инверсии диапазоны удалений пришлось ограничить параметрами узкоазимутальной съемки.

И все-таки, несмотря на невозможность использования результатов инверсии напрямую для прогноза литологии, они были привлечены для атрибутного анализа и внесли вклад при площадном прогнозе фациальных обстановок пласта ЮС₂ тюменской свиты (см. рис. 4).

По всем вышеперечисленным кубам в интервале пласта ЮС₂ были рассчитаны поверхностные атрибуты. В итоге получено 24 атрибутивных куба и 16 поверхностных атрибутов — 384 карты атрибутов для исследуемого интервала. Наиболее информативные из них, имеющие надежные корреляционные связи со скважинными данными, использованы для площадного прогноза фациальных обстановок (рис. 5).

Результаты

Таким образом, на основе комплексного использования разномасштабной геолого-геофизической информации с применением новейших технологий в области сейсмической интерпретации впервые на участке работ была создана площадная литолого-фациальная схема пласта ЮС₂ тюменской свиты.

По результатам выполненной работы для пласта ЮС₂ на фоне приливо-отливной равнины картируются фрагменты спрямленных приливо-отливных каналов, характеризующихся пониженными значениями амплитуд сейсмической записи, рассчитанных в интервале пласта ЮС₂. По данным спектральной декомпозиции хорошо видно, что в пределах рассматриваемой территории в поздне-тюменское время существовала разветвленная сеть мигрирующих приливо-отливных каналов (см. рис. 5), формирующая два основных направления транспортировки осадочного материала в сторону открытого моря. Одна система дельтовых (приливо-отливных) распределительных каналов протягивается с юга на север участка исследования, вторая система каналов — в центральной части. Судя по описанию керна в скважине Н, отложения приливо-отливных каналов представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми с косой, местами волнистой слоистостью.

