

УДК 551.762.1

DOI 10.31087/0016-7894-2019-6-47-56

Секвенс-стратиграфическая модель нижнекотухтинской подсвиты Северо-Варьеганского месторождения и ее практические приложения

© 2019 г. | А.Н. Фищенко, П.А. Горбунов, А.И. Кудаманов, М.В. Лебедев, Р.С. Мельников, О.А. Соколовская, Р.Б. Яневиц

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; anfishenko@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; r_melnikov@rosneft.ru; oasokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; rbyanevits@tnnc.rosneft.ru

Поступила 10.09.2019 г.

Принята к печати 03.10.2019 г.

Ключевые слова: *секвенс-стратиграфия; секвенс; системный тракт; фациальное несогласие; нижнекотухтинская подсвита; Северо-Варьеганское месторождение.*

В центральных и северных районах Западно-Сибирской плиты основные месторождения, связанные с верхнеюрско-неокомской нефтегазовой системой, уже открыты. Соответственно, перспективы дальнейшего наращивания ресурсной базы ассоциируются с нижнеюрскими отложениями и верхней частью доюрского комплекса. Однако нефтегазоперспективные объекты в указанных отложениях имеют крайне сложное геологическое строение: для их поиска, разведки и разработки необходимо применение комплексного подхода с использованием концептуальных геологических моделей объектов. Настоящая статья посвящена концептуальному моделированию базальных горизонтов нижней юры Северо-Варьеганского месторождения. Основным методом исследования было секвенс-стратиграфическое моделирование осадочных бассейнов, которое можно рассматривать как одну из возможных реализаций геосистемного подхода к исследованию осадочных бассейнов. В основу моделирования положена концепция осадочного секвенса в версии «Depositional sequence IV». Он включает в себя следующие системные тракты: LST, TST, HST, FSST. На основании комплексного анализа базовых руководств по секвенс-стратиграфии, ключевых работ по палеогеографии нижней юры Западной Сибири и результатов литолого-фациального анализа, полученных авторами статьи, для указанных системных трактов были предложены фациальные модели, адаптированные к объекту исследования. В результате моделирования нижнекотухтинская подсвита была описана как вертикальная последовательность трех секвенсов: ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻², ЮВ₁₁⁰⁻¹, имеющих закономерную внутреннюю структуру. Первым практическим приложением построенной модели стал концептуальный прогноз новых зон нефтегазонакопления на севере Варьеганского мегавала, связанных с покровами грубозернистых песчаников нижних системных трактов LST секвенсов ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻², и структурно-литологических ловушек, связанных с крупными поясами меандрирования в HST секвенса ЮВ₁₁⁰⁻¹. Вторым — локальный прогноз аллювиальных резервуаров в HST секвенсов ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻² в пределах сейсмического куба на Северо-Варьеганском месторождении.

Для цитирования: Фищенко А.Н., Горбунов П.А., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Мельников Р.С., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Секвенс-стратиграфическая модель нижнекотухтинской подсвиты Северо-Варьеганского месторождения и ее практические приложения // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 47–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-47-56.

Sequence-stratigraphic model and its practical applications: Lower Kotukhtinsky member, North Varyogansky field

© 2019 | A.N. Fishchenko, P.A. Gorbunov, A.I. Kudamanov, M.V. Lebedev, R.S. Mel'nikov, O.A. Sokolovskaya, R.B. Yanevits

LLC TNNC, Tyumen', Russia; anfishenko@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; r_melnikov@rosneft.ru; oasokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; rbyanevits@tnnc.rosneft.ru

Received 10.09.2019

Accepted for publication 03.10.2019

Key words: *sequence-stratigraphy; sequence; system tract; facial unconformity; Lower Kotukhtinsky member; North Varyogansky field.*

The major fields associated with the Upper Jurassic – Neocomian petroleum system in the central and northern parts of West Siberian Plate are already discovered. Therefore, the future trends of resource base buildup are identified with the Lower Jurassic and upper part of Pre-Jurassic series. However, very complicated geological structure is typical of oil and gas promising objects in the mentioned formations; their exploration, prospecting and development require an integrated approach with the use of conceptual geological models of the objects. This paper is devoted to the conceptual modelling of Lower Jurassic basal horizons in the North Varyogansky field. Sequence-stratigraphic modelling of sedimentary basins was the main method of studies, which can be considered as one of the possible implementations of geosystem approach to investigations in these environments. The sedimentary sequence concept in the “Depositional sequence IV” version made the basis of the modelling. This sequence includes the following system tracts: Lowstand Systems Tracts (LST), Transgressive Systems Tracts (TST), Highstand Systems Tracts (HST), and Falling Stage Systems Tracts (FSST). Based on the integrated analysis of the fundamental sequence stratigraphy guidelines, key works on paleogeography of Lower Jurassic in Western Siberia, and results of lithofacies analysis obtained by the authors, they sug-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

gested facies models adapted to the exploration target. The modelling results allowed describing the Lower Kotukhtinsky member as vertical series of three following sequences: JV_{11} , JV_{11}^{0-2} , JV_{11}^{0-1} , having a logical internal structure. The first practical application of the model created was the conceptual prediction of new oil and gas accumulation zones in the north of the Varyogansky mega-swell. These zones are associated with the coarse-grained sand sheets of Lowstand Systems Tracts of JV_{11} , JV_{11}^{0-2} sequences and combination traps associated with the large meander belts in Highstand Systems Tracts of JV_{11}^{0-1} sequence. The second application is local prediction of alluvial reservoirs in Highstand Systems Tracts of JV_{11} , JV_{11}^{0-2} sequences within the seismic cube in the North Varyogansky field.

For citation: Fishchenko A.N., Gorbunov P.A., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Mel'nikov R.S., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Sequence-stratigraphic model and its practical applications: Lower Kotukhtinsky member, North Varyogansky field. Geologiya nef'ti i gaza. 2019;(6):47–56. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-47-56.

