

УДК 552.143

Д.А. Казанская¹, e-mail: kazanskaya_d@aotandem.ru; **В.М. Александров**², e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru;**В.А. Белкина**¹, e-mail: belkina@tsogu.ru¹ Тюменский государственный нефтегазовый университет (Тюмень, Россия).² ОАО «Тандем» (Тюмень, Россия).

Моделирование геологического строения продуктивных отложений ярактинского горизонта

Важнейшим этапом трехмерного геологического моделирования является создание концептуальной геологической модели, в которой отражаются основные геологические принципы строения залежи. Для успешного прогнозирования размеров и форм природного резервуара углеводородов и построения корректной трехмерной геологической модели необходимо изучение процесса осадконакопления и тектонического развития изучаемого участка (концептуальная модель). Концептуальная геологическая модель позволяет обосновать параметры и типы сеток, настроить параметры алгоритмов моделирования. Знание седиментационного и тектонического строения в региональном плане позволяет обосновать методику моделирования и тем самым уменьшить число итераций при создании трехмерной геологической модели и добиться наибольшей возможной точности. Наиболее важными частями концептуальной геологической модели являются седиментационная и тектоническая модели. Адекватно построенная седиментационная модель обладает определенным прогнозным потенциалом, позволяя создать трехмерную геологическую модель даже в условиях ограниченного набора данных при редкой сетке скважин на большей части области продуктивности. Объектом исследований в данной работе является территория Дулисьминского лицензионного участка (ЛУ), в пределах которого открыто одноименное нефтегазоконденсатное месторождение. Результаты литолого-фациального анализа и палеогеографических реконструкций выявили обстановку формирования отложений ярактинского горизонта на территории Дулисьминского лицензионного участка. Разработанная литолого-фациальная модель отложений ярактинского горизонта позволила установить закономерности развития зон коллекторов существенно разных толщин, геологического строения и качества. Предложенная седиментационная модель использована при создании трехмерной геологической модели. Решение задачи контроля и управления разработкой на основе уточненной модели позволит повысить эффективность разработки продуктивных отложений ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения.

Ключевые слова: концептуальная геологическая модель, седиментация, керн, гранулометрический анализ, генетические типы отложений, ярактинский горизонт, Дулисьминское месторождение.

.....

Д.А. Kazanskaya¹, e-mail: kazanskaya_d@aotandem.ru; **V.M. Alexandrov**², e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru;**V.A. Belkina**¹, e-mail: belkina@tsogu.ru¹ Tyumen State Oil and Gas University (Tyumen, Russia).² Tandem JSC (Tyumen, Russia).

Simulation of the productive deposits geological structure in Yarakta horizon

The most important step in the three-dimensional geological simulation is to create a conceptual geological model that reflects the basic principles of the geological structure of the deposit. Successful prediction of the size and shape of natural hydrocarbons collector and correct three-dimensional geological model construction require the process of sedimentation and tectonic evolution study for the surveyed area (conceptual model). The conceptual geological model enables us to justify the parameters and types of nets, configure simulation algorithms. Knowledge of sedimentation and tectonic structure in the regional plan allows to justify the simulation technique and thereby to reduce the number of iterations during three-dimensional geological model creation and to achieve the greatest possible accuracy. The most important parts of the conceptual geological model are sedimentation and tectonic models. Adequately constructed sedimentation

model has specific predictive potential, allowing creating a three-dimensional geological model even in a limited set of data in a rare net of wells on the most area of the productivity. The object of research in this paper is the territory of Dulisminskoye licensed area (LA), with opened similarly named oil and gas field. The results of lithofacies analysis and paleogeographic reconstructions revealed the situation of deposits formation in the Yarakta horizon in the territory of Dulisminskoye licensed area. Designed lithofacies model of Yarakta horizon deposits allowed establishing the patterns of reservoirs zones development of significantly different thicknesses, geological structure and quality. The proposed sedimentation model was used to create the three-dimensional geological model. Solution of development monitoring and control tasks on the basis of the revised model will improve the efficiency of productive deposits development of Dulisminskoye field Yarakta horizon.