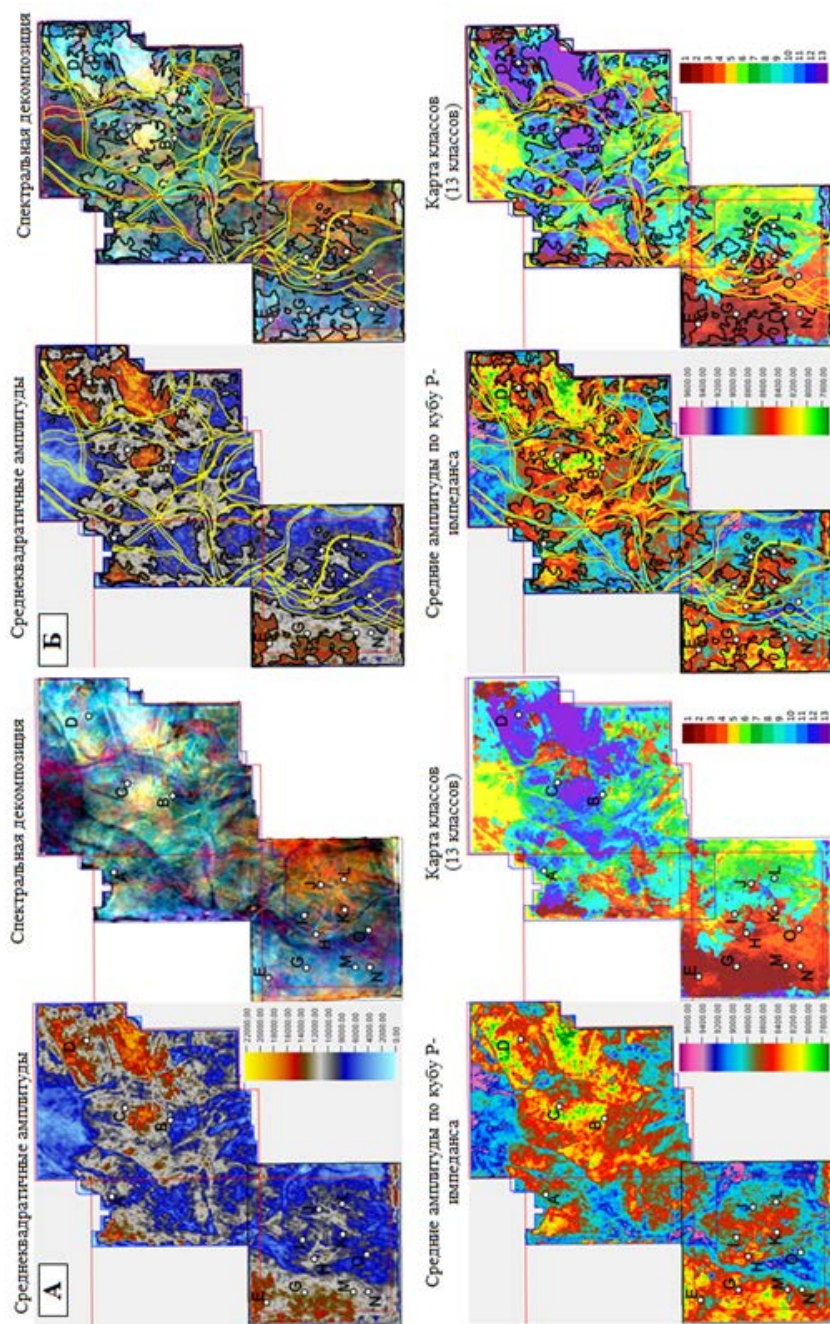


Рис. 5. Выделение фацциальных обстановок по сейсмическим данным: А — сейсмические атрибуты; Б — сейсмические атрибуты с нанесенными выделенными фацциальными обстановками (все атрибуты рассчитаны в интервале пласта ЮС₂)

Фрагментарно на территории работ выделены области приморских болот, согласно описанию керна в скважине Е представленные песчано-алевро-глинисто-углистыми отложениями с горизонтальной и полого-наклонной слоистостью, осложненной биотурбацией, образованной в период сильных паводков.

На основе полученной фациальной модели уточнено строение залежей углеводородов в интервале пласта ЮС₂, выполнена оценка запасов и ресурсов углеводородов.

Обсуждение

Анализируя полученные результаты сейсмофациального анализа, можно резюмировать, что в рассмотренной работе спектральная декомпозиция внесла основной вклад при картировании слабо различимых геологических неоднородностей — она позволила выполнить детализацию границ пространства приливно-отливных каналов. На основе карт динамических атрибутов, карт классов и карт амплитуд по кубу Р-импеданса выделены более крупные структурные единицы — основные фациальные обстановки отложений пласта ЮС₂.

Остался открытым вопрос повышения качества прогнозов на основе результатов синхронной сейсмической инверсии и, соответственно, дальнейшего прямого прогноза литологии. Несомненно, на результате инверсионных преобразований сказывается качество входных данных. В исследуемой работе, ввиду слабой разбуренности северного участка работ, где проведена сейсмическая съемка с широко азимутальной системой наблюдений и высокой кратностью, отказаться от использования южной узко азимутальной съемки не представляется возможным. Повышение точности прогнозов в данном случае возможно разве что за счет применения новейших алгоритмов нейросетевого прогнозирования [21, 22], что мы и планируем выполнить на следующем этапе работ.

В качестве рекомендации для сейсморазведочных работ 3D, с целью выполнения на их основе инверсионных преобразований, можно отметить проведение широкоазимутальных сейсмических съемок 3D, обеспечивающих равномерное распределение азимутов в бине и получение не менее 5 частичных угловых сумм в угловом диапазоне 0°–45° (кратность частичных угловых сумм — не менее 10–15, соотношение сигнал/помеха — не менее 10). Кроме того, необходимо наличие в скважинах участка исследований расширенного комплекса ГИС с качественной записью широкополосного акустического и плотностного каротажей.

Выводы

В заключение хотелось бы отметить, что разные инструменты служат различным целям при картировании фациальных обстановок: исключение хотя бы одного из них (выделение фаций по данным ГИС без опоры на данные керна, использование для сейсмофациального анализа только комплексных атрибутов, без привлечения спектральной декомпозиции и т. д.) значительно снижает достоверность полученных прогнозов.