В центральных и северных районах Западно-Сибирской плиты основные месторождения, связанные с верхнеюрско-неокомской нефтегазовой системой, уже открыты. Соответственно, перспективы дальнейшего наращивания ресурсной базы ассоциируются с нижнеюрскими отложениями и верхней частью доюрского комплекса, обладающими высоким прогнозным потенциалом (Конторович А.Э. и др., 1994; Сурков В.С. и др., 2001; Брехунцов А.М. и др., 2001; Лопатин Н.В. и др., 2002). Однако нефтегазоперспективные объекты в указанных отложениях имеют крайне сложное геологическое строение: для их поиска, разведки и разработки необходимо применение современной 3D-сейсморазведки, позволяющей, наряду с детальным картированием структурных особенностей резервуаров, изучать их внутреннее строение путем анализа динамических особенностей волнового поля. Вместе с тем известно, что обратные динамические задачи сейсморазведки имеют неединственное решение, поэтому для корректной интерпретации сейсмических данных необходимо использование концептуальных геологических моделей объектов. Об этом не раз было написано в многочисленных работах ведущих исследователей отрасли [1–3].

В предшествующих работах авторов, посвященных нефтегазовой геологии верхней части палеозоя, отмечалось, что объектом, подходящим для концептуального моделирования нефтегазоносного горизонта зоны контакта Западной Сибири, является Северо-Варьганское месторождение, расположенное в северной части Варьганского мегавала (Фищенко А.Н. и др., 2017, 2018; Кудаманов А.И. и др., 2017). В его пределах рассматриваемые отложения продуктивны, пробурены скважины с представительным отбором керна и расширенным комплексом геофизических исследований (ГИС), выполнена современная сейсмическая съемка 3D.

Настоящая статья посвящена концептуальному моделированию базальных горизонтов нижней юры Северо-Варьганского месторождения: продуктивного пласта ЮВ₁₁ и тогурской пачки, содержащей на месторождении пласты продуктивных песчаников.

Основной метод исследования — секвенс-стратиграфическое моделирование. В результате проведенных работ была построена концептуальная

секвенс-стратиграфическая модель объекта. На ее основе:

- выполнен локальный прогноз нижнеюрских резервуаров на Северо-Варьганском месторождении;

- сформулированы возможные направления поисковых работ на нижнеюрский комплекс северной части Варьганского мегавала.

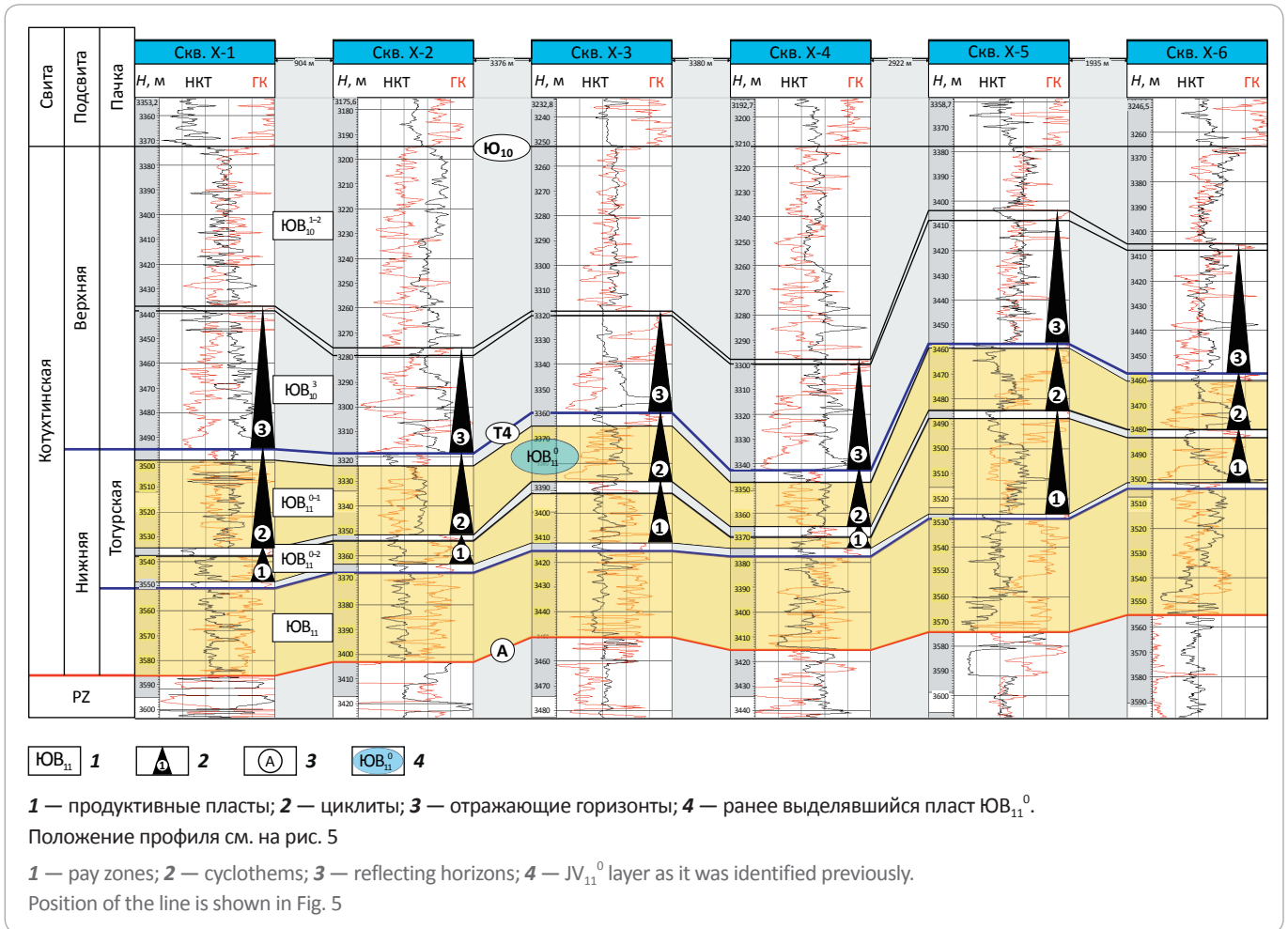
Результаты детальной стратификации отложений

Ранее в ходе исследований объекта были выделены пласт Ю₁₁ и тогурская пачка (Хафизов Ф.З. и др., 2003). При таком варианте корреляции тогурская пачка в некоторых разрезах на западе площади имеет трехчленное строение: в средней части залегает песчаный пласт. При испытании одной из скважин в этом пласте были установлены нефтепроявления. Впоследствии он был индексируется как ЮВ₁₁⁰ (Насонова Н.В. и др., 2005). Анализ указанных материалов показывает, что сопоставление западных и восточных разрезов объекта не до конца однозначно.

Новые данные по строению отложений нижней юры получены в результате бурения скв. X-5, которая вскрыла хорошо дифференцированный разрез нижней части котухтинской свиты (рис. 1). В составе тогурской пачки и нижней части горизонта ЮВ₁₀ выделено три циклита, включающих три продуктивных пласта. Сопоставление относительно хорошо расчлененных разрезов скважин X-1, X-2, X-3, X-4 западной части площади и разрезов скважин X-5, X-6 восточной части показывает (см. рис. 1), что кровля тогурской пачки в западных разрезах соответствует кровле циклита 2 в восточных разрезах. Следовательно, ранее выделенный продуктивный пласт ЮВ₁₁⁰ западного типа разрезов сопоставляется с песчаным пластом циклита 2 восточных разрезов. Соответственно, его можно индексировать как ЮВ₁₁⁰⁻¹. Тогда пласт циклита 1, заглинизированный в западных разрезах, можно индексировать как ЮВ₁₁⁰⁻².

Кроме того, корреляция разрезов показала, что мощность циклита 1 резко меняется по площади — в зоне повышенных мощностей его кровля образует положительную аккумулятивную форму, что характерно для аллювиальных отложений меандрирующего типа [4, рис. 19].

Рис. 1. Корреляция отложений нижней части котухтинской свиты
 Fig. 1. Correlation of the deposits in the lower part of the Kotukhtinsky Formation



Результаты литолого-фациального анализа

Изучению палеогеографических особенностей раннеюрского осадконакопления в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне посвящены работы многих ведущих представителей тюменской и новосибирской геологических школ [5–8]. Анализ опубликованных данных позволяет сформулировать следующие выводы.

1. По результатам исследований тюменских геологов и сотрудников ИНГТ СО РАН продуктивный горизонт ЮВ₁₁ накапливался преимущественно в субконтинентальных обстановках прибрежной аккумулятивной равнины. По данным геологов СНИИГ-ГиМС, в его составе присутствуют также и мелководно-морские отложения.

2. По интерпретации А.Р. Курчикова с соавторами, тогурская пачка в районе исследований формировалась в обстановках прибрежной аккумулятивной равнины на границе с областью морского мелководья. Аналогичная интерпретация приведена и в работе А.Э. Конторовича с соавторами: прибрежная равнина, временами заливаемая морем. По интер-

претации специалистов СНИИГГиМС, в это время в районе исследования преобладали морские и мелководно-морские обстановки.

Изложенные региональные результаты стали основой фациальной интерпретации литологических данных, полученных специалистами ЦИК ООО «ТННЦ» Н.Л. Алексеевой, Д.В. Гребенюк, Н.П. Девятка, Т.М. Карих, Е.В. Мартынюк, А.В. Храмовой по новым скважинам. Авторами статьи было выделено девять фаций, относящихся к субконтинентальной, прибрежно-морской и морской областям седиментации (таблица). Выделенные обломочные фации в целом характеризуются невысокими коллекторскими свойствами — проницаемость, как правило, составляет менее 0,005 мкм². Следует особо отметить, что имеющиеся данные изучения ядра пока не позволяют дать подробные литологическую и петрофизическую характеристики аллювия меандрирующих русел, для этого необходимо дополнительное бурение с представительным отбором ядра. Эти отложения выделены по комплексу ГИС.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Таблица. Краткая характеристика фаций
Table. Brief characteristics of facies

Фация	Характеристика
Субконтинентальные отложения	
Фация алевритоглинистых отложений прибрежных озер, болот	Аргиллиты серые, темно-серые, коричневатые-серые в различной степени алевритовые, иногда углистые, с тонкими слоями более светлого алевролита. Слоистость неясная, субгоризонтальная, иногда нарушена биотурбацией, ризоидами. Типичны прослойки каменного угля
Фация глинисто-алевролитовых отложений прибрежных частей озер, поймы	Тонкое, грубое чередование серых, коричневатых-серых алевритовых аргиллитов и более светлых глинистых алевролитов. Слоистость неясная, волнисто-линзовидная, линзовидно-волнистая, иногда нарушена биотурбацией, ризоидами. Как правило, залегает совместно с преимущественно глинистыми континентальными отложениями
Фация гравелитопесчаников аллювия ветвящихся русел	Средне-крупнозернистые, крупно-среднезернистые гравелитовые песчаники с крупной косой, иногда неясной слоистостью, часто с интракластами глинистых пород с различной степенью окатанности, с крупными фрагментами растительного детрита, с очень низким содержанием мелкоалевролитовой и глинистой фракций
Фация песчаников аллювия ветвящихся русел	Крупно-среднезернистые, средне-крупнозернистые, иногда гравелитистые песчаники с крупной косой и неясной слоистостью, часто с интракластами глинистых пород, с крупными фрагментами растительного детрита, с более высоким содержанием мелкоалевролитовой и глинистой фракций
Фация гравелитов и конгломератов базальных частей секвенсов и трансгрессивных системных трактов	Несортированные неяснослоистые гравелиты и конгломераты: обломки пород различной размерности в алевритопесчаном матриксе
Прибрежно-морские и морские отложения	
Фация алевритоглинистых отложений открытого бассейна	Аргиллиты серые, темно-серые в различной степени алевритовые, часто с тонкими слоями светло-серого алевролита с градационной сортировкой. Слоистость субгоризонтальная, волнисто-линзовидная, линзовидно-волнистая, иногда нарушена биотурбацией. Отмечена конволютная текстура. По данным специалистов ФГБУ «ВНИГРИ» (2018) в описываемой фации выявлены единичные фораминиферы
Фация глинисто-алевролитовых отложений переходной зоны, прибрежного мелководья	Тонкое, грубое чередование серых алевритовых аргиллитов и более светлых глинистых алевролитов часто с градационной сортировкой зерен. Слоистость волнисто-линзовидная, линзовидно-волнистая. В алевритовых слоях мелкая косая слоистость. Иногда присутствуют следы биотурбации и оползания. Данная фация, как правило, залегает совместно с преимущественно глинистыми морскими отложениями
Фация алевритопесчаных отложений прибрежного мелководья	Мелкозернистые, тонко-мелкозернистые, тонкозернистые песчаники и алевролиты с высоким содержанием мелкоалевролитовой и глинистой фракций, с неясной, иногда волнисто-флазерной слоистостью, изредка с интракластами глинистых пород. Указанные признаки, а также совместное залегание с морскими глинисто-алевролитовыми отложениями позволяют интерпретировать данную ассоциацию как фацию алевритопесчаных отложений прибрежного мелководья (включая мелкие дельтовые образования и конусы выноса приливо-отливных протоков)
Фация песчаных отложений приливо-отливных равнин	Мелко- и крупно-среднезернистые песчаники с относительно повышенным содержанием мелкоалевролитовой и глинистой фракций с крупной косой, волнисто-флазерной, иногда неясной слоистостью, часто с интракластами вмещающих пород, с характерными сдвоенными слоями тонкозернистого материала

Результаты секвенс-стратиграфического моделирования

Секвенс-стратиграфический метод является одним из вариантов геосистемного подхода к изучению осадочных бассейнов. Его эффективность доказана при исследовании объектов различного возраста и генезиса во многих осадочных бассейнах мира [9].

