

УДК 550.83+552.5+553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-81-96

Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины

© 2018 г. | В.А. Конторович^{1,2}, Л.М. Калинина^{1,2}, А.Ю. Калинин^{1,2}, М.В. Соловьев^{1,2}, О.А. Локтионова²

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия;

²ФГАОУ ВПО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; kontorovichVA@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininAY@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru; loktionova_olga@ngs.ru

Поступила 12.04.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина; нижняя юра; тогурская, урманская свиты; песчаный горизонт; отражающий горизонт; нефтегазоперспективный объект; литологическая ловушка.

Статья посвящена анализу геологического строения нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины, расположенной в центральной части Томской области, и разработке адаптированных к этому региону сейсмогеологических методических приемов прогнозирования геологического разреза и выделения сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в базальном песчаном горизонте Ю₁₇. Рассмотрена региональная модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности отложений нижней юры Усть-Тымской мегавпадины. На базе комплексной интерпретации сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения с использованием сейсмостратиграфического, палеоструктурного, динамического и регрессионного анализов для Толпаровской площади построена детальная модель геологического строения нижнеюрского комплекса, осуществлен прогноз зон распространения и толщин песчаных горизонтов и выделена Толпаровская литологическая ловушка в отложениях горизонта Ю₁₇, залегающего в основании осадочного чехла.

Для цитирования: Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В., Локтионова О.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 81–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-81-96.

Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic formations of the Ust-Tym megadepression

© 2018 | V.A. Kontorovich^{1,2}, L.M. Kalinina^{1,2}, A.Yu. Kalinin^{1,2}, M.V. Solov'ev^{1,2}, O.A. Loktionova²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; kontorovichVA@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininAY@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru; loktionova_olga@ngs.ru

Received 12.04.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Ust-Tymsky megadepression; Lower Jurassic; Togur formation; Urman formation; sand level; reflection horizon; petroleum prospect; lithologic trap.

This work is dedicated to the analysis of geological structure of Lower Jurassic formations in the Ust-Tymsky megadepression situated in the central part of the Tomsk Oblast, and to the development of the region-adapted geoseismic methodological approaches for geological section prediction and structurally complex oil and gas exploration targets identification in the basal J₁₇ sand level. Regional model of geological structure and petroleum potential of the Lower Jurassic are considered in the Ust-Tymsky megadepression. Basing on integrated interpretation of seismic and deep drilling data, and using seismic stratigraphy, paleo-structural, amplitude, and regression analyses, the following work was carried out: building the detailed model of geological structure for the Lower Jurassic series in the Tolparovsky area; prediction of areal distribution and thickness of sand levels; the Tolparovsky lithologic trap is identified in J₁₇ Horizon that occurs in the basal part of sedimentary cover.

For citation: Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solov'ev M.V., Loktionova O.A. Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic formations of the Ust-Tym megadepression. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):81–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-81-96.

На юго-востоке Западной Сибири наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности является верхнеюрский комплекс пород, с которыми на

территории Томской области связано более 100 нефтяных и газовых месторождений. Верхнеюрские залежи углеводородов сконцентрированы в оксфорд-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

ских песчаных пластах горизонта Ю₁ и, как правило, контролируются антиклинальными структурами [1]. Современное состояние геолого-геофизической изученности юго-востока Западной Сибири позволяет утверждать, что в этом регионе на нефтегазоперспективных территориях фонд антиклинальных ловушек, площади которых превышают 15–20 км², практически исчерпан и воспроизводство минерально-сырьевой базы этого региона зависит от открытия нефтегазовых месторождений в слабоизученных нефтегазоперспективных комплексах и нетрадиционных сложнопостроенных ловушках.

К таким нефтегазоперспективным комплексам относятся залегающие в базальной части осадочного чехла нижнеюрские отложения, в которых на территории Западной Сибири открыты промышленные залежи углеводородов на Северо-Варьганском, Ханты-Мансийском, Новопортовском и других месторождениях [2]. С нижнеюрскими песчаными пластами ЮК₁₀, ЮК₁₁ также связано уникальное по запасам Талинское нефтяное месторождение, расположенное на Краснотенинском своде [3, 4].

Несмотря на то, что в 1954 г. на Колпашевской площади (Томская область) из нижнеюрских песчаных горизонтов был получен первый в Западной Сибири приток нефти и доказана нефтегазонасыщенность, этот комплекс пород остается слабоизученным.

Настоящая статья посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазонасыщенности нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины, расположенной на юго-востоке Западной Сибири в центральной части Томской области, и разработке методических сейсмогеологических приемов выделения и детального картирования сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в этом комплексе пород.

На юго-востоке Западной Сибири промышленных залежей углеводородов в отложениях нижней юры не обнаружено. В непосредственной близости от этого региона в базальных горизонтах чехла открыто нефтяное месторождение на Чистинной площади, расположенной на юге Ханты-Мансийского автономного округа.

Непромышленные притоки нефти из нижнеюрских резервуаров Томской области получены на Колпашевской, Крыловской, Приколтогорской, Урманской, Толпаровской и других площадях, признаки углеводородов в керне отмечены в большом числе скважин, в частности на Пономаревской, Западно-Крыловской, Крыловской, Чкаловской, Толпаровской, Соболиной, Тунгольской и других площадях [1].

Нижнеюрские отложения, представленные урманской и тогурской свитами, залегают в нижней части осадочного чехла на породах фундамента и на юго-востоке Западной Сибири распространены только в крупных депрессионных зонах — нижнеюрских

суббассейнах седиментации, разделенных крупными выступами фундамента, которые в ранней юре составляли терригенный материал.

В этом регионе изученность территории глубоким бурением крайне неравномерна. Учитывая, что большинство западносибирских месторождений нефти и газа приурочено к антиклинальным ловушкам, осложняющим положительные структуры I порядка, на этих структурах сконцентрировано большинство глубоких скважин. Крупные депрессионные зоны — мегавпадины и мегапрогибы — изучены бурением значительно хуже.

В настоящее время на территории Томской области образования палеозоя вскрыты более чем в 800 скважинах, нижнеюрские отложения — только в 105. При этом большинство скважин пробурено в зонах, где залегающая в верхней части нижнеюрского комплекса тогурская свита перекрывает доюрское основание; базальный нижнеюрский песчаный горизонт Ю₁₇ вскрыт в 22 скважинах. В Усть-Тымской мегавпадине отложения нижней юры охарактеризованы в 15 скважинах, горизонта Ю₁₇ — в 5 скважинах.

Усть-Тымский суббассейн занимает площадь 20575 км², объем нижнеюрских пород составляет 1053 км³, кровля нижнеюрского комплекса залегают на абсолютных глубинах –2830...–3200 м, максимальная мощность нижнеюрских осадков достигает 145 м (рис. 1).

Нефти базальных горизонтов осадочного чехла, как правило, генетически связаны с нефтепроизводящей тогурской свитой, формировавшейся в озерно-болотных условиях, и имеют континентальный генезис [5, 6]. Результаты геохимических исследований позволили специалистам ИНГТ СО РАН сделать вывод о том, что нефть горизонта Ю₁₇ Толпаровской площади генерирована смешанным ОБ. В составе нефти содержится много низкомолекулярных *n*-алканов, что является признаком морского ОБ, и одновременно отмечается повышенное содержание пристана, что характерно для континентального ОБ с окислительными условиями в диагенезе.

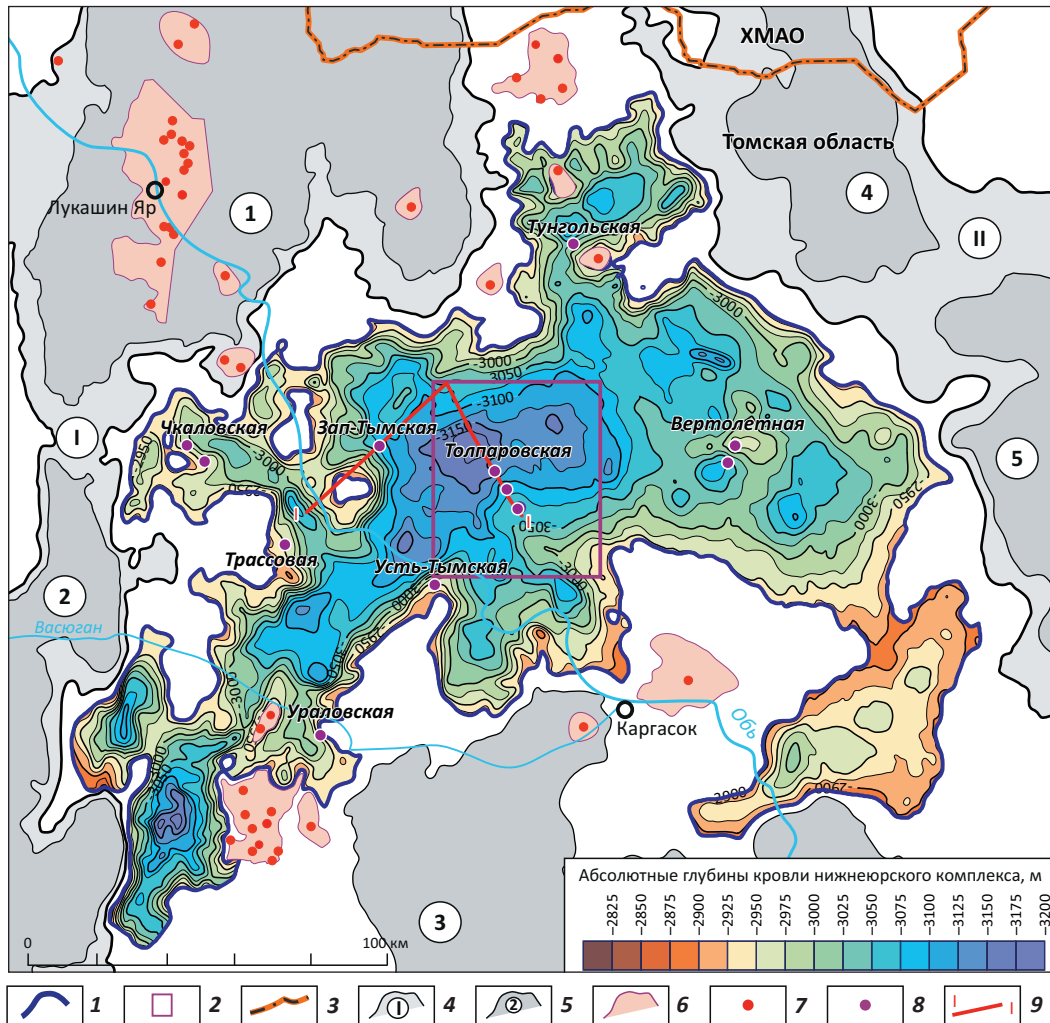
Стратиграфия, условия формирования

На юго-востоке Западной Сибири нижнеюрский комплекс пород представлен урманской и тогурской свитами, датируемыми соответственно геттанг-плинсбахом и ранним тоаром [7, 8].

В составе залегающей в основании комплекса урманской свиты выделено три подсвиты. Нижняя и верхняя подсвиты, состоящие преимущественно из песчаников с прослоями гравелитов, конгломератов и алевролитов, представлены песчаными горизонтами Ю₁₇ и Ю₁₆ (в терминологии тюменских геологов — пласты Ю₁₂ и Ю₁₁).

Разделяющая песчаные горизонты средняя подсвита урманской свиты и залегающая в кровле

Рис. 1. Усть-Тымский нижнеюрский осадочный бассейн
Fig. 1. Lower Jurassic Ust-Tymsky sedimentary basin



Границы (1–3): 1 — административная, 2 — Толпаровской площади, 3 — Усть-Тымского нижнеюрского осадочного бассейна; **положительные структуры (4, 5):** 4 — 0 порядка, 5 — I порядка; 6 — гранитные массивы; **скважины, вскрывшие (7, 8):** 7 — кислые породы фундамента, 8 — породы нижней юры; 9 — профиль по линии I–I.

Структуры 0 порядка: I — Обь-Васюганская гряда, II — Куржинская гряда; **структуры I порядка:** 1 — Александровский свод, 2 — Среднеvasюганский мегасвал, 3 — Парабельский мегавыступ, 4 — Пыл'-Караминский мегасвал, 5 — Пайдугинский мегасвал

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — Tolparovsky area, 3 — Lower Jurassic Ust-Tymsky sedimentary basin; **positive structures (4, 5):** 4 — 0-th order, 5 — I-nd order; 6 — granite massifs; **wells that penetrated (7, 8):** 7 — acidic rocks of the basement, 8 — Lower Jurassic rocks; 9 — section along I-I line.

Structures of 0th order: I — Ob-Vasyugansky ridge, II — Kurzhiinsky ridge; **I-st order structures:** 1 — Aleksandrovsky arch, 2 — Srednevasyugansky mega-swell, 3 — Parabel'sky mega-uplift, 4 — Pyl'-Karaminsky mega-swell, 5 — Paiduginsky mega-swell

комплекса тогурская свита сложены серыми, темно-серыми аргиллитами с многочисленными остатками растительного детрита, прослоями алевролитов, углей и углистых аргиллитов. На юго-востоке Западной Сибири тогурская свита, концентрации органического углерода в которой варьируют от 1,5 до 5,0 %, а содержание битумоидов составляет 0,1–0,7 %, является основной нефтепроизводящей формацией в континентальных отложениях юры [5, 6, 9]. На большей части территории Западно-Сибирского бассейна органическое вещество тогурской свиты

является террагенным и по уровню зрелости (катагенеза) находится в главной зоне нефтеобразования [10]. Определенный вклад в формирование залежей углеводородов в базальных горизонтах осадочного чехла вносят также обогащенные террагенным органическим веществом аргиллиты средней подсвиты урманской свиты.

Толщина тогурской свиты, как правило, составляет 20–25 м, толщина горизонтов Ю₁₆–Ю₁₇ и средней подсвиты урманской свиты в наиболее погруженных частях палеодепресссионных зон достигает 40–50 м.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

На юго-востоке Западной Сибири нижнеюрские отложения формировались в континентальных условиях. Песчаные горизонты накапливались на регрессивных этапах развития преимущественно в озерно-аллювиальных условиях, глинистые пачки — в эпохи тектонического покоя в озерно-болотных обстановках осадконакопления [11].

Базальные горизонты осадочного чехла формировались в условиях расчлененного рельефа за счет разрушения местных источников сноса и, как было отмечено, распространены только в крупных палеодепресссионных зонах, отвечающих в плане современным отрицательным структурам I порядка. В направлении положительных структур I порядка, сформированных над крупными выступами палеозойского фундамента, нижнеюрские горизонты последовательно выклиниваются.

В целом в пределах нижнеюрских осадочных бассейнов площади распространения песчаных горизонтов и глинистых пачек увеличиваются вверх по разрезу — наиболее широко распространена тогурская свита, наименее — песчаный горизонт Ю₁₇.

Наличие в нижнеюрском комплексе переслаивающихся песчаных и глинистых пачек (резервуаров и флюидоупоров) создает благоприятные условия для формирования нефтегазоперспективных объектов — ловушек, а присутствие в разрезе обогащенных органическим углеродом нефтепроизводящих пород тогурской свиты и средней подсвиты урманской свиты служит предпосылкой для образования залежей нефти и газа. Условия формирования отложений нижней юры и их распространение в депрессионных зонах предопределило практическое отсутствие антиклинальных ловушек. Для этого комплекса пород характерны сложнопостроенные литологически и тектонически экранированные нефтегазоперспективные объекты [1].

Нетрадиционное, сложное строение нижнеюрских ловушек требует разработки объектно-ориентированных методических приемов их картирования.

Одна из основных проблем, возникающих при выделении зон и объектов, перспективных для формирования залежей нефти и газа в нижней юре, связана с невысокими фильтрационно-емкостными характеристиками песчаных горизонтов Ю₁₇ и Ю₁₆. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что наиболее перспективными для образования коллекторов в нижнеюрских резервуарах являются русла палеорек и зоны их разгрузки в существовавшие в это время обширные палеоводоемы. Важным фактором, оказывающим существенное влияние на коллекторские свойства песчаных горизонтов, также является состав источников сноса. Наиболее благоприятными для накопления высокородных песчаных пластов являются участки, которые расположены вблизи выступов фундамента, сложенных породами кислого состава —

гранитами и кислыми эффузивами, их разрушение приводило к формированию кварцевых песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами.

Оба эти фактора, а именно русловый и дельтовый генезис песчаных пластов и наличие крупного гранитного выступа фундамента, отмечены на уникальном Талинском нефтяном месторождении [3, 4]. На исследуемой территории по периферии Усть-Тымского нижнеюрского бассейна также развиты массивы пород кислого состава. Наиболее крупный Криволуцкий гранитный батолит расположен в центральной части Александровского свода, породы кислого состава также вскрыты скважинами на Лысогорской, Косальской, Ступенчатой, Линейной и других площадях (см. рис. 1).

Сейсмогеологическая (акустическая) характеристика

На временных сейсмических разрезах юрский мегакомплекс контролируется отражающими горизонтами Ф₂ и Б, приуроченными соответственно к подошве и кровле юры. Формирующийся на баженовской свите с аномально низкими акустическими свойствами отражающий горизонт Б характеризуется высокой амплитудой, динамической выразительностью и устойчивостью и является наиболее надежным сейсмическим репером на территории Западной Сибири.

Для отражающего горизонта Ф₂, напротив, типична нестабильность амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи, поэтому он сложен для картирования.

Внутри юрского мегакомплекса наиболее надежным сейсмическим репером служит отражающий горизонт I^a, приуроченный к кровле верхне-тоар-ааленского комплекса и формирующийся на регионально развитом на юго-востоке Западной Сибири угольном пласте У₁₀ [1].

Нижнеюрский комплекс пород на юго-востоке Западной Сибири отображается на временных сейсмических разрезах по-разному. В западных районах Томской области разрез нижней юры акустически сильно дифференцирован — песчаные горизонты Ю₁₇, Ю₁₆ обладают высокими скоростями распространения продольных сейсмических волн, составляющими 4200–4500 м/с, а глинистые пачки урманской и тогурской свит характеризуются низкими пластовыми скоростями — 3500–3800 м/с.

Перепады акустических жесткостей на границах песчаных и глинистых пачек предопределяют формирование на них энергетически выраженных отраженных волн, в этом случае на временных разрезах четко фиксируются кровля и подошва нижнеюрского комплекса, к которым соответственно приурочены отражающие горизонты I^{tg} и Ф₂. Индикатором развития в базальной части осадочного чехла горизонта Ю₁₇

является появление между этими горизонтами дополнительного отрицательного экстремума — горизонта I^{um} .

Такая ситуация отмечается на западе Томской области в Нюрольской мегавпадине и Колтогорском мегапрогибе, где нижнеюрский комплекс надежно выделяется по рисунку сейсмической записи.

В центральных и восточных районах Томской области и, в частности, в Усть-Тымской мегавпадине ситуация меняется. В западной и восточной частях этой депрессии акустические разрезы отложений нижней юры несколько отличаются (рис. 2).

Тогурская свита. Анализ данных акустического каротажа свидетельствует о том, что на западе Усть-Тымской мегавпадины в скв. Западно-Тымская-1 скорости распространения продольных сейсмических волн в тогурской свите практически не отличаются от пластовых скоростей перекрывающих ее отложений, и в этом случае скачка акустических жесткостей на кровле свиты не происходит. На Толпаровской площади, расположенной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, разрез тогурской свиты делится на две пачки. Верхняя пачка характеризуется аналогичными с перекрывающими породами пластовыми скоростями, которые составляют 3800–3900 м/с; нижняя низкоскоростная пачка содержит значительный объем углистых разностей и имеет скорость около 3450 м/с.

Горизонт Ю₁₆ на Западно-Тымской площади содержит многочисленные пропластки углей и углистых аргиллитов, которые обладают аномально низкими акустическими свойствами. Это приводит к падению скоростей в этой толще пород до 3400 м/с и формированию на подошве тогурской свиты отрицательного коэффициента отражения; перепад скоростей на этой границе составляет около 400–500 м/с.

На Толпаровской площади разрез этого горизонта представлен преимущественно глинисто-алевритистыми разностями и в его составе выделяется 1–3 песчаных пропластка с максимальной суммарной толщиной 3–4 м. В этом районе горизонт характеризуется повышенными скоростями — 3900 м/с; границе между тогурской и урманской свитами соответствует положительный коэффициент отражения, перепад скоростей составляет около 400 м/с.

Средняя подсвита урманской свиты в скв. Западно-Тымская-1 содержит значительное количество углистых и песчаных прослоев, на Толпаровской площади она представлена аргиллитами. Несмотря на различный литологический состав, в обоих случаях эта толща пород характеризуется пониженными относительно горизонта Ю₁₆, пластовыми скоростями, составляющими 3100–3200 м/с, перепад скоростей варьирует от 300 до 500 м/с.

Горизонт Ю₁₇ на Западно-Тымской площади представлен преимущественно песчаниками, скоро-

сти распространения продольных сейсмических волн в которых составляют 3700 м/с; границе между средней и нижней подсвитами урманской свиты отвечает положительный коэффициент отражения, перепад скоростей равен 600 м/с.

В скв. Толпаровская-1 горизонт Ю₁₇ также сложен преимущественно песчаниками, но содержит пропластки низкоскоростных углистых пород. Горизонт в среднем характеризуется относительно повышенными скоростями распространения продольных сейсмических волн — 3500 м/с, однако перепад скоростей на кровле горизонта Ю₁₇ меньше, чем в западной части бассейна (300–400 м/с).

В обеих скважинах нижнеюрский комплекс залегает на высокоскоростных (более 5000 м/с) породах фундамента, к кровле которого приурочен отражающий горизонт Ф₂.

В целом проведенный анализ показал, что нижнеюрский разрез скв. Западно-Тымская-1 дифференцирован больше, чем разрез скв. Толпаровская-1, и это отражается в волновых сейсмических полях.

На рис. 3 приведен композитный временной разрез по профилю I–I, пересекающему Усть-Тымскую мегавпадину и проходящему через скважины Муравская-21, Западно-Тымская-1 и Толпаровские-2, 3, 1.

В западной части профиля, в районе Западно-Тымской площади, на временном разрезе выделяется выклинивающийся в направлении Муравского выступа нижнеюрский сейсмогеологический комплекс, контролируемый горизонтами Ф₂ и I^{sg}, приуроченными соответственно к подошве осадочного чехла и тогурской свите. В зонах увеличенных толщин сейсмокомплекса между этими отражениями выделяется дополнительный горизонт I^{ur}, влияющий на горизонт Ю₁₇. В восточной части профиля, на Толпаровской площади, волновая картина менее выразительна. В этом районе происходит падение амплитуд нижнеюрских отражающих горизонтов I^{sg} и I^{ur} и они менее надежно выделяются на временных сейсмических разрезах.

Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристики нижнеюрских отложений Толпаровской площади

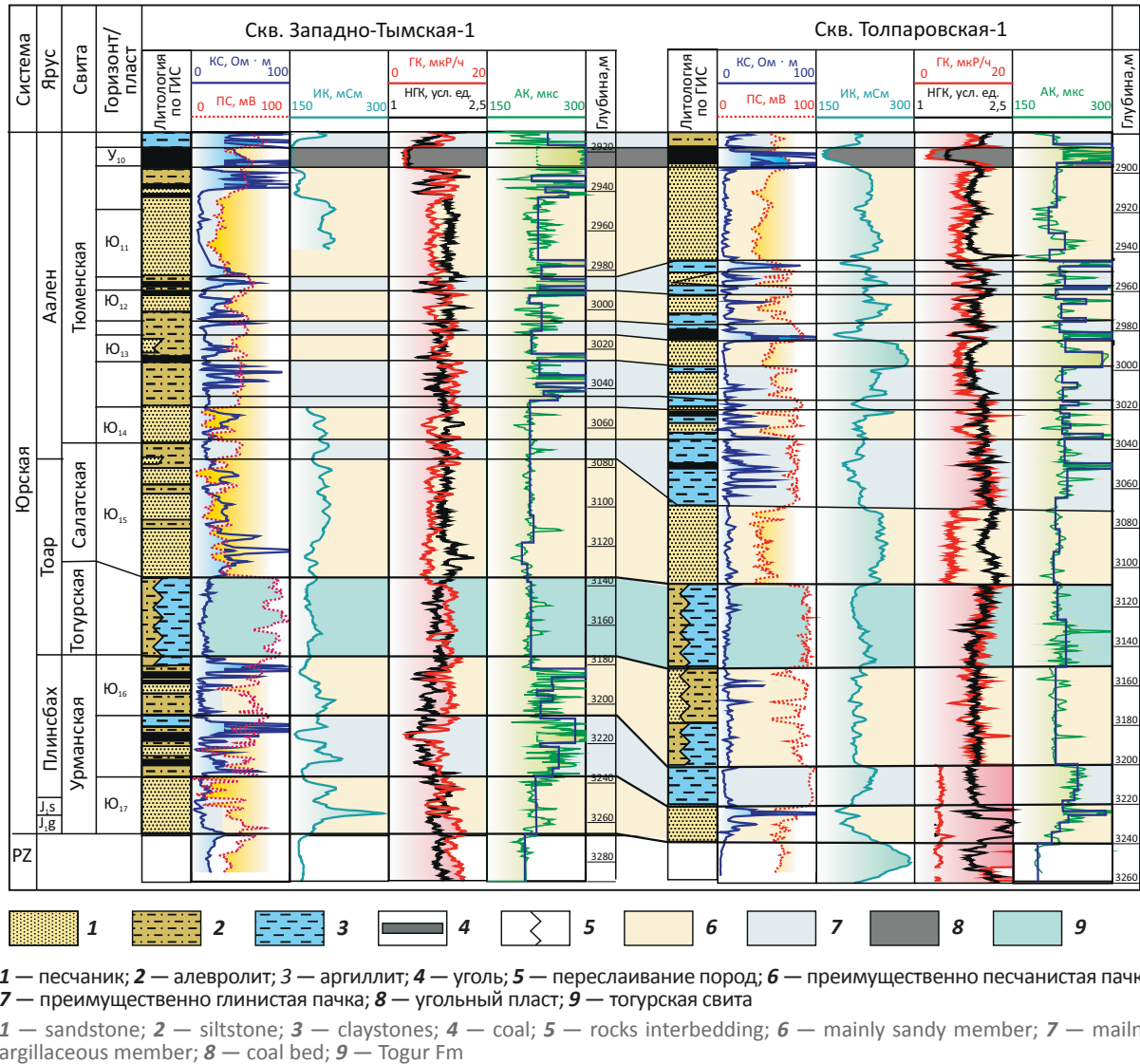
Одна из основных и наиболее сложных задач, которую необходимо решать при выявлении залежей углеводородов в отложениях нижней юры, сводится к разработке сейсмогеологических методических приемов прогнозирования геологического разреза, выделения и детального картирования сложностроенных нефтегазоперспективных объектов — ловушек.

Усть-Тымская мегавпадина покрыта сетью региональных сейсмических профилей, анализ которых позволяет получить общие представления о геологическом строении этого региона. Исключение состав-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Литолого-геофизическая характеристика нижнеюрских (геттанг-нижнетоарских) и верхнетоар-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины

Fig. 2. Lithological and geophysical characteristics of Lower Jurassic (Hettangian - Lower Toarcian) and Upper Aalenian formations of the Ust-Tymsky megadepression



ляет Толпаровская площадь, на которой отработана плотная сеть сейсмических профилей МОГТ-2D и пробурено 4 скважины, в одной из которых из горизонта Ю₁₇ при испытании был получен приток нефти. Именно эта зона в настоящей статье принята эталоном для разработки методических приемов картирования нижнеюрских нефтегазоперспективных объектов, адаптированных к Усть-Тымскому нефтегазосному району.

Рассмотрим подробно строение отложений нижней юры в скважинах Толпаровской площади (рис. 4).

Отложения нижнеюрского комплекса вскрыты всеми скважинами, его толщина изменяется в диапазоне от 72 до 130 м.

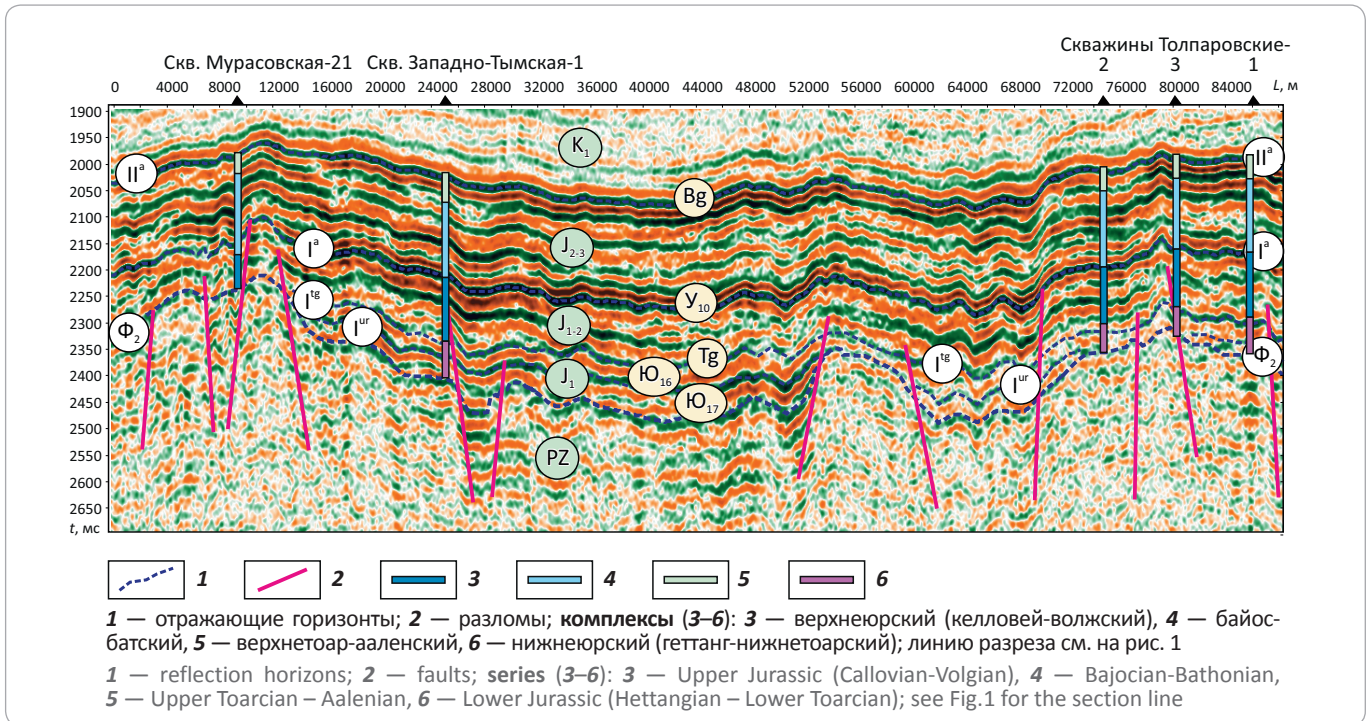
Скважины Толпаровские-2, 3, расположенные в северной части площади, вскрыли тогурскую пачку и

горизонт Ю₁₆, скважины 1 и 4, пробуренные в южной части объекта, — полный разрез отложений нижней юры, включая горизонт Ю₁₇.