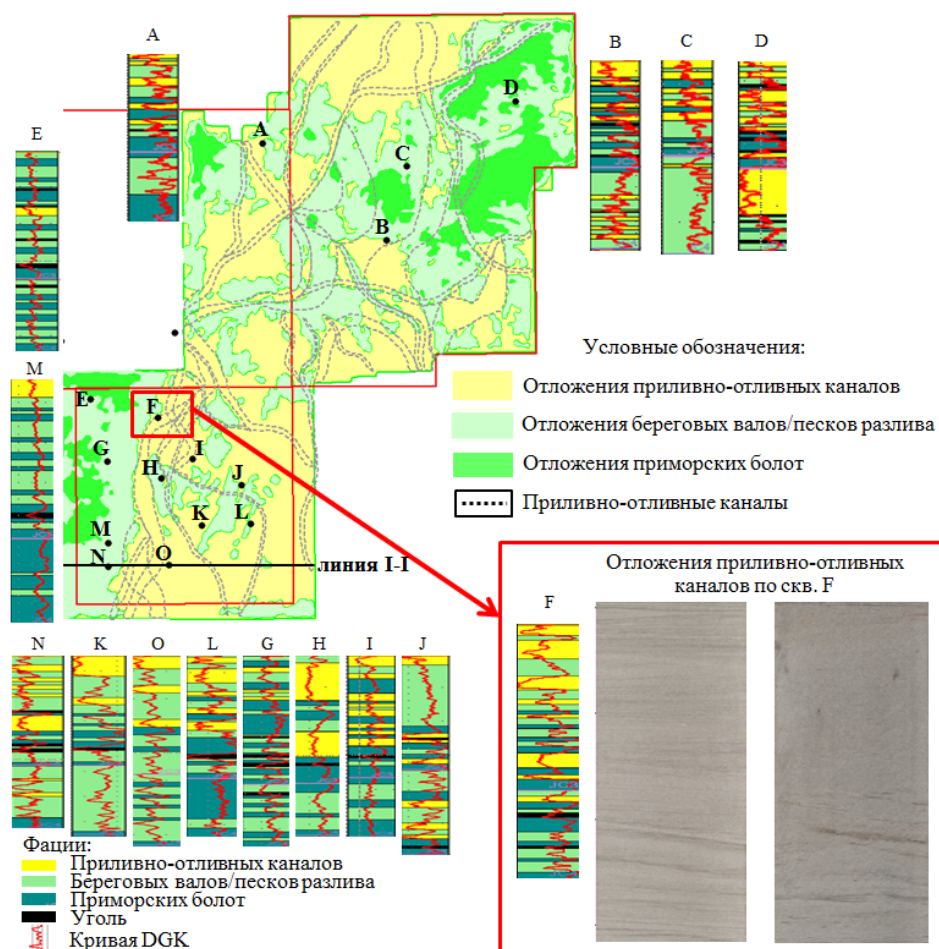


Рис. 6. Литолого-фациальная схема пласта ЮС₂

В анализируемой работе синергия разномасштабных исследований — данные ГИС, керн, материалы сейсморазведочных работ — позволили создать достоверную геологическую модель пласта ЮС₂ тюменской свиты. По завершении работ на территории исследования пробурена скважина F, которая подтвердила построенную фациальную модель (рис. 6).

Библиографический список

1. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.]. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8. — С. 972–1012.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции : монография / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, В. И. Демин [и др.] ; под ред. В. С. Суркова ; М-во природ. ресурсов Российской Федерации, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья. — Новосибирск : Наука, 2005. — 156 с. — Текст : непосредственный.
3. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли ; пер. с англ. А. А. Никонова, К. И. Никоновой. — Москва : Недра, 1989. — 294 с. — Текст : непосредственный.