Основой настоящего моделирования является понятие «осадочный секвенс» в версии «Depositional

sequence IV», который представляет собой закономерную последовательность системных трактов (снизу вверх) [10, рис. 2]:

- нижний системный тракт LST;
- трансгрессивный системный тракт TST;
- верхний системный тракт HST;
- системный тракт стадии падения уровня моря FSST.

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Совместный анализ основополагающих руководств по секвенс-стратиграфии, упомянутых выше результатов регионального изучения нижнеюрских отложений и собственных исследований авторов статьи позволил сформулировать следующие представления о внутренней структуре системных трактов, сформированных в относительно мелководно-морском раннеюрском бассейне седиментации.

Нижний системный тракт LST является базальным членом секвенса, в проксимальной части бассейна перекрывает поверхность несогласия, а в дистальной части — соответствующую ей согласную поверхность. LST формируется в начальный этап прироста аккумулятивного пространства в районе береговой линии, когда его перекомпенсирует поступление осадочного материала. Соответственно, LST имеет нормально регрессивную структуру, а границы выклинивания более молодых слоев последовательно смещаются в сторону континента (onlap). В условиях мелководного раннеюрского бассейна LST может быть представлен как латеральная последовательность морских глинистых отложений, прибрежных алевритопесчаных фаций и субконтинентальных отложений, преимущественно аллювием ветвящихся русел. Последнее свойство LST отмечено в многочисленных фундаментальных исследованиях [11, p. 41; 12, fig. 13.5, 13.6; 13, p. 198, 200; 14, tabl. 7.3].

Трансгрессивный системный тракт TST формируется в период интенсивного прироста аккумулятивного пространства в районе береговой линии при нехватке осадочного материала для его компенсации. Соответственно, TST имеет трансгрессивную структуру, а границы выклинивания более молодых слоев резко смещаются в сторону континента (onlap). Его подошвой является поверхность максимальной регрессии MRS, или трансгрессивная эрозионная поверхность TRS. В условиях пологого раннеюрского рельефа характерной особенностью фациальной структуры TST может быть субконтинентальная часть, сложенная в основном углисто-глинистыми отложениями вследствие подавления аллювиальной деятельности в период интенсивной трансгрессии [12, fig. 13.6, p. 62].

Верхний системный тракт HST формируется в период замедления прироста аккумулятивного пространства в районе береговой линии, когда поступление осадочного материала вновь его перекомпенсирует. Соответственно, HST имеет нормально регрессивную структуру, а границы выклинивания более молодых слоев по-прежнему последовательно смещаются в сторону континента (onlap). Его подошвой является поверхность максимального затопления MFS. Субконтинентальная часть HST может быть образована в основном аллювием меандрирующих русел [12, fig. 13.5, 13.6; 14, tabl. 7.3].

Системный тракт стадии падения уровня моря FSST является терминальным членом секвенса,

формирующимся на этапе сокращения аккумулятивного пространства. В проксимальной части бассейна в это время образуется поверхность стратиграфического несогласия, а в дистальной части бассейна, как правило, только прибрежно-морские и морские отложения [13, p. 178]. На современной стадии изученности такую модель можно условно принять. Подошвой системного тракта является базальная поверхность форсированной регрессии BSFR или регрессивная поверхность морской эрозии RSME.

Сформулированные допущения были положены в основу секвенс-стратиграфического моделирования объекта исследования. В результате в нижнекотухтинской подсвите было выделено три осадочных секвенса, условно названных ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻², ЮВ₁₁⁰⁻¹. Еще один охарактеризованный керном секвенс выделен в нижней части верхнекотухтинской подсвиты — ЮВ₁₀⁵ (рис. 2).

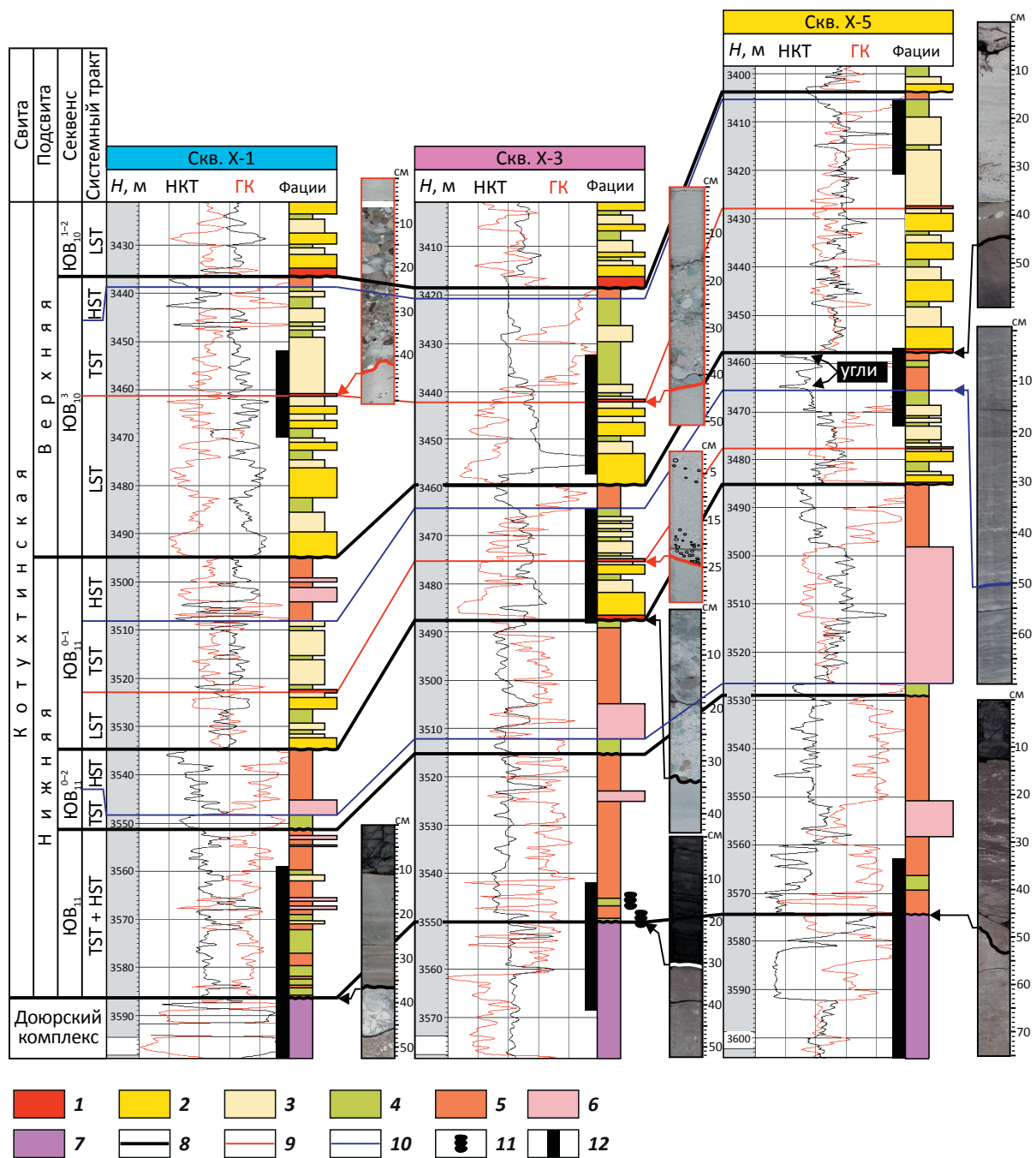
Секвенс ЮВ₁₁ образует базальную часть осадочного чехла. Его подошвой является предъюрское стратиграфическое несогласие, кровлей — подошва трансгрессивной тогурской пачки. В большинстве разрезов секвенс сложен преимущественно континентальными углисто-глинисто-алевритовыми отложениями, в некоторых из них по данным ГИС выделяются тела песчаников, вероятно, относящиеся к аллювию меандрирующих русел. Судя по редким находкам фораминифер (ФГБУ «ВНИГРИ», 2018), в составе секвенса также присутствуют мелководно-морские алевритоглинистые фации. Таким образом, в соответствии с принятыми допущениями, в рассмотренных разрезах секвенс представлен только двумя системными трактами — TST и HST, а LST отсутствует.

Секвенс ЮВ₁₁⁰⁻² керном практически не охарактеризован. Он начинается с трансгрессивного слоя тогурских аргиллитов, который следует интерпретировать как TST. Его перекрывают углисто-глинистые отложения, в которых выявлены достаточно мощные песчаные образования, имеющие выпуклую форму палеокровли (см. рис. 1) и, вероятно, относящиеся к аллювию меандрирующих русел. В соответствии с принятыми ранее допущениями описанные отложения следует интерпретировать как HST. LST в данных разрезах отсутствует, соответственно, секвенсы ЮВ₁₁ и ЮВ₁₁⁰⁻² разделены стратиграфическим несогласием.

Секвенс ЮВ₁₁⁰⁻¹ охарактеризован керном из скважин X-3, X-5. В его составе выделены LST, TST, HST. Судя по данным скв. X-3, подошвой секвенса является эрозионная поверхность, перекрытая базальными конгломератами. Керном в ней охарактеризованы только LST и TST. LST образован последовательностью циклитов трансгрессивного строения. В нижних частях в основном залегают фации аллювия ветвящихся русел. Их перекрывают приливно-отливные и прибрежные песчаники. В верхних частях циклитов отмечены мелководно-морские алевритоглинистые отложения. Подошвой TST яв-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Результаты выделения секвенсов и системных трактов в разрезе нижней части котухтинской свиты
 Fig. 2. Results of sequences and systems tracts identification in the column of the lower part of the Kotukhtinsky Formation



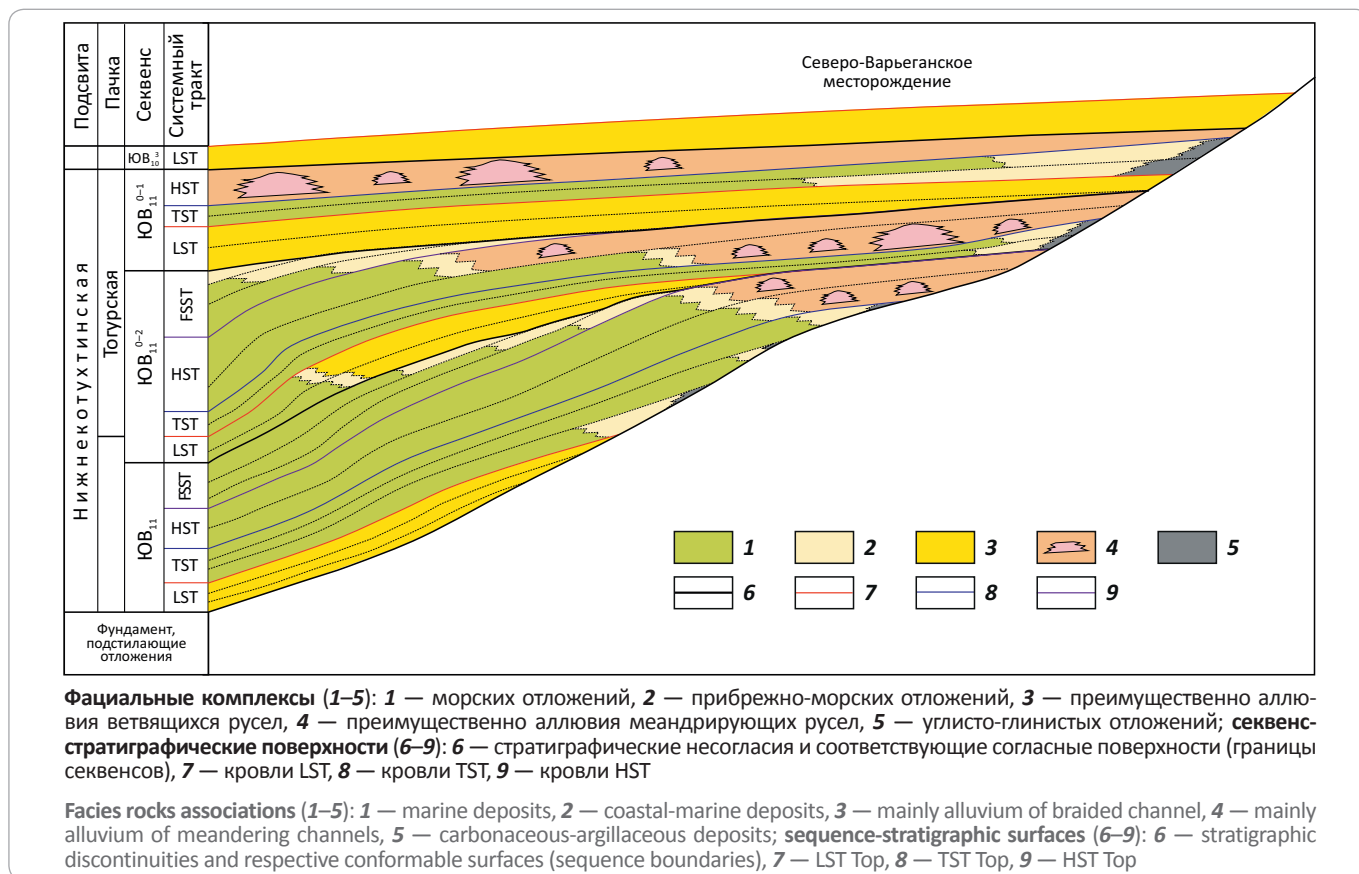
Фаши (1–7): 1 — базальных отложений, 2 — аллювия ветвящихся русел, 3 — прибрежных песчаников, 4 — морских глинисто-алевритовых и алевритоглинистых отложений, 5 — субконтинентальных глинисто-алевритовых и алевритоглинистых отложений, 6 — аллювия меандрирующих русел, 7 — доюрских отложений; 8 — границы секвенсов (несогласий); **кровля (9, 10):** 9 — TST, 10 — HST; 11 — находки фораминифер (по данным ФГБУ «ВНИГРИ», 2018); 12 — интервалы отбора керна