Keywords: conceptual geological model, sedimentation, core, particle size analysis, genetic types of deposits, Yarakta horizon, Dulsiminskoe field.

Цифровые трехмерные геологические модели (3D ГМ) являются основой решения большинства важных геологических задач: оценки запасов, обоснования точек заложения проектных скважин, составления технологических документов на разработку месторождений, контроля и управления разработкой [2]. Для успешного прогнозирования размеров и форм природного резервуара углеводородов и построения корректной 3D ГМ необходимо изучение процесса осадконакопления и тектонического развития исследуемого участка (концептуальная модель). Адекватно построенная седиментационная модель обладает определенным прогнозным потенциалом, позволяя создать 3D ГМ даже в условиях ограниченного набора данных при редкой сетке скважин на большей части области продуктивности. Объектом исследований в данной работе является территория Дулисьминского лицензионного участка, в пределах которого открыто одноименное нефтегазоконденсатное месторождение. Дулисьминское нефтегазоконденсатное (НГК) месторождение расположено на территории Киренгского и Катангского районов Иркутской области, приурочено к южному моноклиальному склону Непско-Ботуобинской антеклизы, открыто в 1983 г. Нефтегазоносность выявлена в отложениях венда (пласты I и II ярактинского горизонта), а также в венд-нижнекембрийских отложениях (пласты Б₃ и Б₅ усть-кутского горизон-

та). Для ярактинского горизонта нижнемотской подсвиты ($V_{1-2} mt_1$) выполнена палеорекострукция палеообстановок осадконакопления посредством генетической интерпретации условий формирования пород-коллекторов с использованием результатов макро- и микроскопических исследований кернового материала, гранулометрического анализа, структурно-генетического анализа и обработки данных ГИС (по методикам В.С. Муромцева, Л.С. Черновой и К.К. Гостинцева) [2–5] (рис. 1). К настоящему времени накопился значительный фактический материал, анализ которого позволил авторам данной статьи создать детальную концептуальную (генетическую) модель отложений ярактинского горизонта в пределах Дулисьминского лицензионного участка [1]. Выявленные особенности геологического строения изучаемых отложений учтены при их трехмерном геологическом моделировании. В палеогеографическом отношении накопление осадков ярактинского горизонта происходило в условиях мелководноморского шельфа и прибрежной равнины, временами заливавшейся морем. Основным источником сноса обломочного материала были внутренние районы Сибирской платформы, а также локальные выступы древнего гетерогенного фундамента. После формирования существенно песчаных отложений ярактинского горизонта на всей территории Дулисьминского участка вслед-

ствие трансгрессии моря установилась морская обстановка осадконакопления, которая способствовала формированию перекрывающей глинистой пачки. По особенностям условий формирования отложения ярактинского горизонта в пределах изучаемой территории можно разделить на три основные генетические зоны, которые идентифицируются географически: **западную** (более континентального генезиса), **центральную** (переходную) и **восточную** (более мористую). В восточной зоне («стандартного» накопления) выделяются пласты I и II, разделенные глинистой перемычкой толщиной до 15 м, тогда как в скважинах, расположенных в центральной зоне, по данным ГИС, выделяются песчаные породы-коллекторы толщиной до 25 м (пласт I + II). В западной части ЛУ вскрыт только пласт I с относительно небольшими эффективными толщинами (до 8 м). Анализ структурной карты по кровле фундамента показал, что западная часть исследуемого участка была несколько приподнята относительно центральной части, поэтому весь осадочный материал, переносимый водными потоками, осаждался и накапливался в центральной палеовпадине. Центральная часть исследуемого участка представляла собой зону развития отложений переходных субфаций (возможно, рукавов авандельты). Об этом свидетельствует повсеместный контакт песчаников с породами фундамента, что говорит

Ссылка для цитирования (for citation):

Казанская Д.А., Александров В.М., Белкина В.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений ярактинского горизонта // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 54–60.

Kazanskaya D.A., Alexandrov V.M., Belkina V.A. Simulation of the productive deposits geological structure in Yarakta horizon (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 54–60.

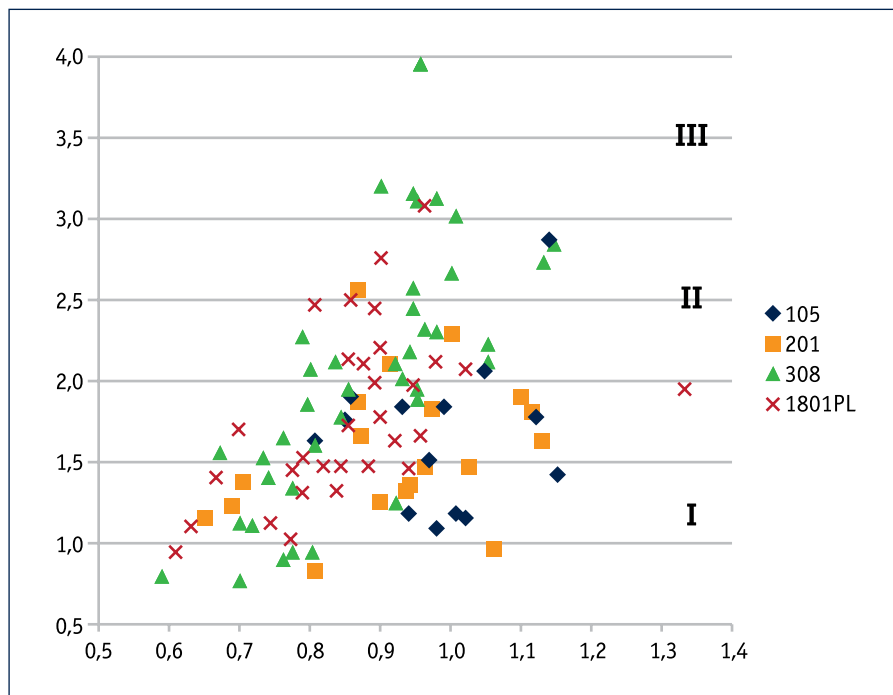


Рис. 1. Обобщенная динамогенетическая диаграмма К.К. Гостинцева по скважинам Дулисьминского месторождения (субфации: I – широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы; II – осадки рек и пойм; III – морские осадки, активное волновое воздействие)

Fig. 1. Generalized dynamo genetic diagram of K.K. Gostintsev for the wells of Dulsiminskoe field (subfacies: I – broad areas of estuaries, shallow water, the river reaches; II – sediments of rivers and floodplains; III – marine sediments, active wave action)

об их глубоком врезаии в подстилающие отложения коры выветривания. Это позволяет выделить здесь эрозионные промоины, являющиеся руслами временных водотоков. Результаты гранулометрического анализа по 106 образцам керна ярактинского горизонта (скв. № 1801PL, 308, 105PL и 201PL) и ма-

териалы ГИС (формы диаграмм ГК и НГК) позволяют отнести центральную часть Дулисьминского участка к осадкам пляжевых отмелей, конечной надводной и начальной подводной дельтовой равнины, а также дельтового склона (рис. 1). Западная часть месторождения являлась зоной постоянного сноса об-