4. Стратиграфическая, литолого-фациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности : учебное пособие / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 178 с. – Текст : непосредственный.
5. Miall, A. D. The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology / A. D. Miall. – Berlin : Springer. – 2006. – 582 p. – Текст : непосредственный.
6. Мухер, А. Г. Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений Западной Сибири / А. Г. Мухер, А. В. Тугарева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция) / Под ред. В. И. Шпильмана, В. А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 123–133.
7. Повышение разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС / С. Б. Денисов, Е. М. Бирун, В. С. Рудая, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2005. – № 3. – С. 13–18.
8. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары : пособие по работе с керном / Е. Ю. Барабошкин. – Москва : European assoc. of geoscientists ; Тверь : ГЕРС, 2011. – 152 с. – Текст : непосредственный.
9. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст : непосредственный.
10. Piazza, J. L. Apport de la sismique 3D à la géologie / J. L. Piazza. – Текст : непосредственный // Mémoires de la Société géologique de France. – 1997. – Issue 172. – P. 77–83.
11. Корнев, В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным : (На прим. осадоч. чехла Зап. Сибири) / В. А. Корнев ; Министерство образования Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2000. – 374 с. – Текст : непосредственный.
12. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: учебное пособие / А. А. Нежданов ; Министерство образования Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2000. – 133 с. – Текст : непосредственный.
13. Билибин, С. И. Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном комплексе DV-Geo при недостаточном наборе исходных данных / С. И. Билибин, М. В. Перепечкин, Е. А. Юканова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 191–194.
14. Кавун, М. М. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // М. М. Кавун, А. В. Степанов, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2008. – № 4. – С. 17–21.
15. Daber, R. Seismic Attributes in Petrel / R. Daber, E. M. Ditcha, L. E. Gustafsson [et al.]. – Schlumberger, 2007. – Текст : непосредственный.
16. Partyka, G. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization / G. Partyka, J. Gridley, J. Lopez. – DOI 10.1190/1.1438295. – Текст : непосредственный // The Leading Edge. – 1999. – Vol. 18, Issue 3. – P. 353–360.
17. Ампилов, Ю. П. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 / Ю. П. Ампилов, А. Ю. Барков, И. В. Яковлев [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
18. Mavko, G. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. – Cambridge Univ. Press., 1998. – 524 p. – Текст : непосредственный.
19. Hampson, D. P. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data / D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead. – Текст : непосредственный // Geohorizons. – 2006. – Vol. 11, Issue 1. – P. 13–17.
20. Doyen, P. M. Seismic Reservoir Characterization : An Earth Modelling Perspective / P. M. Doyen. – Текст : электронный. – 2007. – URL: <https://www.eageseg.org/wp-content/uploads/2019/08/2007-EAGE-Education-Tour-EET-Seismic-Reservoir-Characterization-an-Earth-Modelling-Perspective.pdf>.

21. Пустарнакова, Ю. А. Искусственная нейронная сеть как инструмент прогнозирования геологических параметров по сейсмическим атрибутам и данным бурения / Ю. А. Пустарнакова, Э. Р. Ахметова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2002. – № 5. – С. 117–121.

22. Использование нейросетевых алгоритмов при прогнозе петрофизических свойств тонкослоистого разреза по данным сейсморазведки и ГИС / Р. Б. Яневиц, О. А. Соколовская, Л. В. Лапина, Н. В. Холманских. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 7. – С. 40–54.