Facies (1–7): 1 — basal deposits, 2 — alluvium of braided channels, 3 — coastal sandstone, 4 — marine argillaceous-silty and silty-argillaceous deposits, 5 — subcontinental argillaceous-silty and silty-argillaceous deposits, 6 — alluvium of meandering channels, 7 — Pre-Jurassic deposits; 8 — boundaries of sequences (unconformities); **Top (9, 10):** 9 — TST, 10 — HST; 11 — foraminifera findings (according to FGBU VNIIGRI, 2018); 12 — coring intervals

ляется эрозионная поверхность морской трансгрессии, перекрытая базальным гравелитопесчаным прослоем с плавающей галькой. В нижней части TST

сложен чередованием приливо-отливных, прибрежно-морских песчаников и мелководно-морских алевритоглинистых слоев, в верхней части — при-

Рис. 3. Концептуальная секвенс-стратиграфическая модель нижнекотухтинской подсвиты
Fig. 3. Conceptual sequence-stratigraphic model of the Lower Kotukhtinsky member



мущественно морскими алевритоглинистыми отложениями.

В скв. X-5 керном охарактеризована граница TST и HST — фациальное несогласие: морские биотурбированные алевритоглинистые отложения с ритмической слоистостью непосредственно перекрываются неяснослоистыми глинистыми алевролитами с прослоями углей.

Секвенс ЮВ₁₀³ фрагментарно охарактеризован керном во всех трех скважинах. В его составе также выделены LST, TST, HST. В целом секвенс имеет строение, аналогичное секвенсу ЮВ₁₁⁰⁻¹. Благодаря удачному выбору интервалов отбора керна из скважин X-1 и X-3 удалось надежно скоррелировать подошву TST. Как и в предыдущем случае, она представляет собой эрозионную поверхность морской трансгрессии, перекрытую базальным слоем несортированных конгломератов (см. рис. 2).

Полученные результаты анализа стали основой для построения концептуальной секвенс-стратиграфической модели объекта исследования.

Концептуальная секвенс-стратиграфическая модель объекта

Нижнекотухтинская подсвита на рассматриваемой территории представляет собой вертикальную

последовательность трех осадочных секвенсов: ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻², ЮВ₁₁⁰⁻¹, каждый из которых имеет закономерную внутреннюю структуру (рис. 3).

Секвенс ЮВ₁₁ в пределах Северо-Варьеганского месторождения представлен только системными трактами TST и HST. Поэтому, согласно принятой априорной модели, к северу от месторождения можно прогнозировать зону развития грубообломочных отложений, относящихся к системному тракту LST.

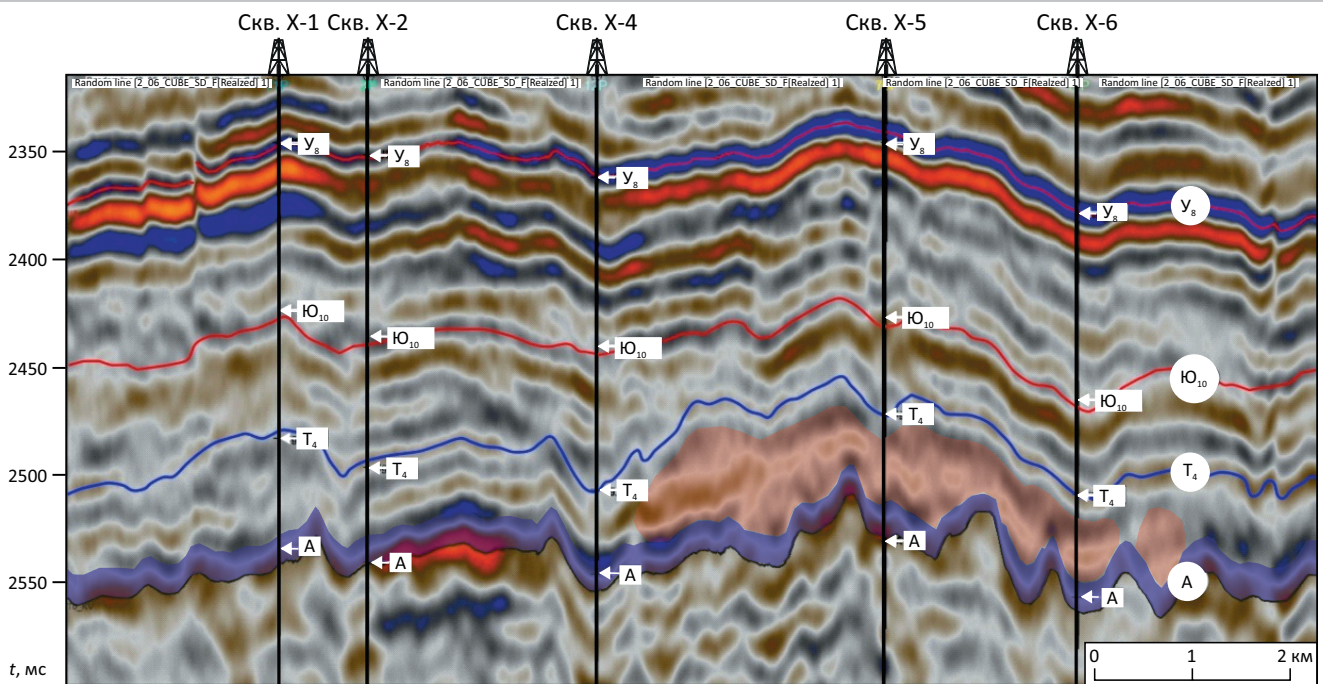
Секвенс ЮВ₁₁⁰⁻² на рассматриваемой площади также представлен только системными трактами TST и HST. Следовательно, как и в предыдущем случае, к северу от Северо-Варьеганского месторождения также можно прогнозировать зону развития грубообломочных отложений, относящихся к системному тракту LST.