Тогурская свита. На Толпаровской площади мощность тогурской свиты изменяется в диапазоне от 27–30 м на севере (в скважинах 2, 3), до 35–40 м — на юге (в скважинах 1, 4). Свита представлена глинисто-алевролитовыми отложениями с маломощными прослоями песчаников и обилием растительного детрита.

Горизонт Ю₁₆. Толщина горизонта Ю₁₆, вскрытого скважинами на Толпаровской площади, составляет 38–48 м. Горизонт характеризуется низкими коллекторскими свойствами — в скв. 3 он практически полностью заглинизирован, в остальных скважинах представлен переслаивающимися песчаниками,

Рис. 3. Фрагмент композитного временного разреза по линии I-I
Fig. 3. Fragment of composite time section along I-I line



алевролитами и аргиллитами, слабовыраженными на кривых ПС. В скв. 2 при анализе керна, отобранного из нижней части горизонта Ю₁₆, отмечались выпоты нефти. При испытании этого объекта в процессе бурения (ИП) притока не получено.

Средняя подсвита урманской свиты на севере Толпаровской площади в разрезах скважин отсутствует, на юге в скважинах 1, 4 толщина пачки составляет соответственно 20 и 14 м. В скв. Толпаровская-1 средняя пачка сложена темно-серыми до черных плотными аргиллитами, в скв. 4 керн из этой части разреза не отбирался, по материалам ГИС в разрезе пачки существенно увеличивается доля песчано-алевритистого материала.

Горизонт Ю₁₇ вскрыт скважинами 1, 4, где имеет толщину соответственно 18 и 8 м. В скв. 1 в разрезе горизонта выделены песчаные пласты Ю₁₇¹ и Ю₁₇², в скв. 4 присутствует только пласт Ю₁₇².

В скв. 1 залегающий в верхней части горизонта пласт Ю₁₇¹ характеризуется относительно большой аномалией αПС и сложен преимущественно средне-крупнозернистыми среднесцементированными песчаниками с запахом нефти. При испытании пласта методом ИП получен приток нефти дебитом 0,5 м³/сут, при испытании в колонне на динамическом уровне 576 · 10⁵ Па дебит нефти составил 2,4 м³/сут. Пласт Ю₁₇² сложен мелко-среднезернистыми крепко- и среднесцементированными песчаниками с признаками нефтеносности. Пласт испытан только методом ИП, притока не получено.

В скв. 4 присутствует только пласт Ю₁₇², сложенный в верхней части крупнозернистыми алевролитами, сменяющимися вниз по разрезу крупнозернистыми песчаниками с зернами кварца и большим количеством растительного детрита. Песчаник крепко сцементирован кварц-каолиновым цементом. В процессе бурения горизонт Ю₁₇ испытан методом ИП совместно с 12-метровой толщиной отложений палеозоя в интервале 3199–3221 м, притока не получено.

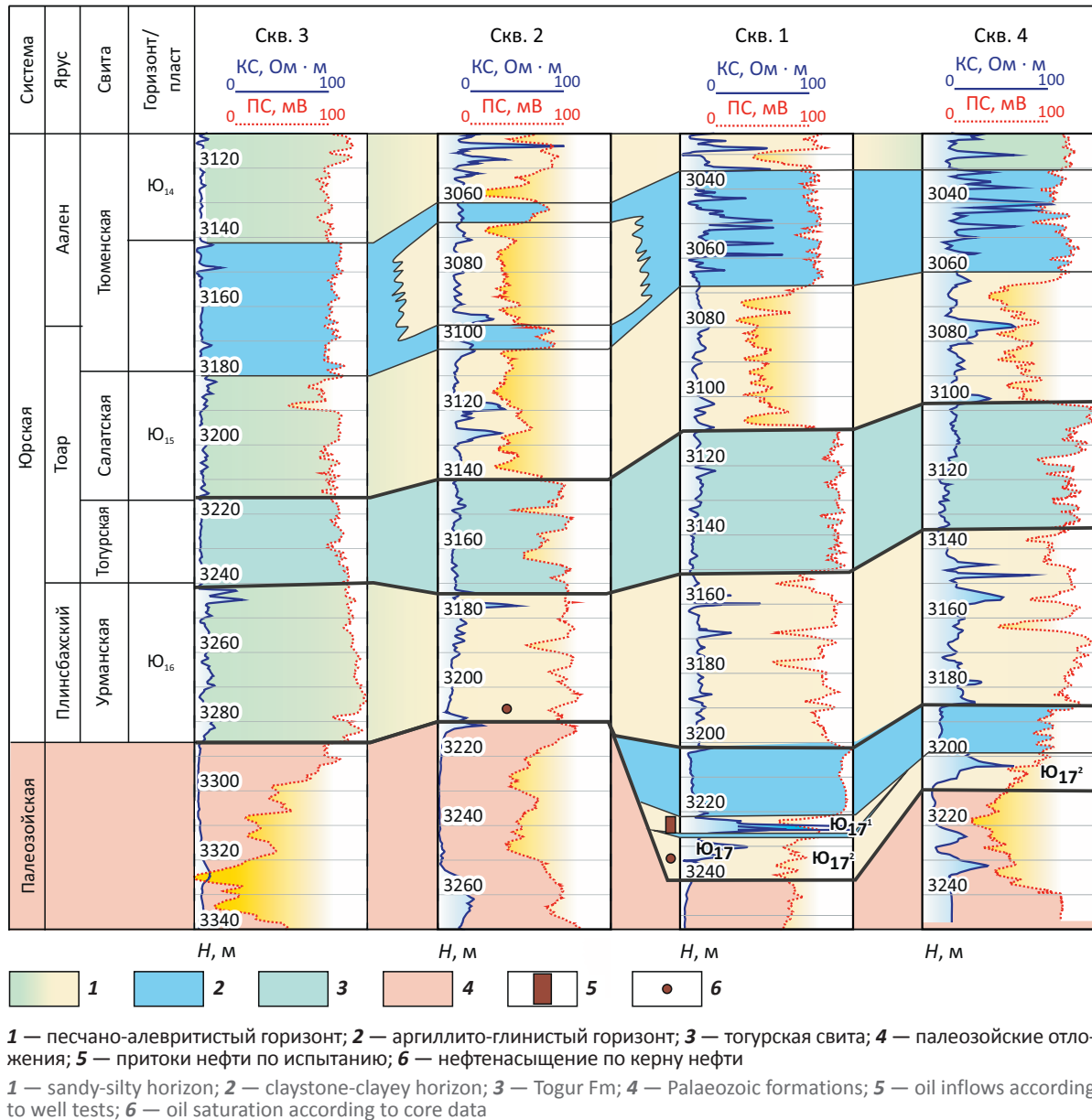
Сейсмогеологическая модель. Как было отмечено, на Толпаровской площади нижнеюрские отражающие горизонты обладают невысоким энергетическим уровнем и не всегда надежно выделяются на временных сейсмических разрезах. Поэтому при моделировании геологического строения нижнеюрских отложений, наряду с классическими сейсмостратиграфическими подходами, включающими анализ волновых полей и корреляцию отражающих горизонтов I^{tg} и I^{ur}, использовался регрессионный анализ данных бурения.

Для определения глубины залегания горизонта Ю₁₆ были проанализированы скважины Усть-Тымского нефтегазоносного района [7] и построены зависимости между абсолютными глубинами залегания горизонта Ю₁₆ и абсолютными отметками подошвы осадочного чехла и угольного пласта Y₁₀, а также зависимость толщины урманской свиты от толщины геттанг-ааленских отложений, залегающих между горизонтами Ф₂ и I^a (рис. 5). По результатам комплексной интерпретации сейсмических материалов

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Корреляционная схема нижнеюрских отложений Толпаровской площади

Fig. 4. Correlation chart of Lower Jurassic formations in the Tolparovsky area



и данных регрессионного анализа были построены результирующая структурная карта по кровле горизонта Ю₁₆ и карта толщин урманской свиты.

Структурная характеристика. Рассмотрим структурную характеристику исследуемой территории (рис. 6 А). Толпаровская площадь расположена на южном борту Усть-Тымской мегавпадины, в зоне ее сочленения с Парабельским мегавыступом.

В структурном плане подошвы тогурской свиты/кровли горизонта Ю₁₆ исследуемая территория регионально погружается в северном направлении, абсолютные глубины залегания этой поверхности изменяются от 3020 м на юге до 3320 м на северо-западе и северо-востоке, перепад отметок составляет 300 м.

В центральной части района находится Толпаровская площадь, на которой выделено два локальных поднятия — Толпаровское и Северо-Толпаровское.

Толпаровская структура, в пределах которой пробурены скважины 1, 4, в рельефе кровли горизонта Ю₁₆ оконтурена на отметке -3100 м, ее площадь составляет 26,8 км² и амплитуда — 35 м. Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении и осложнено 4 куполами. Южный купол структуры, оконтуренный изогипсой -3095 м, имеет амплитуду 20 м; северные купола контролируются изолиниями, проведенными на отметках -3085 м и на абсолютной глубине -3090 м, объединены в единое вытянутое в северо-восточном направлении поднятие.

Рис. 5. Зависимость абсолютных отметок подошвы осадочного чехла (I) и угольного пласта U_{10} (II) от глубины залегания горизонта J_{16} (A) и зависимость толщины геттанг-ааленских отложений от толщин нижнеюрского комплекса (I) и урманской свиты (II) (B) (Западно-Тымская, Толпаровская, Вертолетная площади)

Fig. 5. Diagrams of sedimentary cover bottom's TVDSSs (I) and U_{10} coal bed (II) as a function of J_{16} horizon's depth of occurrence (A) and thickness of Hettangian-Aalenian formations as a function of Lower Jurassic series thickness (I) and Urmansky Fm thickness (II) (West Tymsky, Tolparovsky, Vertoletny areas)

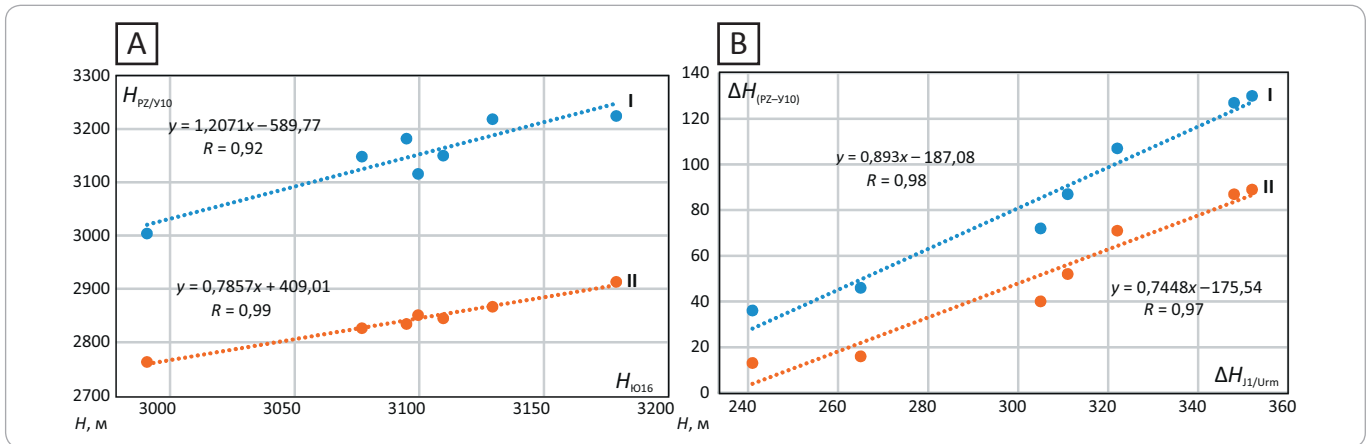
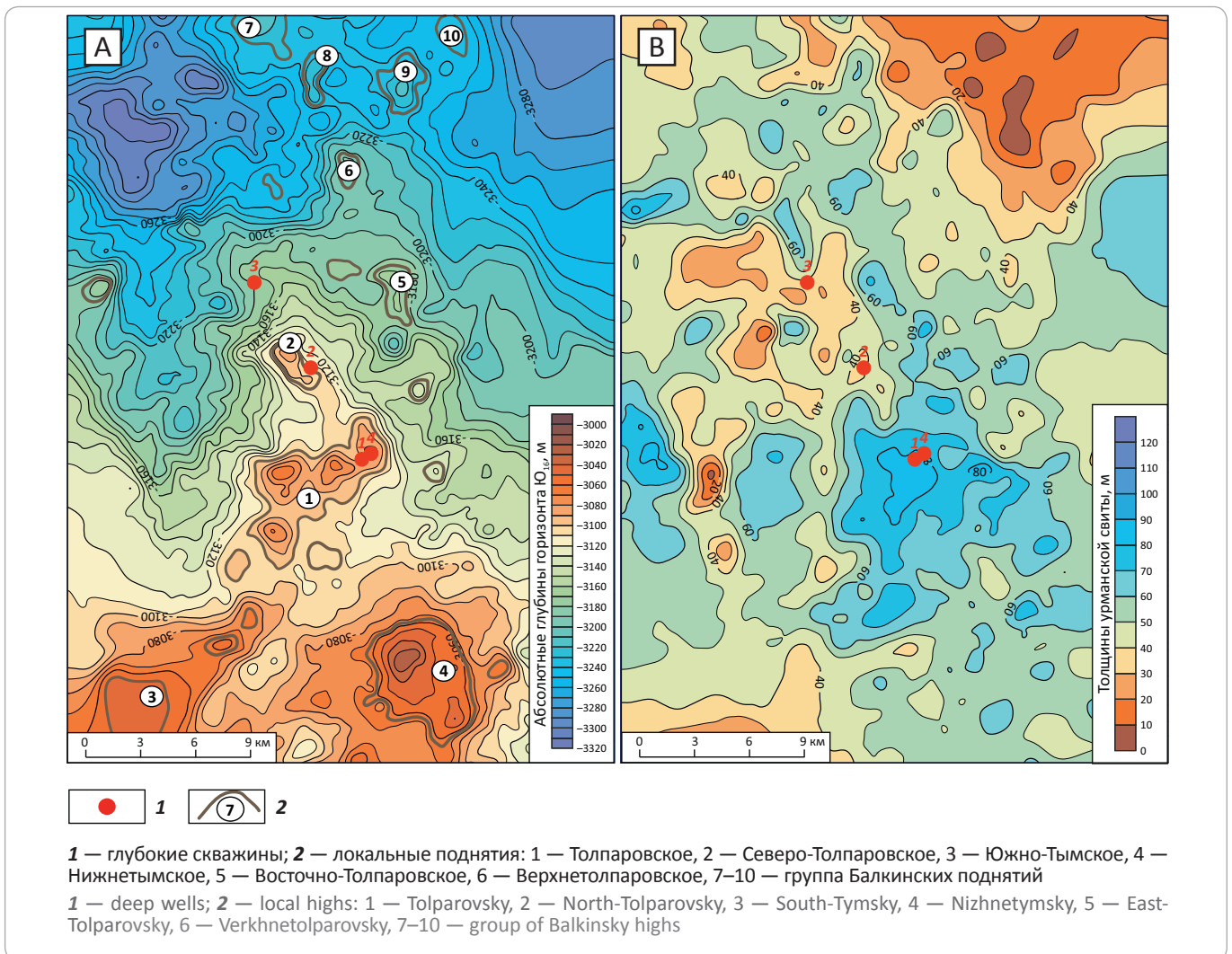


Рис. 6. Структурная карта по кровле горизонта J_{16} (A) и карта толщин урманской свиты (B)

Fig. 6. Structural map over the J_{16} Top (A) and thickness map of the Urmansky Fm (B)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

К северу от этой структуры расположено Северо-Толпаровское поднятие, в пределах которого пробурена скв. 2. Эта структура ориентирована ортогонально Толпаровскому поднятию, имеет линейную форму и вытянута в северо-западном направлении. Площадь Северо-Толпаровского поднятия, оконтуренного на абсолютной глубине 3105 м, составляет 4,4 км², амплитуда — 25 м.

К югу от Толпаровской площади происходит региональное воздымание территории в направлении Парабельского мегавала, к северу — погружение юрских структурных поверхностей в направлении осевой части Усть-Тымской депрессии.

К юго-востоку от Толпаровского поднятия находится контрастная Нижнетымская структура, к юго-западу — Южно-Тымское поднятие. В рельефе кровли урманской свиты структуры имеют изометричную форму, оконтурены соответственно на абсолютных отметках –3065 и –3050 м, имеют площади 27 и 10,5 км², амплитуды поднятий — 40 и 10 м соответственно.

Расположенная к северу от Толпаровской площади моноклираль осложнена серией террас, к которым приурочены Верхнетолпаровское, Восточно-Толпаровское поднятия и серия более мелких куполов. В северной части исследуемой территории, в зоне сочленения двух глубоких впадин, осложняющих центральную часть Усть-Тымской мегавпадины, выделена серия небольших по размерам Балкинских структур — Балкинская, Южно-Балкинская и Восточно-Балкинская. Площади этих поднятий варьируют от 2 до 5 км², амплитуды составляют 5–20 м.

Таким образом, выполненные построения показали, что горизонт Ю₁₆ распространен в пределах всего рассматриваемого района и в рельефе его кровли выделяется серия локальных поднятий, которые с формальных позиций могут рассматриваться в качестве нефтегазоперспективных объектов. В то же время в скважинах Толпаровской площади горизонт характеризуется низкими коллекторскими свойствами и, вероятно, особого интереса в отношении нефтегазонасности не представляет.

Как было отмечено, нижнеюрские отложения развиты, главным образом, в депрессионных зонах и связанные с ними нефтегазоперспективные объекты, как правило, не являются антиклинальными. В то же время на исследуемой территории скважины Толпаровские-1, 4, вскрывшие базальный горизонт Ю₁₇, расположены в пределах купола, осложняющего антиклинальную структуру, а скважины 2 и 3, в которых этот горизонт отсутствует, вскрыли отложения нижней юры в более погруженных зонах.

Анализ истории тектонического развития показал, что в юрское время палеорельеф исследуемой территории принципиально отличался от современного, и в это время Толпаровское поднятие располагалось гипсометрически ниже Северо-Толпаровской площади.

На рис. 7 приведен палеоразрез, выровненный по отражающему горизонту IV (кровля кузнецовской свиты, верхний мел, турон), и современный временной разрез по профилю, пересекающему Толпаровскую площадь в меридиональном направлении и проходящему через скважины 1, 2, 3. Анализ этих материалов свидетельствует о том, что вплоть до конца мелового периода южная часть Толпаровской площади была расположена в палеодепрессионной зоне и только в кайнозое вышла на современный относительно высокий гипсометрический уровень. При этом современное высокое гипсометрическое положение этой структуры связано не с локальными перестройками, а с процессом регионального кайнозойского погружения Западно-Сибирского бассейна относительно юго-восточного обрамления плиты [1].

О принципиальном отличии юрского палеорельефа от современного структурного плана исследуемой территории свидетельствует и распределение толщин нижнеюрских отложений (см. рис. 6 В). В рассматриваемом районе толщина урманской свиты изменяется в диапазоне от 5 до 90 м. При этом наибольшие мощности отложений нижней юры накопились в палеодепрессионной зоне, отвечающей в плане современному Толпаровскому поднятию. К северу и северо-востоку от этой палеовпадины расположены линейные зоны увеличенных толщин нижней юры, которые, вероятно, служили руслами палеорек, поставивших терригенный материал в Толпаровскую палеовпадину. При формировании базального песчаного горизонта Ю₁₇ осадки в эту палеодепрессию также могли сноситься палеоводотоками с близлежащих относительно приподнятых выступов фундамента, расположенных в юго-западной, северо-восточной и западной частях рассматриваемого района.

Сейсмогеологические приемы картирования нефтегазоперспективных объектов, Толпаровская литологическая ловушка в горизонте Ю₁₇

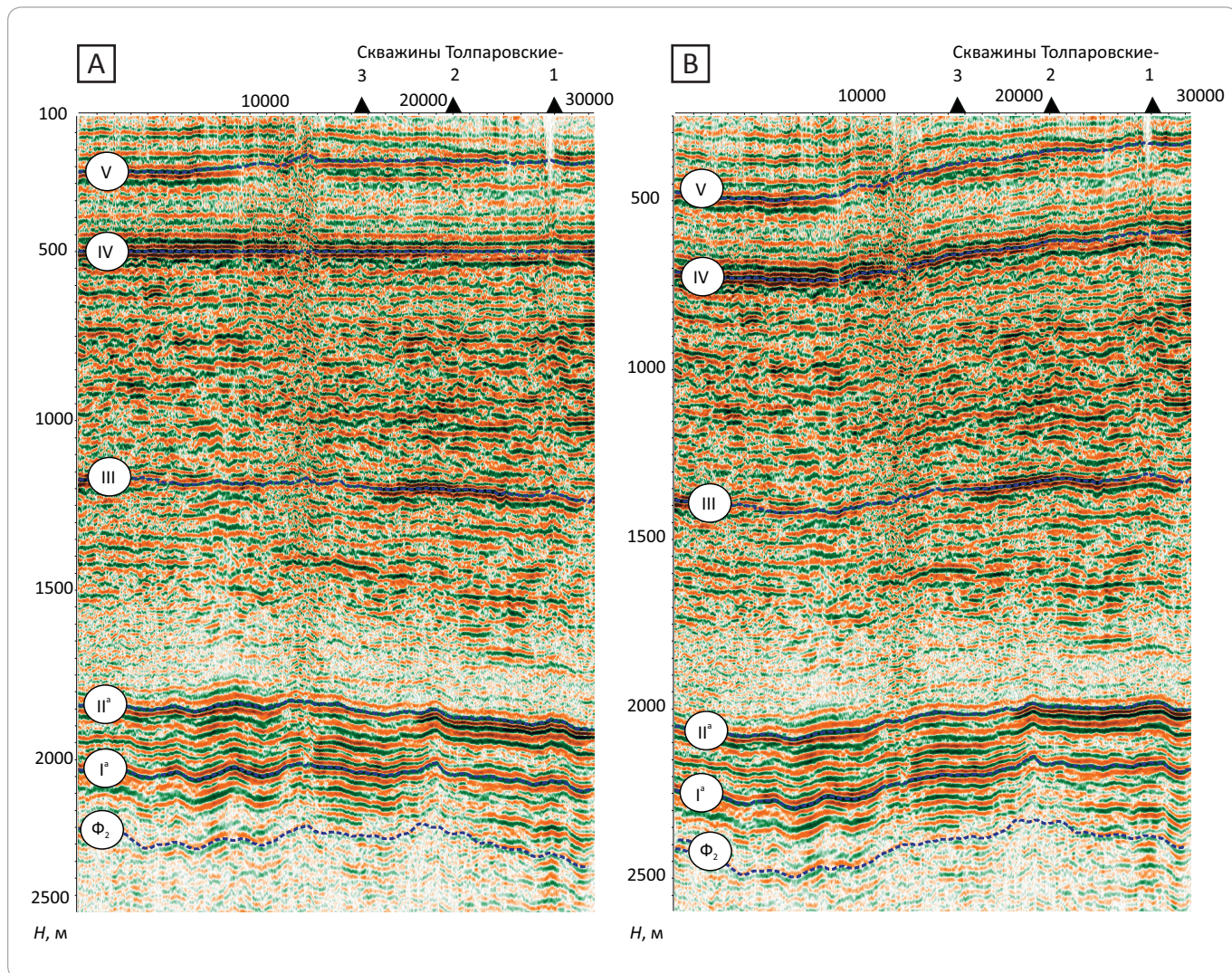
Одна из задач, которая решалась в рамках настоящих исследований, — разработка сейсмогеологических критериев прогноза и выделение Толпаровской литологической ловушки в отложениях горизонта Ю₁₇, из которого в скв. 1 был получен приток нефти. Для решения этой задачи необходимо было оценить зону распространения песчаного горизонта Ю₁₇, построить структурную карту по его кровле и осуществить прогноз его толщины.

В настоящей статье для построения структурной карты и оценки толщины горизонта Ю₁₇ были использованы:

- регрессионный анализ данных глубокого бурения по всем скважинам Томской области, вскрывшим урманскую свиту;
- сейсмофациальный анализ — визуальный анализ волновых полей, картирование горизонта I^{III};

Рис. 7. Палеоразрез, выровненный по отражающему горизонту IV (кузнецовская свита, верхний мел, турон) (А) и современный временной разрез (В) по профилю 86160014 (Толпаровская площадь)

Fig. 7. Paleosection flattened to IV Reflector (Kuznetsovsky Fm, Upper Cretaceous, Turonian) (A) and present-day time section (B) along the 86160014 Line (Tolparovsky area)



– анализ распределения значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a , приуроченными соответственно к угольному пласту Y_{10} и подошве осадочного чехла и контролирующими геттангааленскую толщу пород;

– динамический анализ — анализ амплитудных характеристик сейсмической записи.

Регрессионный анализ. Как отмечено, в Усть-Тымской мегавпадине горизонт Y_{17} вскрыт только в 5 скважинах, чего абсолютно недостаточно для статистики. В настоящей статье для построения регрессионных зависимостей были использованы все скважины Томской области, вскрывшие разрез урманской свиты.

На рис. 8 А приведены зависимости абсолютных глубин залегания кровли горизонта Y_{17} от кровли урманской свиты, на рис. 8 В — зависимость толщины горизонта Y_{17} от толщины урманской свиты; эти зависимости характеризуют устойчивую, надежную

связь между анализируемыми параметрами (коэффициенты корреляции составляют 0,96–0,99). Анализ этих материалов позволяет сделать вывод о том, что на исследуемой территории сохраняются типичные для юго-востока Западной Сибири тенденции формирования горизонта Y_{17} .

Сейсмостратиграфический анализ, анализ значений ΔT , динамический анализ. Для оценки зоны распространения горизонта Y_{17} в качестве определяющего выбран критерий подобия волновой картины в точках скважин, вскрывших разные разрезы нижней юры. На рис. 9 А приведен фрагмент временного разреза по профилю П–П, пересекающему Толпаровскую площадь в меридиональном направлении и проходящему через скважины.

Анализ сейсмической записи в окрестностях скважин Толпаровской площади позволяет отметить следующее (см. рис. 9).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Зависимость абсолютных отметок кровли горизонта Ю₁₇ от кровли урманской свиты (А) и зависимость толщины горизонта Ю₁₇ от толщины урманской свиты (В)

Fig. 8. TVDSSs of J₁₇ Top as a function of the Urmansky Top (A) and J₁₇ thickness as a function of the Urmansky thickness (B)

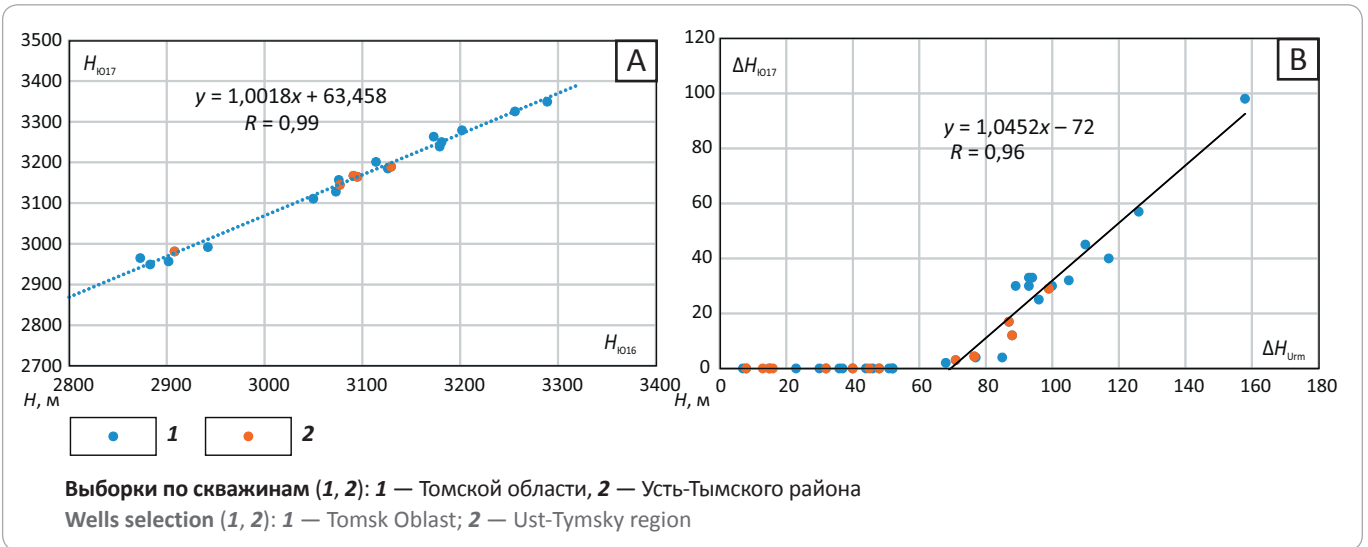


Рис. 9. Временной сейсмический разрез по профилю II-II (А) и характер распределения амплитуд в интервале горизонта Ю₁₇ (В) и значений ΔТ между горизонтами Ф₂ и I^а (С) (Толпаровская площадь)

Fig. 9. Seismic time section along II-II Line (A); amplitude distribution in the J₁₇ interval (B); and ΔT distribution between F₂ and I^a horizons (C) (Tolparovsky area)