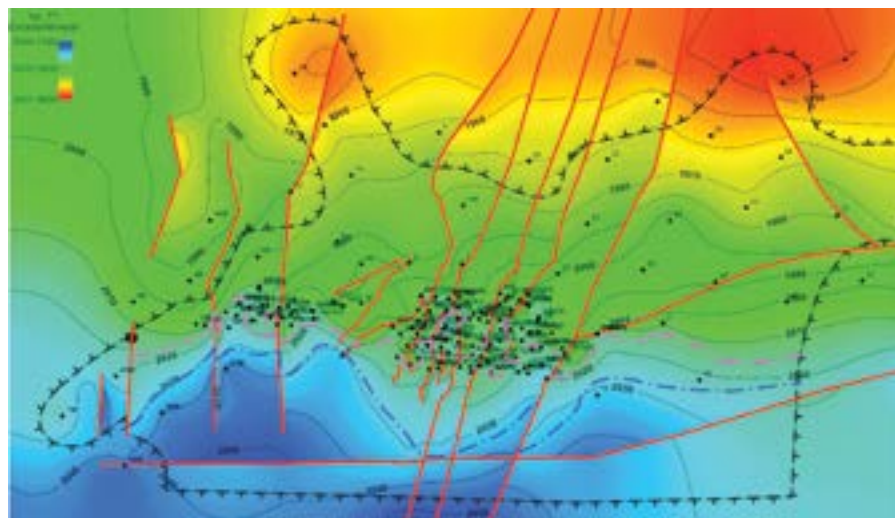


Рис. 2. Структурная карта кровли пласта I ярактинского горизонта

Fig. 2. Structural map of 1 formation top of Yarakta horizon

ломочного материала с центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы. Данный участок в большей степени благоприятен для развития отложений континентальных субфаций (пролювиально-русловые субфации). По данным ГИС и керна, наблюдается увеличение толщины прослоев глинисто-алевролитового материала и уменьшение песчано-гравийных и песчаных разностей пород. В местах, где профильные сечения представляли собой линзовидные тела с выпуклой нижней и почти горизонтальной верхней границей, заполненной терригенным материалом, формировались продуктивные породы-коллекторы [6].

Восточная часть исследуемой площади по кровле фундамента имеет минимальные абсолютные отметки. В пределах этого участка главную роль в формировании отложений играла деятельность морского бассейна. Ярактинский продуктивный горизонт на данной территории имеет несколько иное строение. По особенностям условий формирования, а также по текстурно-структурным признакам здесь выделяются два обособленных песчаных пласта, разделенных глинисто-аргиллитовой перемычкой мощностью до 15 м. Снизу вверх количество глинисто-алевролитового материала увеличивается, что свидетельствует о постепенном погружении участка и трансгрессии уровня моря. В рамках данной работы выполнено трехмерное геологическое моделирование продуктивных пластов ярактинского горизонта (I + II, I и II) Дулисьминского месторождения. Построение трехмерных геологических моделей осуществлялось с помощью программного комплекса Irap RMS 2013.1.2 компании Roxar.

Размер полигона для структурного моделирования выбран исходя из предполагаемых контуров нефтеносности, а также расположения крайних скважин. Исходной информацией являлись абсолютные отметки стратиграфической кровли и подошвы, полученные в результате корреляции пластов по данным 187 скважин. В качестве косвенной информации при построении структурного каркаса использованы поверхности отражающих горизонтов (ОГ) M2t и F,

Таблица. Геометрические характеристики трехмерной сетки модели ярактинского горизонта

Table. The geometrical characteristics of the three-dimensional net model of Yarakta horizon

Пласт Formation	Количество слоев Number of layers	Толщина слоя, м Layer width, m			Количество ячеек Number of cells
		мин. min	макс. max	среднее mean	
I + II, I и II I + II, I and II	246	0	0,30	0,30	22 369 286

полученные в результате комплексной переинтерпретации данных сейсмоки МОГТ-3D в объеме 164 км² и МОГТ-2D в объеме 952,4 пог. км.

Структурный каркас пластов I + II, I и II построен между ОГ M2t и F с учетом выделенных в пределах площади построения разрывных нарушений сбросового типа (рис. 2). Разломы имеют преимущественно субмеридиональное простирание, встречаются также и разрывные нарушения широтного направления. Амплитуда разломов меняется от 2–5 до 12–15 м. Все разрывные нарушения условно разделены на экранирующие и неэкранирующие. Наличие экранирующих свойств выражается в изменении уровней газонефтяного (ГНК) и водо-нефтяного (ВНК) контактов.

Для построения структурной поверхности по ОГ M2t не использовались скважины-пилоты, попадающие в смежные ячейки с горизонтальными скважинами, так как скважины с горизонтальным окончанием имеют более высокий входной и текущий дебиты (т.е. являются приоритетными для расчетов при гидродинамическом моделировании). Ниже по разрезу в построении структурного каркаса участвуют все скважины, так как при увеличении угла ниже поверхности ОГ M2t траектории скважин расходятся на расстояние, позволяющее корректно их учесть. В случае если пластопересечения располагались в соседних ячейках структурного каркаса, более высокий приоритет имели наклонно-направленные скважины, поскольку горизонтальные стволы не участвовали в интерполяции литологии и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Траектории горизонтальных стволов проанализированы на соответствие интервалов фильтрации и особенности изменения ФЕС в этом районе трехмерной модельной сетки.