References

1. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A.,... Yan, P. A. (2013). Jurassic Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747-779. (In English).
2. Gurari, F. G., Devyatov, V. P., Demin, V. I., Ekhanin, A. E., Kazakov, A. M., Kasatkina, G. V.,... Shiganova, O. V. (2005). *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney - sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii*. Novosibirsk, Nauka Publ., 156 p. (In Russian).
3. Selley, R. C. (1978). *Ancient Sedimentary Environments*. London, Publ. Chapman and Hall, 287 p. (In English).
4. Kurchikov, A. R., Borodkin, V. N., Nedosekin, A. S., Kislukhin, V. I., & Kislukhin, I. V. (2014). *Stratigraficheskaya, litologo-fatsial'naya kharakteristiki yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri i perspektivy ikh neftegazonosnosti*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 178 p. (In Russian).
5. Miall, A. D. (2006). *The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology*. Berlin, Springer, 582 p. (In English).
6. Mukher, A. G., & Tugareva, A. V. (1999). Paleogeograficheskie osobennosti stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhne- i srednejurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Working in Organizations Carrying out Activities Related to the Use of the Subsoil Plots on the Territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra, Proceedings of the 2th International Scientific and Practical Conference, Khanty-Mansiysk, pp. 123-133. (In Russian).
7. Denisov, S. B., Birun, E. M., Rudaya, V. S., & Stavinskiy, P. V. (2005). Povyshenie razreshayushchey sposobnosti i dostovernosti geologicheskikh modeley pri kompleksirovani dannykh seysmorazvedki i GIS. *Russian Geophysics*, (3), pp. 13-18. (In Russian).
8. Baraboshkin, E. Yu. (2011). *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennyye rezervuary*. Moscow, European assoc. of geoscientists; Tver, GERS Pibl., 152 p. (In Russian).
9. Muromtsev, V. S. (1984). *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lozhushek nefti i gaza*. Leningrad, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
10. Piazza, J. L. Apport de la sismique 3D à la géologie. (1997). *Mémoires de la Société géologique de France*, (172), pp. 77-83. (In French).
11. Kornev, V. A. (2000). Prognozirovaniye ob"ektov dlya poiskov zalezhey uglevodornogo syr'ya po seysmogeologicheskim dannym : (Na prim. osadoch. chekhla Zap. Sibiri), Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 374 p. (In Russian).
12. Nezhdanov, A. A. (2000). *Geologicheskaya interpretatsiya seysmorazvedochnykh dannykh*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 133 p. (In Russian).
13. Bilibin, S. I., Perepechkin, M. V., & Yukanova, E. A. (2007). Geological Modelling while Insufficient Data Availability Using DV-Geo Software Package. *Russian Geophysics*, (4), pp. 191-194. (In Russian).
14. Kavun, M. M., Stepanov, A. V., & Stavinsky, P. V. (2008). Forecasting Effective Reservoir Thickness Within Interwell Space: General Approach, Trends and Data Appraisal. *Russian Geophysics*, (4), pp. 17-21. (In Russian).
15. Daber, R., Ditcha, E. M., Gustafsson, L. E., Knudsen, E., Pepper, R. & Bejarano, G., (2007). *Seismic Attributes in Petrel*. Schlumberger. (In English).
16. Partyka, G., Gridley, J., & Lopez, J. (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*, 18(3), pp. 353-360. (In English). DOI: 10.1190/1.1438295
17. Ampilov, Yu. P., Barkov, A. Yu., Yakovlev, I. V., Filippova, K. E., & Priezzhev, I. I. (2009). Pochti vse o seysmicheskoy inversii. Chast' 1. Tekhnologii seysmorazvedki, (4), pp. 3-16. (In Russian).

18. Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (1998). The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media. Cambridge Univ. Press., 524 p. (In English).
19. Hampson, D. P., Russell, B. H., & Bankhead, B. (2006). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. Geohorizons, 11(1), pp. 13-17. (In English).
20. Doyen, P. M. (2007). Seismic Reservoir Characterization : An Earth Modelling Perspective. (In English). Available at: <https://www.eageseg.org/wp-content/uploads/2019/08/2007-EAGE-Education-Tour-EET-Seismic-Reservoir-Characterization-an-Earth-Modelling-Perspective.pdf>
21. Pustarnakova, Yu. A., & Akhmetova, E. R. (2002). Iskusstvennaya neyronnaya set' kak instrument prognozirovaniya geologicheskikh parametrov po seysmicheskim atributam i dannym bureniya. Russian Geophysics, (S), pp. 117-121. (In Russian).
22. Yanevits, R. B., Sokolovskaya, O. A., Lapina, L. V., & Kholmanskikh, N. V. (2017). Use of Neural Network Algorithms when Predicting Petrophysical Properties of the Thin-layer Section According to Seismic Survey and Well-Logging Data (on the Example of Achimov Deposits of a Field in the Yamal-Nenets Autonomous District (Ynao). Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 40-54. (In Russian).

Сведения об авторах

Гайфулина Елена Фанисовна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Надежницкая Наталья Васильевна, заведующий сектором, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Белосов Сергей Леонидович, эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Капустина Юлия Сергеевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Фищенко Анжелика Николаевна, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Михеев Юрий Владимирович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Elena F. Gaifulina, Senior Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Natalya V. Nadeznitskaya, Sector Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Sergei L. Belousov, Geology Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Yulia S. Kapustina, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Angelika N. Fishenko, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Yuri V. Miheev, Chief Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen