

Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири

Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю., Дручин В.С., Доценко А.С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть», Тюмень, Россия
artem.kirishev@lukoil.com

Аннотация

В работе рассмотрены два месторождения (Новомостовское, Западно-Новомостовское) с залежами в отложениях средней юры (тюменская свита), расположенные в Шаимском нефтегазоносном районе. Как известно, залежи преимущественно континентальных отложений имеют сложное геологическое строение и характеризуются существенной неоднородностью по разрезу, не выдержаны по латерали, имеют в целом низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). В рамках работ по промышленному подсчету запасов создана числовая трехмерная геологическая модель продуктивных пластов Ю₃–Ю₅, в которой локализованы песчаные тела перспективных объектов руслового генезиса и выполнена дифференцированная оценка запасов УВ для русловых и пойменных обстановок осадконакопления.

Материалы и методы

Данная модель послужит более надежной детализированной основой для выполнения проектного технологического документа на разработку месторождения, также позволит оптимизировать размещение поисково-разведочного и эксплуатационного проектного фонда скважин в отложениях тюменской свиты, определить точность запасов.

Ключевые слова

нефть, скважина, керн, запасы нефти, Тюменская свита, пласт, палеоканал

Для цитирования

Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю., Дручин В.С., Доценко А.С. Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 34–38.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-34-38

Поступила в редакцию: 25.10.2022

GEOLOGY

UDC 550.98 | Original Paper

Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia

Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y., Druchin V.S., Dotsenko A.S.

“LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPneft” branch office, Tyumen, Russia
artem.kirishev@lukoil.com

Abstract

The work examined two deposits (Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye) with deposits in the deposits of the middle yura (Tyumen formation) located in the Shaim oil and gas area. As you know, deposits of mainly continental deposits have a complex geological structure and are characterized by significant heterogeneity in the section, not sustained in lateral, and have generally low filtration and capacitive properties. As part of the work on the industrial calculation of the reserves, a numerical three-dimensional geological model of productive layers of the U₃–U₅ was created, in which sandy bodies of promising objects of channel genesis were localized and a differentiated assessment of hydrocarbon reserves for r track and floodplain surgery was performed.

Material and methods

This model will serve as a more reliable detailed basis for the implementation of the project technological document for the development of the field, will also optimize the placement of the exploration and production fund of wells in the deposits of the Tyumen formation, determine the accuracy of reserves. the basis for the

implementation of the project technological document for the development of deposits, as well as will optimize the placement of the exploration and production fund of wells.

Keywords

oil, well, core, oil reserves, Tyumen formation, layer, paleochannel

For citation

Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y., Druchin V.S., Dotsenko A.S. Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-34-38

Received: 25.10.2022

Новомостовское и Западно-Новомостовское нефтяные месторождения расположены на территории Советского района Ханты-Мансийского автономного округа.

Тюменская свита месторождений включает пласты Ю₂–Ю₇. Общая толщина отложений меняется в диапазоне 80–120 м, в среднем составляя 95 м. Продуктивность связана с пластами Ю₂–Ю₆. Месторождение открыто в 2002 г. и к настоящему времени разбурено эксплуатационными скважинами на 90 % (расстояние между соседними скважинами изменяется от 500 до 1 000 м). Несмотря на высокую степень изученности глубоким бурением, существующие геологические модели не позволяли объяснить высокую начальную обводненность эксплуатационных скважин и резкое падение дебита продукции за первый год работы скважин в чисто нефтяных зонах залежей.

В рамках промышленного подсчета запасов авторами сделана попытка построения трехмерной геологической и гидродинамической моделей, которые будут соответствовать особенностям разработки месторождений. В качестве основы для трехмерного геологического моделирования использованы схемы условий осадконакопления и прогнозы зон развития палеорусел, созданные коллективом авторов Ingenix Group и головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в рамках работы по специализированной переработке и переинтерпретации сейсморазведочных работ. На Новомостовском и Западно-Новомостовском месторождениях выделение участков развития палеорусел выполнено на основе комплексного анализа волновой картины, детального изучения седиментационных срезов и карт RGB-суммы (по кубам после спектральной декомпозиции) совместно с анализом ядра и облика кривых ГИС. Протяженность палеоканалов составляет от 1 до 9 км, общие толщины достигают 33 м [2] (рис. 1).