В секвенсе ЮВ₁₁⁰⁻¹ системный тракт HST в значительной степени редуцирован. Следовательно, к северу от площади исследования должна находиться зона HST с мощными аллювиальными телами меандрирующего типа. Основанием для такого предположения является разрез HST скв. X-1 — он уже имеет повышенную мощность и содержит песчаное тело.

Таким образом, первым практическим приложением построенной секвенс-стратиграфической модели объекта является концептуальный прогноз

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Фрагмент сечения амплитудного куба с целевыми отражениями и объектами прогноза резервуаров
Fig. 4. Fragment of amplitude cube cross-section with target reflectors and reservoir prediction targets



- 1 2 A 3

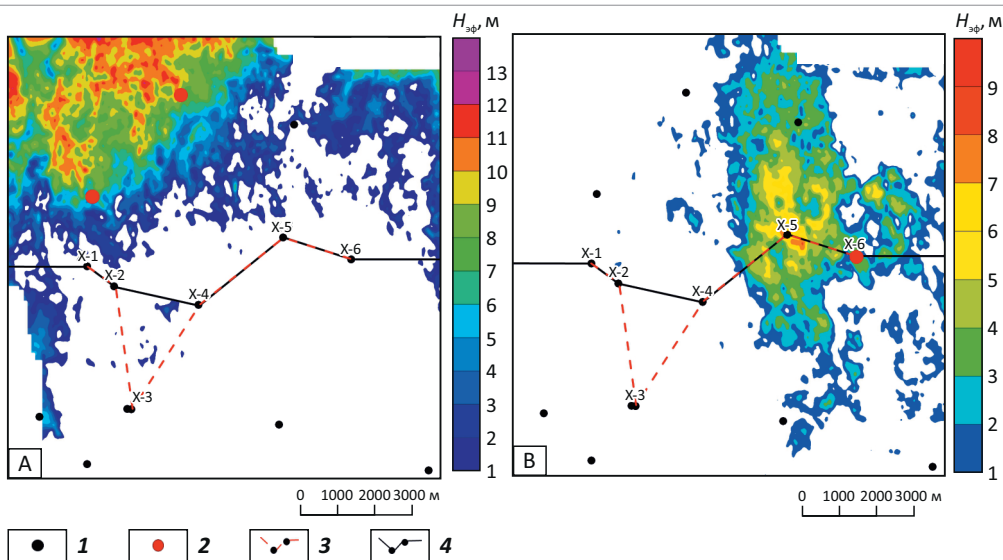
1 — интервал отражений от HST секвенсы ЮВ₁₁; 2 — пояс меандрирования в составе HST секвенсы ЮВ₁₁⁰⁻²; 3 — целевые отражающие горизонты.

Положение сечения см. на рис. 5

1 — interval of reflections of HST of JV₁₁ sequence; 2 — meandering belt within HST sequence of JV₁₁⁰⁻²; 3 — target reflectors.

Position of the cross-section is shown in Fig. 5

Рис. 5. Локальный прогноз резервуаров: А — HST секвенсы ЮВ₁₁, В — HST секвенсы ЮВ₁₁⁰⁻²
Fig. 5. Local prediction of reservoirs: A — HST of JV₁₁ sequence, B — HST of JV₁₁⁰⁻² sequence



- 1 ● 2 — 3 — 4

Скважины (1, 2): 1 — вскрывшие объекты, 2 — давшие из объектов промышленные притоки нефти; **линии (3, 4):** 3 — корреляционного профиля, 4 — сечения амплитудного куба

Wells (1, 2): 1 — encountered the objects, 2 — with commercial oil inflow from the objects; **lines (3, 4):** 3 — correlation line, 4 — cross-section from amplitude cube

в северной части Варьеганского мегавала новых зон развития структурно-стратиграфических и литологических ловушек УВ, связанных с грубообломочными покровами системного тракта LST и крупными аллювиальными телами песчаников в верхней части нижнекотухтинской подсвиты.

Результаты локального прогноза резервуаров

Вторым практическим приложением построенной концептуальной модели нижнекотухтинской подсвиты стал локальный прогноз аллювиальных резервуаров меандрирующего типа — наиболее трудных объектов для сейсмогеологического картирования. На основе построенной концептуальной модели в волновом поле были выявлены и прослежены следующие элементы (рис. 4):

- интервал отражений от HST секвенса ЮВ₁₁, включающий продуктивные аллювиальные резервуары меандрирующего типа;

- пояс меандрирования в составе HST секвенса ЮВ₁₁⁰⁻², интерпретируемый как зона вероятного развития продуктивных аллювиальных резервуаров.

По данным синхронной инверсии построена карта эффективной мощности HST секвенса ЮВ₁₁, отражающая вероятное распространение в нем небольших аллювиальных тел меандрирующего типа (рис. 5 А). Поскольку с данными телами связаны промышленные притоки нефти, полученный результат имеет существенное значение для практики геолого-разведочных работ. Построенная концептуальная модель в данном случае сыграла роль логического фильтра при анализе различных вариантов синхронной инверсии волнового поля.