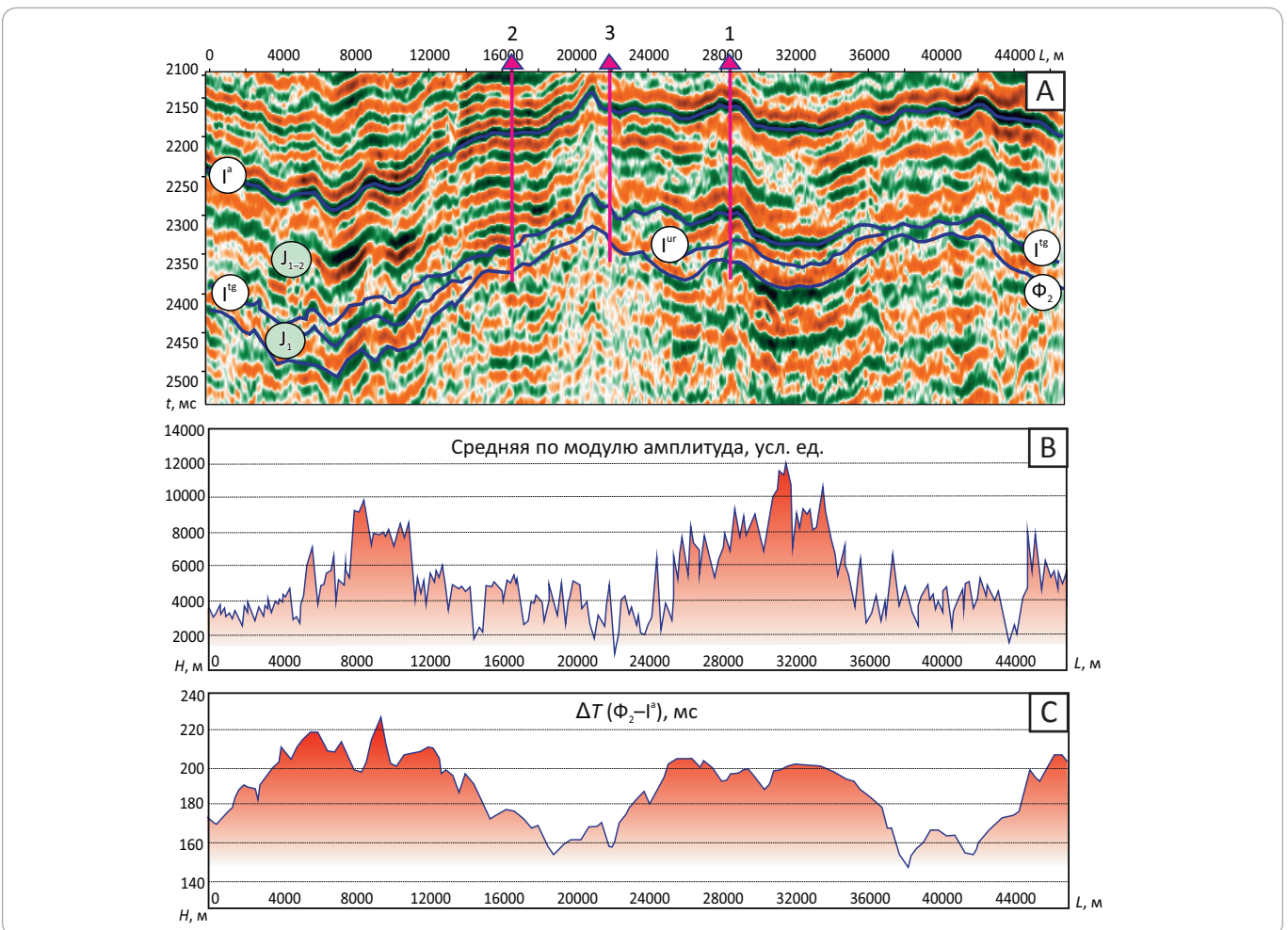
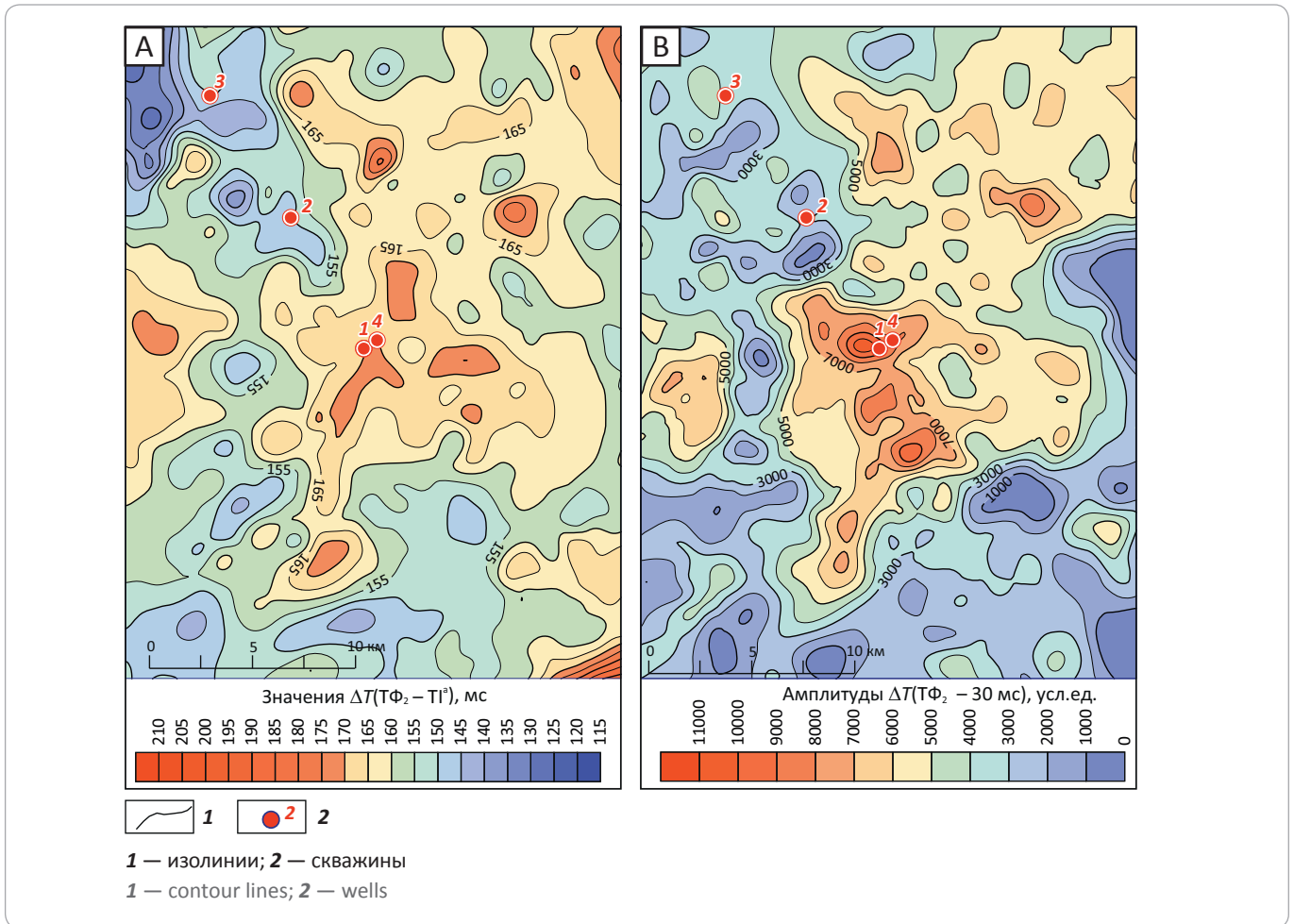


Рис. 10. Карта значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a (A) и карта амплитудных характеристик горизонта Φ_2 (B)
Fig. 10. Map of ΔT values between F_2 and I^a reflectors (A) and map of amplitude behaviour over F_2 Horizon (B)



1. В северной и южной частях профиля между горизонтами Φ_2 и I^{sg} выделяется горизонт I^{tr} , приуроченный к кровле горизонта Ю_{17} . Именно такая волновая картина фиксируется в районе скв. 1, вскрывшей горизонт Ю_{17} ; скважины 2 и 3 пробурены в пределах выступа фундамента, и в этом районе отражающий горизонт I^{tr} отсутствует.

2. На временном разрезе четко фиксируется увеличение значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a и горизонтами Φ_2 и I^{sg} в районе скв. Толпаровская-1 относительно скважин 2 и 3. В районе скв. 1 значения ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a составляют 200 мс, в районе скважин 2 и 3 не превышают 160–170 мс. Это полностью соответствует геологической ситуации — в скв. 1 мощность отложений нижней юры на 35 м больше, чем в скв. 3, и на 40 м больше, чем в скв. 2.

3. Анализ динамических характеристик сейсмической записи свидетельствует о том, что по направлению от скв. 2 к продуктивной скв. 1 амплитудно-энергетические характеристики отражающего горизонта Φ_2 существенно возрастают.

Средние по модулю амплитуды в диапазоне ± 30 мс относительно горизонта Φ_2 в зоне распространения горизонта Ю_{17} составляют около 8000 усл. ед, в зоне отсутствия — 4000 усл. ед.

В рамках проведенных исследований для уточнения зоны распространения горизонта Ю_{17} были построены карта ΔT между горизонтами Φ_2 и I^a и карта динамических характеристик сейсмической записи (рис. 10). Эти параметры физически не связаны, но при этом качественно они одинаково характеризуют зону распространения горизонта Ю_{17} . С учетом данных бурения на карте амплитуд в качестве границы зоны распространения горизонта Ю_{17} была выбрана изолиния 5000 усл. ед., на карте $\Delta T(T_{\Phi_2}$ и $T_{I^a})$ — изолиния 160 мс.

Эти материалы, а также результаты картирования горизонта I^{tr} на временных разрезах и данные статистического анализа послужили основой для построения результирующей структурной карты и карты толщин горизонта Ю_{17} (рис. 11).

Анализ карты толщин позволяет отметить, что на исследуемой территории выделяется вытянутая

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Структурная карта по кровле горизонта Ю₁₇ (А) и карта толщин горизонта Ю₁₇ (В)
Fig. 11. Structural map over J₁₇ Top (A) and map of J₁₇ Horizon thickness (B)