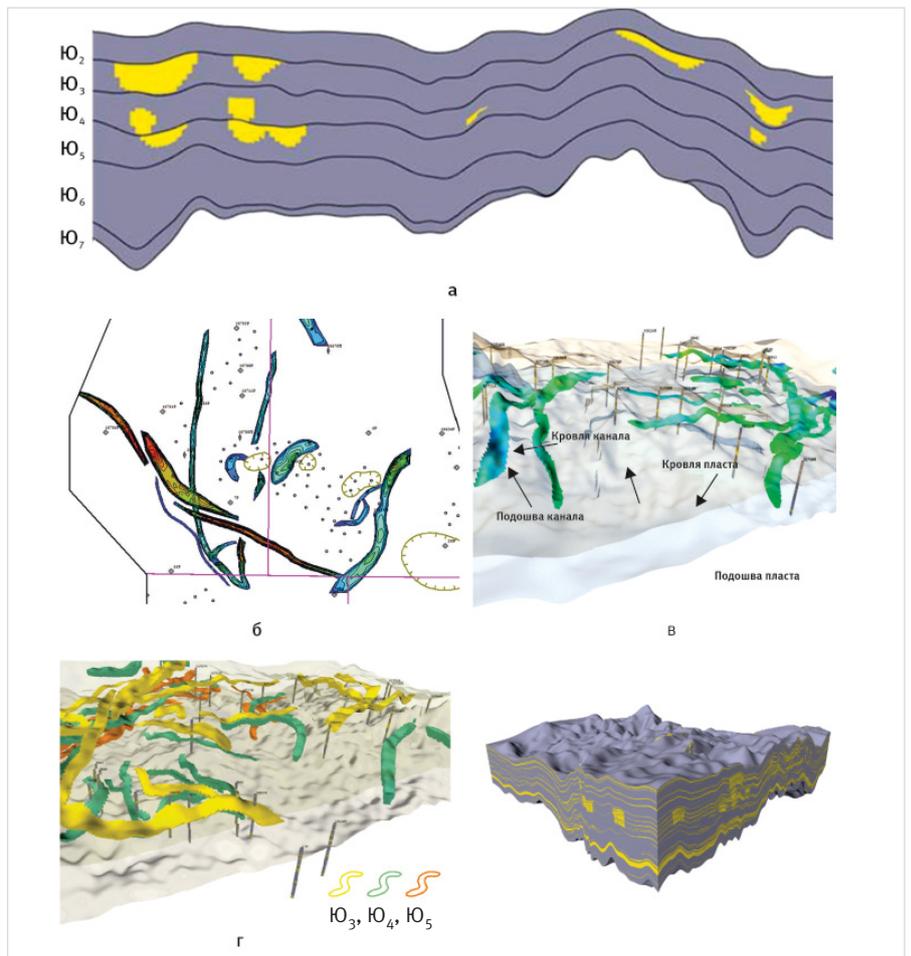


Рис. 2. Результат структурного моделирования и дискретные параметры геометрического объема каналов пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ в 3D-модели
 Fig. 2. The result of structural modeling and discrete parameters of the geometric volume of the channels of the reservoirs U₃, U₄, U₅ in a 3D model

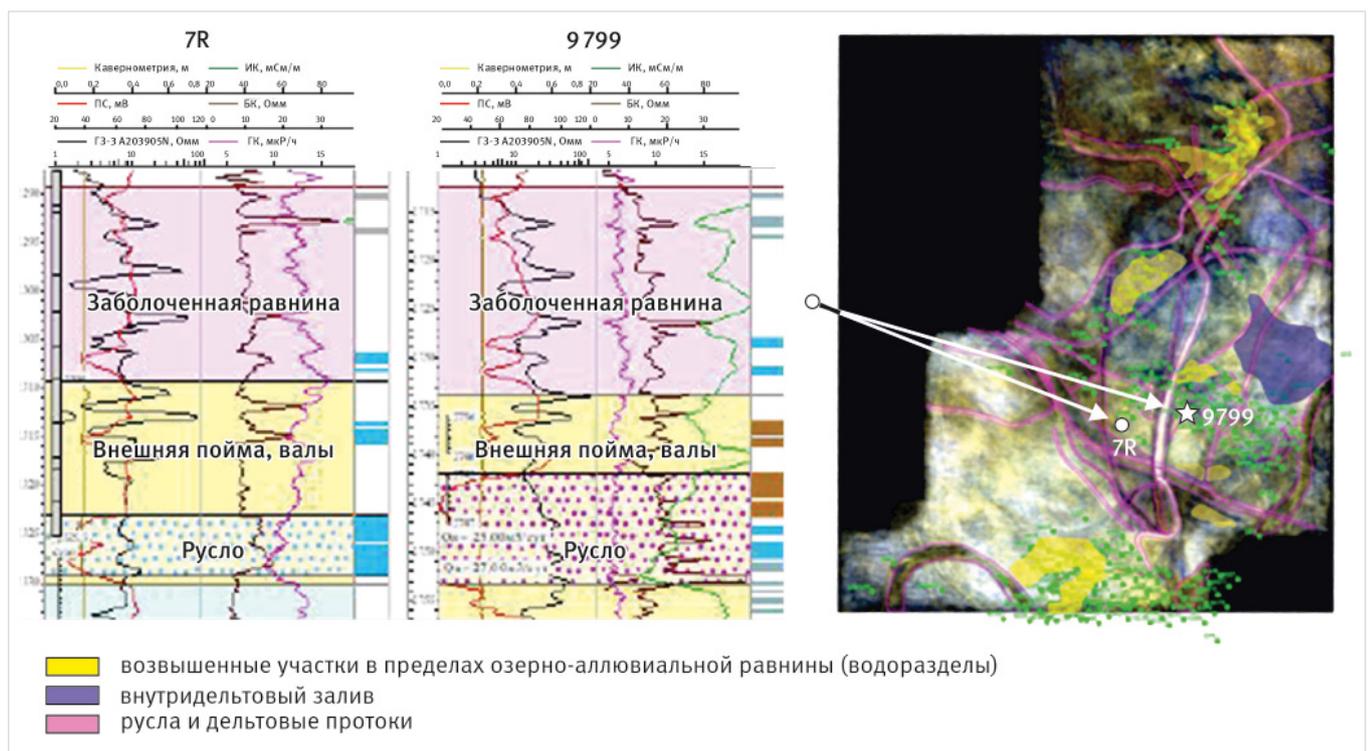


Рис. 1. Фрагмент схемы RGB-суммы для интервала пласта Ю₃ без интерпретации и с вынесенной интерпретацией с нанесенными элементами русел [2]
 Fig. 1. A fragment of the RGB-sum scheme for the interval of the U₃ reservoir without in with rendered interpretation with applied channel elements [2]

В рамках работ по трехмерному геологическому моделированию при подсчете запасов залежей продуктивного интервала пластов Ю₂–Ю₆ применен алгоритм, описанный в работах [6, 7]. Ниже кратко представлены основные этапы моделирования.

Структурный каркас построен по стандартным алгоритмам. За основу были взяты поверхности по отражающим сейсмическим

горизонтам от кровли пласта Ю₂ (ОГ Т) до доюрского основания (ОГ А).

Для каждого из выделенных по материалам обработки сейсморазведочных работ палеоканалов по скважинным данным построены карты общих толщин (рис. 2б). По материалам корреляции для каждого из выделенных палеоканалов определено пространственное положение относительно стратиграфической кровли пласта, к которому он приурочен. Палеоканал может занимать всю толщину пласта, может быть приурочен к верхней или нижней его части, в соответствии с этим построены дополнительные поверхности кровли и подошвы палеоканалов, которые последовательно встроены в структурную модель [4] (рис. 2а). На рисунке 2в на примере пласта Ю₃ проиллюстрирован результат структурного моделирования поверхностей русловых тел и их взаимоотношения в объеме пласта. Следующим этапом геологического моделирования стало распространение параметра литологии и фильтрационно-емкостных свойств в трехмерной модели. Для распространения параметров от скважин, характеризующих пойменные и русловые обстановки осадконакопления, были построены дискретные параметры, описывающие геометрию палеоканалов (рис. 2г).

Моделирование параметра литологии выполнялось поэтапно [1]. В пластах Ю₂, Ю₆ параметр литологии отстраивался по стандартной методике. При моделировании пластов

Ю₃, Ю₄, Ю₅ в первую очередь был создан параметр литологии в пределах перспективных объектов (палеоканалов), далее — выполнено моделирование параметра литологии в «пойменной» части пласта. Разрез куба литологии интервала пластов Ю₂–Ю₆ показан на рисунке 3.

Отметим, что по результатам моделирования куба литологии выявлены палеоруслы, для которых характерно отсутствие литологической связи с коллекторами в пойменной части. В то же время для части палеорусл отмечена литологическая сообщаемость с коллекторами пойменной части пласта (рис. 3).

Результаты комплексного анализа данных исследования ядра, испытаний и промысловой геофизики позволили уточнить петрофизическую модель месторождения, однако разделения алгоритмов интерпретации для пойменных и русловых отложений получить не удалось в связи с недостаточностью отбора ядра из палеоканалов.

Статистический анализ результатов распределения значений коэффициента открытой пористости (Кп) и начальной нефтенасыщенности (Кнн), полученных по результатам трехмерного моделирования, отдельно по продуктивной пойменной части и палеоруслам пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ (рис 4, 5, табл. 1), показывает, что отличия фильтрационно-емкостных свойств существуют. В связи с улучшенными коллекторскими свойствами коллекторов, вскрытых скважинами,

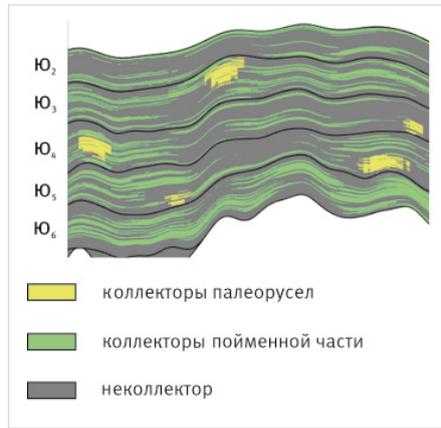


Рис. 3. Пример разреза куба литологии толщ пластов Ю₂–Ю₆
Fig. 3. Example of a section of a lithology cube U₂–U₆

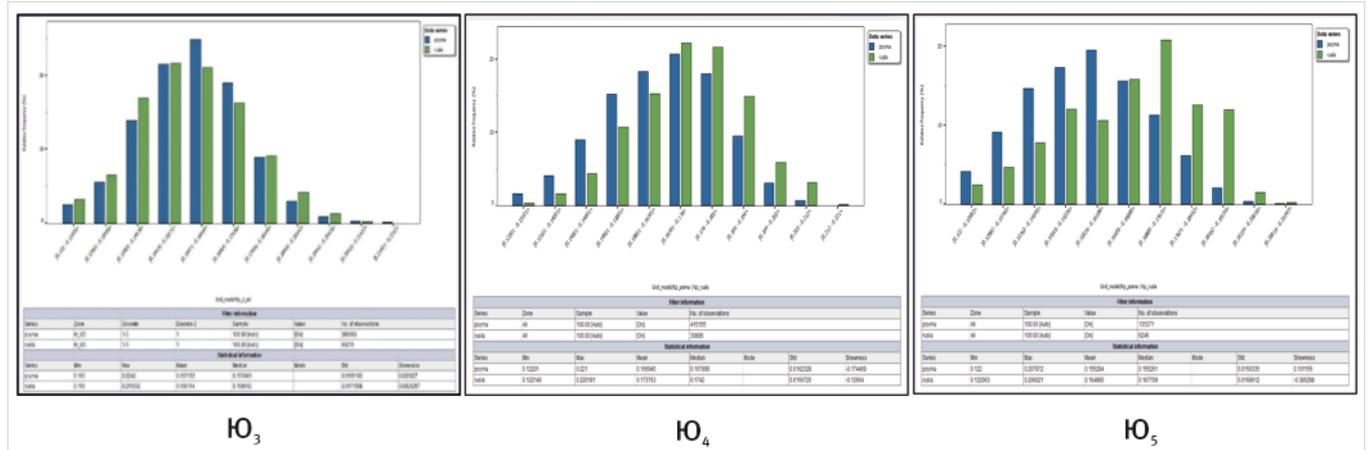


Рис. 4. Распределение пористости по 3D-кубу в каналах (зеленый цвет) и пойменной части пласта (синий цвет) Ю₃, Ю₄, Ю₅
Fig. 4. Distribution of porosity in the 3D cube in the channels (green) and floodplain (blue) U₃, U₄, U₅

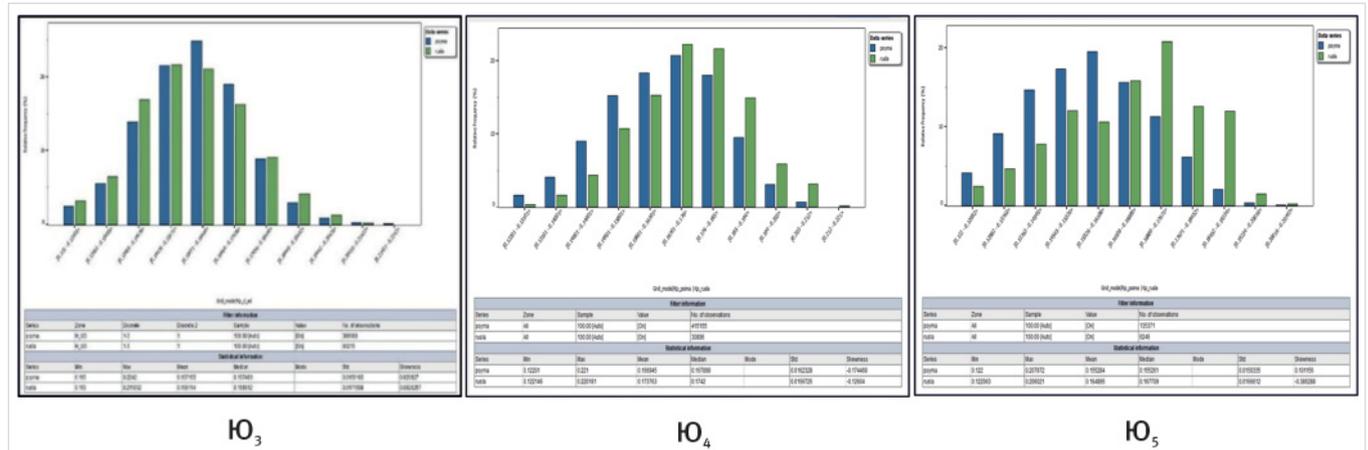


Рис. 5. Распределение нефтенасыщенности по 3D-кубу в каналах (зеленый цвет) и пойменной части пласта (синий цвет) Ю₃, Ю₄, Ю₅
Fig. 5. Distribution of oil saturation in the 3D cube in the channels (green) and floodplain (blue) U₃, U₄, U₅

пробуренными в отложения палеорусел, средние значения пористости и нефтенасыщенности в палеоруслу выше, чем в пойме [3].

Особенно четко различия видны на гистограммах распределения пористости и начальной нефтенасыщенности по пластам Ю₄ и Ю₅. «Скачок» значений пористости и начальной нефтенасыщенности (рис. 6) на границе выделенных в трехмерной модели фаціальных зон может являться препятствием для фильтрации флюидов в пределах залежи.

Для проверки гидродинамической связи пойменной и русловой части залежи выполнен анализ результатов расчета 3D гидродинамической модели на участке залежи, где ведется добыча нефти из скважины в зоне палеоруслу, а закачка воды для поддержания пластового давления осуществляется в скважину, вскрывшую пойменные отложения. На рисунке 6 представлен разрез распределения начального и текущего К_{нн} в районе добывающей скважины 9 803, вскрывшей русло, и нагнетательной 9 801, попавшей в пойменную часть.

Разрез гидродинамической модели на текущее состояние разработки демонстрирует наличие гидродинамической связи между отложениями поймы и палеоруслу: уменьшение начальной нефтенасыщенности в пойменных отложениях, связанное с миграцией нефти в сторону добывающей скважины. Гидродинамическая связь пойменной и палеоруслевой части коллектора, по нашему мнению, может быть либо первичной при незначительной разнице свойств коллекторов, либо проявляться в процессе разработки после проведения гидроразрыва пласта.

Одна из основных целей выполненного в рамках подсчета запасов трехмерного геологического моделирования — дифференцированная оценка запасов отдельно в высокопродуктивных частях и вмещающих их породах. В целом по продуктивным пластам тюменской свиты в зонах палеоканалов сосредоточено 12 % запасов нефти, в пойменных частях — 88 % [5]. Распределение запасов в палеоканалах и пойменных частях пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ приведено в таблице 2.

Проведенная работа по адаптации гидродинамической модели на историю разработки позволила выявить участки активных остаточных запасов нефти в палеоканалах и в пойменных отложениях и запланировать мероприятия по дальнейшей разработке Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений.

Итоги

Созданная при подсчете запасов числовая трехмерная геологическая модель продуктивных пластов Ю₃–Ю₅ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений позволила локализовать песчаные тела перспективных объектов руслового генезиса, выполнить моделирование ФЭС и дифференцированную оценку запасов для русловых и пойменных обстановок осадконакопления. Результаты работы станут основой для выполнения проектного технологического документа на разработку месторождений, а также позволят оптимизировать размещение поисково-разведочного и эксплуатационного фонда скважин.

Вывод

На основе результатов интерпретации 3D-сейсморазведки, данных описаний и анализов керна и промысловой геофизики получен

Табл. 1. Распределение значений К_п и К_{нн} в каналах и пойменной части тюменских отложений пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений

Tab. 1. Distribution of K_p and K_{nn} values in the channels and floodplain of the Tyumen deposits U₃, U₄, U₅ of the Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye

Пласт	Фаціальный тип	К _п , д. ед.	К _{нн} , д. ед.
Ю ₃	палеоканал	0,166	0,414
	пойма	0,157	0,392
Ю ₄	палеоканал	0,174	0,448
	пойма	0,167	0,424
Ю ₅	палеоканал	0,165	0,463
	пойма	0,155	0,418
В целом по пластам Ю ₃ –Ю ₅	палеоканал	0,168	0,432
	пойма	0,163	0,432

Табл. 2. Распределение запасов в палеоканалах и пойменных частях тюменских отложений пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений

Tab. 2. Distribution of reserves in paleochannels and floodplain parts of the Tyumen deposits U₃, U₄, U₅ of the Novomostovskoye, Zapadno-Novomostovskoye

Пласт	Запасы нефти, %	
Ю ₃	палеоканал	15
	пойма	85
Ю ₄	палеоканал	12
	пойма	88
Ю ₅	палеоканал	5
	пойма	95
В целом по пластам Ю ₃ – Ю ₅	палеоканал	12
	пойма	88

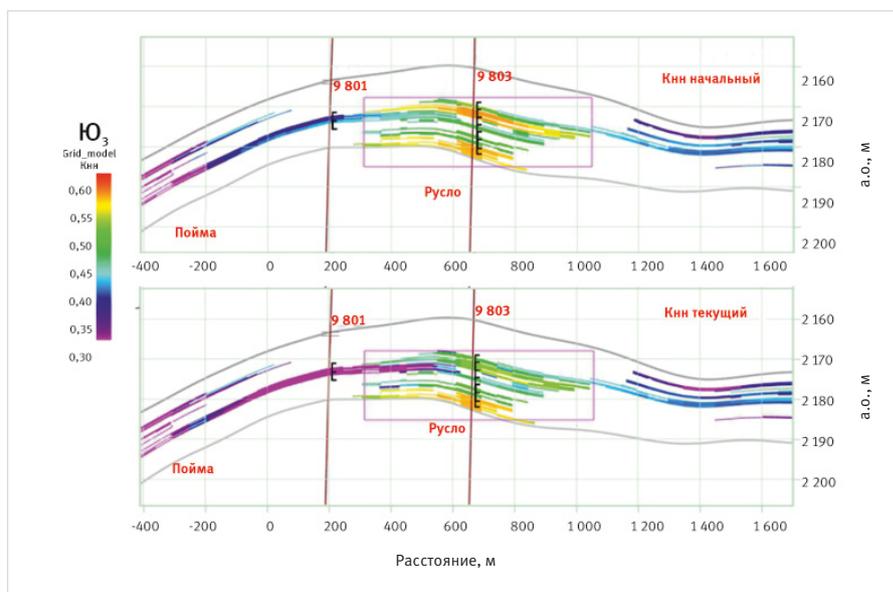


Рис. 6. Распределение начального и текущего К_{нн} в разрезе скважин русловой и пойменной фацій

Fig. 6. Distribution of initial and current K_{nn} in the section of wells of channel and floodplain facies

опыт моделирования продуктивных отложений тюменской свиты. Предложен способ моделирования отложений тюменской свиты Новомостовского и Западно-Новомостовского месторождений, позволяющий выполнить геометризацию в разрезе песчаных палеоканалов, обладающих улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты цифровой модели можно использовать в качестве основы для оценки запасов углеводородов и для гидродинамических расчетов.

Литература

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D-моделей. М.: Мaska, 2008. 272 с.
2. Копылов В.Е., Калугин А.А. Отчет «Специализированная переобработка и переинтерпретация

геолого-геофизической информации с целью создания новой концептуальной сейсмологической модели среднеюрских отложений Новомостовского месторождения». Договор № 17C2655. Москва, 2019.

3. Гаврилов С.С. Трехмерное геологическое моделирование природных резервуаров на основе литолого-фациального анализа (на примере юрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири). Диссертация. М., 2008.
4. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные резервуары). Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 2011. 140 с.
5. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа

объемным методом. Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

6. Калугин А.А., Алексеева А.Д., Торопов Э.С., Стариков В.С. Моделирование петрофизических кубов на примере пластов группы АВ Ватьеганского месторождения // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли, 2020. С. 63–65.
7. Алексеева А.Д., Доценко А.С., Дручин В.С., Калугин А.А. Особенности геологического трехмерного моделирования нефтяных залежей неоднородных коллекторов тюменской свиты на основе концептуальной модели // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 4. С. 50–58.

ENGLISH

Results

The numerical three-dimensional geological model of the productive layers of the U₃–U₅ Novomostovsky and Zapadno-Novomostovsky deposits created during the calculation of reserves made it possible to localize the sand bodies of promising objects of channel genesis, to perform modeling of the filtration and capacitive properties and a differentiated assessment of reserves for channel and floodplain sedimentation environments.

The results of the work will become the basis for the implementation of the project technological document for the development of deposits, and will also optimize the placement of the exploration and production fund of wells.

References

1. Zakrevskiy K.E., Maisyuk D.M., Syrtlanov V.R. Evaluation of the quality of 3D models. Moscow: Maska, 2008, 272 p. (In Russ).
2. Kopylov V.E., Kalugina A.A. Report “Specialized reprocessing and re-interpretation of geological and geophysical information in order to create a new conceptual seismological model of the Middle Jurassic deposits of the Novomostovskoye field”. Contract № 17C2655. Moscow, 2019. (In Russ).
3. Gavrilov S.S. Three-dimensional geological modeling of natural reservoirs based

on lithological facies analysis (on the example of jurassic and lower cretaceous deposits of Western Siberia). Dissertation. Moscow: 2008. (In Russ).

4. Baraboshkin E.Y. Practical sedimentology Terrigenous reservoirs. Handbook for working with core. Tver: GERS, 2011, 140 p. (In Russ).
5. Petersilie V.I., Poroskun V.S., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow – Tver: VNI GNI, NPC “Tvergeofizika”. 2003. (In Russ).

6. Kalugin A.A., Alekseeva A.D., Toropov E.S., Starikov V.S. Model physical cubic meters on the example of the layers of the AV Vatyegan field group. Topical problems of the oil and gas industry, 2020, P. 63–65. (In Russ).
7. Alekseeva A.D., Dotsenko A.S., Druchin V.S., Kalugin A.A. Peculiarities of three-dimensional geological modelling of oil deposits in nonhomogeneous reservoirs of Tyumen formation through a conceptual model. Proceedings of Gubkin Russian state university of oil and gas, 2021, issue 4, P. 50–58. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Киришев Артем Самвелович, начальник отдела в области геологического моделирования, оценки запасов и ресурсов месторождений нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Для контактов: artem.kirishev@lukoil.com

Головкина Марина Владимировна, ведущий специалист в области геологического моделирования месторождений нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Панферова Елена Юрьевна, инженер в области геологии нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Дручин Виталий Сергеевич, к.г.-м.н., заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Доценко Александр Сергеевич, ведущий специалист в области геологии нефти и газа, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

Kirishev Artem Samvelovich, head of the department in the field of geological modeling for the assessment of reserves and resources of oil and gas fields, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia
Corresponding author: artem.kirishev@lukoil.com

Golovkina Marina Vladimirovna, leading specialist in the field of geological modeling of oil and gas fields, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Panferova Elena Yuryvna, specialist in the field of oil and gas geology, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Druchin Vitaly Sergeevich, candidate of science of geologo-mineralogical sciences, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia

Dotsenko Alexander Sergeevich, leading specialist in the field of oil and gas geology, “LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPIneft” branch office, Tyumen, Russia