По данным синхронной инверсии построена карта эффективной мощности HST секвенса ЮВ₁₁⁰⁻², отражающая вероятное распространение резервуаров в поясе меандрирования (см. рис. 5 В). В скв. X-6 из такого резервуара получен промышленный приток нефти, в скв. X-5 по данным ГИС выделено мощное тело проницаемых песчаников с неясным насыщением. Построенная концептуальная модель отложений в данном случае была основой для выделения объекта исследований.

Выводы

В результате проведенных исследований в составе нижнекотухтинской свиты Северо-Варьеганского месторождения было выделено три осадочных секвенса ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻², ЮВ₁₁⁰⁻¹, имеющих упорядоченное внутреннее строение.

В составе нижних двух секвенсов ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻² отсутствуют отложения нижних системных трактов LST, субконтинентальные части которых, вероятно, представляют собой покровы преимущественно грубозернистых отложений аллювия ветвящихся русел. Это позволило выполнить концептуальный прогноз новых зон нефтегазонакопления на севере Варьеганского мегавала, связанных со структурно-стратиграфическими ловушками, контролируруемыми границами выклинивания указанных системных трактов. Кроме того, наличие в составе HST секвенса ЮВ₁₁⁰⁻² крупного аллювиального пояса меандрирования позволило прогнозировать аналогичные объекты в составе HST вышележащего секвенса ЮВ₁₁⁰⁻¹ к северу от исследуемой площади.

Построенная концептуальная модель объекта была использована как для выделения объектов локального прогноза резервуаров в пределах куба сейсмической съемки на Северо-Варьеганском месторождении, так и в качестве логического фильтра при анализе результатов синхронной инверсии волнового поля. В результате в составе HST секвенсов ЮВ₁₁, ЮВ₁₁⁰⁻² были закартированы зоны распространения аллювиальных резервуаров меандрирующего типа.

Вследствие малых мощностей объектов и слабой дифференциации акустических свойств коллекторов и вмещающих отложений выполненные локальные прогнозы характеризуются значительной степенью неопределенности. Однако нижнекотухтинская подсвита рассматривается как возвратный объект по отношению к основной палеозойской залежи. Поэтому выполненные локальные прогнозы рекомендуется рассматривать как основу для планирования исследований в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах, ориентированных на палеозойский резервуар.

Литература

1. Денисов С.Б., Бирун Е.М., Рудая В.С., Ставинский П.В. Повышение разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС // Геофизика. – 2005. – № 3. – С. 13–18.
2. Библин С.И., Перепечкин М.В., Юканова Е.А. Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном комплексе DV-Geo при недостаточном наборе исходных данных // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 191–194.
3. Кавун М.М., Степанов А.В., Ставинский П.В. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // Геофизика. – 2008. – № 4. – С. 17–21.
4. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 294 с.
5. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция) / Под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Путеведь, 1999. – С. 123–133.
6. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С. Стратиграфическая, литолого-фациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 178 с.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

7. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
8. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
9. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature // *Newsletters on Stratigraphy*. – 2011. – V. 44. – pp. 173–245.
10. Catuneanu O. Sequence stratigraphy: guidelines for a standard methodology // *Stratigraphy & Timescales*. – Elsevier, 2017. – V. 2. – 57 p.
11. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions // *Sea-Level Changes: An Integrated Approach*. – SEPM Special Publication. – 1988. – № 42. – pp. 39–45.
12. Miall A.D. The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology. – Springer, 2006. – 582 p.
13. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. – Elsevier, 2006. – 375 p.
14. Emery D., Myers K.J. Sequence Stratigraphy. – Blackwell, 1996. – 297 p.

References

1. Denisov S.B., Birun E.M., Rudaya V.S., Stavinskii P.V. Integration of seismic and well log data: increasing resolution and reliability of geological models [Povyshenie razreshayushchei sposobnosti i dostovernosti geologicheskikh modelei pri kompleksirovanii dannykh seismorazvedki i GIS]. *Geofizika*. 2005;(3):13–18.
2. Bilibin S.I., Perepechkin M.V., Yukanova E.A. Geological Modelling while Insufficient Data Availability Using DV-Geo Software Package [Tekhnologiya postroeniya geologicheskikh modelei zalezhei uglevodorodov v programmnom komplekse DV-Geo pri nedostatochnom nabore iskhodnykh dannykh]. *Geofizika*. 2007;(4):191–194.
3. Kavun M.M., Stepanov A.V., Stavinskii P.V. Forecasting Effective Reservoir Thickness Within Interwell Space: General Approach, Trends and Data [Prognozirovanie effektivnykh tolshchin v mezhskvazhinnom prostranstve: metodologiya, tendentsii, otsenka rezul'tatov]. *Geofizika*. 2008;(4):17–21.
4. Selli R.Ch. Ancient depositional environments. Moscow: Nedra; 1989. 294 p.
5. Mukher A.G., Tugareva A.V. Paleogeographic features of structure and petroleum potential of Lower and Middle Jurassic formations in Western Siberia [Paleogeograficheskie osobennosti stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhne- i sredneyurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri] In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO (Vtoraya nauchno-prakticheskaya konferentsiya). V.I. Shpil'mana, V.A. Volkova, eds. Khanty-Mansiisk: Putved; 1999. pp. 123–133.
6. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S. Stratigraphic, lithofacies characteristics of West Siberian Jurassic series and their petroleum potential [Stratigraficheskaya, litologo-fatsial'naya kharakteristiki yurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri i perspektivy ikh neftegazonosnosti]. Tyumen' : TyumGNGU; 2014. 178 p.
7. Gurari F.G., Devyatkov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Sмирнов L.V., Sмирнова L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower – Middle Jurassic in the West Siberian Province [Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnei – srednei yury Zapadno-Sibirskoi provintsii]. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
8. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyрева E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. The Neoproterozoic-Phanerozoic section of the Anabar-Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology And Geophysics*. 2013;(8):980–996.
9. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*. 2011;(44):173–245.
10. Catuneanu O. Sequence stratigraphy: guidelines for a standard methodology. In: *Stratigraphy & Timescales*. V. 2. Elsevier; 2017. 57 p.
11. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *Sea-Level Changes: An Integrated Approach*. SEPM Special Publication. 1988;(42):39–45.
12. Miall A.D. The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology. Springer; 2006. 582 p.
13. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. Elsevier; 2006. 375 p.
14. Emery D., Myers K.J. Sequence Stratigraphy. Blackwell; 1996. 297 p.