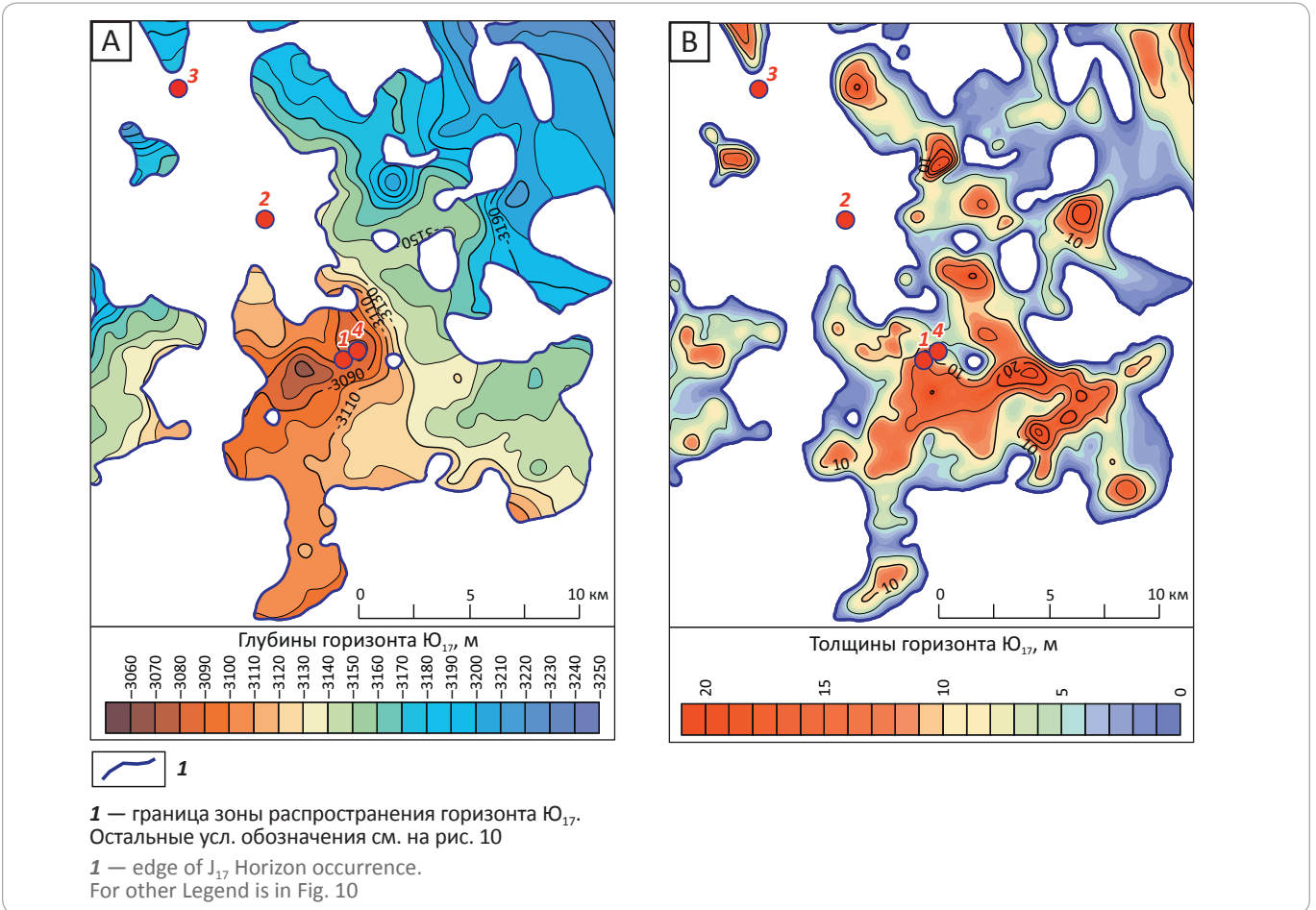
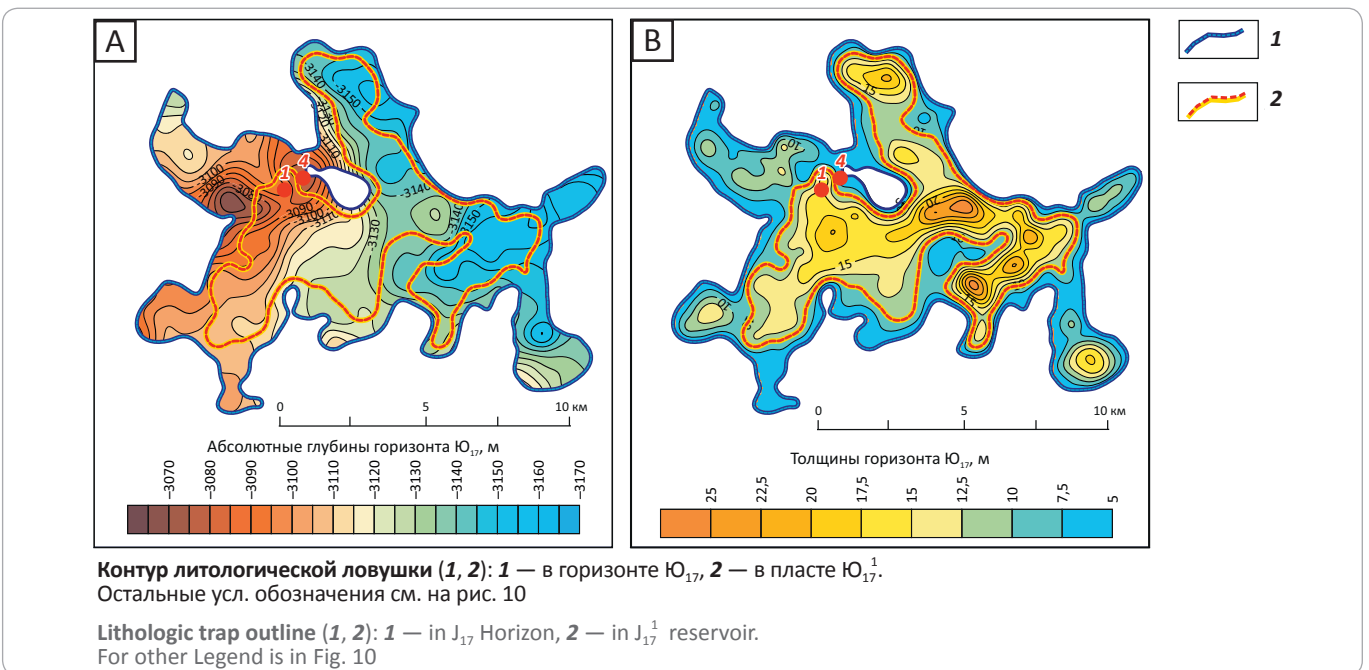


Рис. 12. Толпаровская литологическая ловушка (структурная карта по кровле горизонта Ю₁₇ (А), карта толщин горизонта Ю₁₇ (В))
Fig. 12. Tolparovsky lithologic trap (structural map over J₁₇ Top (A); map of J₁₇ Horizon thickness (B))



в северо-восточном направлении зона распространения горизонта Ю₁₇. В ее южной части расположена Толпаровская палеодепрессия, в пределах которой толщина горизонта Ю₁₇ достигает 22 м. Площадь зоны распространения горизонта Ю₁₇ составляет 162 км², абсолютные глубины залегания кровли горизонта находятся в диапазоне 3065–3240 м.

Ловушка. Как было отмечено, продуктивный пласт Ю₁₇¹, из которого получен приток нефти, присутствует только в скв. 1, где толщина горизонта Ю₁₇ составляет 18 м, в скв. 4, в которой толщина горизонта Ю₁₇ на 10 м меньше и равна 8 м, пласт Ю₁₇¹ отсутствует. В настоящей статье в качестве граничного значения для зоны распространения пласта Ю₁₇¹ была выбрана изопахита горизонта Ю₁₇, проведенная на уровне 10 м (рис. 12). Площадь Толпаровской ловушки по пласту Ю₁₇¹ составляет 25,9 км².

Пласт Ю₁₇² в керне нефтенасыщен и в колонне не испытывался. Учитывая невысокие коллекторские свойства базальных песчаников, вполне вероятно, что при испытании в колонне и при интенсификации притока продуктивной может оказаться вся Толпаровская ловушка. В этом случае площадь объекта, ограниченного изогипсой 5 м, увеличится более, чем в 2 раза и достигнет 57 км², глубина залегания продуктивного пласта в пределах ловушки составляет 3065–3165 м.

Заключение

В настоящее время воспроизводство минерально-сырьевой базы Западной Сибири в значительной

мере зависит от открытия новых залежей нефти и газа в нетрадиционных слабоизученных осадочных комплексах и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектах.

Настоящая статья посвящена анализу геологического строения нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири, сейсмогеологическим подходам прогнозирования зон распространения и толщин нижнеюрских песчаных горизонтов в Усть-Тымской мегавпадине, расположенной в центральной части Томской области. В качестве локального объекта исследований выбрана Толпаровская площадь, на которой из базального песчаного горизонта, залегающего в основании осадочного чехла, был получен приток нефти.

Комплексная интерпретация сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения с использованием сейсмостратиграфического, палеоструктурного, динамического и регрессионного анализов позволила разработать методические приемы прогнозирования, смоделировать геологическое строение нижнеюрских отложений и закартировать Толпаровскую литологическую ловушку в отложениях горизонта Ю₁₇ и в пласте Ю₁₇¹. Разработанные методические приемы и подходы при условии адаптации к конкретным разрезам, вероятно, могут быть эффективно использованы при выявлении и детальном картировании нижнеюрских нефтегазоперспективных объектов и в других регионах Западной Сибири.

Литература

1. *Контарович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
2. *Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И. и др.* Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
3. *Кародин Ю.Н.* О связи нефтегазоносности с палеореками на примере Краснотенинского района Западной Сибири // Доклады АН СССР. – 1966. – Т. 170. – № 4. – С. 908–911.
4. *Контарович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А. и др.* Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтепродукции в континентальных отложениях нижней юры // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. – № 6. – С. 5–28.
5. *Контарович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С.* Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири : – Труды СНИИГГиМС. – 1964. – Вып. 32. – С. 27–39.
6. *Контарович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др.* Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ., Новосибирск, 12–14 октября 1999 г. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 1999. – С. 10–12.
7. *Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др.* Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2000. – 480 с.
8. *Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г.* – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
9. *Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.* Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/1/13_2014.pdf. (дата обращения 15.01.2018).
10. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2011. – 331 с.
11. *Контарович А.Э., Контарович В.А., Рыжкова С.В. и др.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

References

1. *Kontorovich V.A.* South-eastern areas of Western Siberia: tectonics and hydrocarbon potential of Mesozoic-Cenozoic deposits. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN. 2002. 253 p.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

2. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province. In: V.S. Sukhorukov, ed. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
3. Karogodin Yu.N. On the relation of oil and gas potential and paleo-rivers by the example of Krasnoleninsky region (Western Siberia). *Doklady AN SSSR*. 1966;170(4):908–911.
4. Kontorovich A.E., Andrushevich V.E., Afanas'ev S.A. et al. Geology and formation conditions of the giant Talinsky zone of gas and oil accumulation in Lower Jurassic continental series. *Geologiya i geofizika*. 1995;36(6):5–28.
5. Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. Oil in basal horizons of sedimentary cover: West Siberian Plate. *Geologiya neftegazonosnykh raionov Sibiri. Trudy SNIIGGiMS*. Issue 32. 1964. pp. 27–39.
6. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. Source rock formations of Western Siberia: old and new perception of the problem. *Organicheskaya geokhimiya nefteprodukovyashchikh porod Zapadnoi Sibiri: Tez. dokl. nauch. soveshch.*, Novosibirsk, 12–14 October, 1999. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN. pp. 10–12.
7. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Deviatov V.P. et al. Stratigraphy of Siberian oil and gas bearing basins. The Jurassic system. Novosibirsk: SO RAN, Geo branch; 2000. 480 p.
8. Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p.
9. Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Geochemistry of organic matter and oil-generation potential of the Lower Jurassic Togur formation (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf. (accessed 15.01.2018).
10. Fomin A.N. Organic matter catagenesis and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian basin. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2011. 331 p.
11. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):780–791.