Построенный стратиграфический каркас отличается от использованной ранее двухмерной модели (подсчет запасов 2004 г.). Изменение обусловлено уточнением структурной основы по данным сейсмоки. При оперативном подсчете по пласту I выделялось две залежи: основная и юго-западная – в районе скважины 45M. По пласту II выделялось две залежи: северная – в районе скважины 31 и южная – в районе скважины 30. В настоящей работе в ярактинском горизонте выделено пять неантиклинальных залежей, ограниченных литологическими и тек-

тоническими экранами. В связи с этим суммарный прирост по нефтеносной площади составил около 20 %, площадь газоносности уменьшилась на 6 %, что обусловлено сокращением площади газовой шапки (повышением уровня ГНК) за счет уточнения структурной основы построенной.

Трехмерная сетка была построена в стратиграфических границах структурного каркаса. Нарезка слоев производилась исходя из концептуальной модели, параллельно кровле продуктивного пласта. Размер ячеек по латерали при построении грида принят

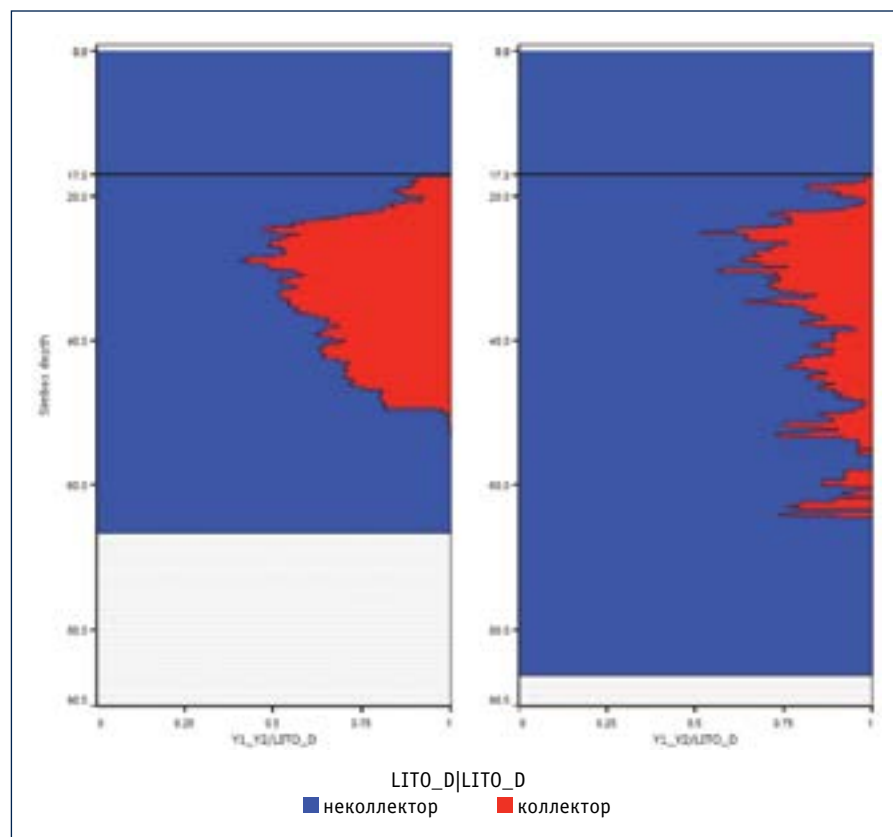


Рис. 3. Геолого-статистический разрез параметра литологии по зонам седиментации (слева – центральная и западная зоны, справа – восточная)

Fig. 3. Geological lithology section of lithology parameter along the sedimentation areas (left – the central and western areas, right – east area)

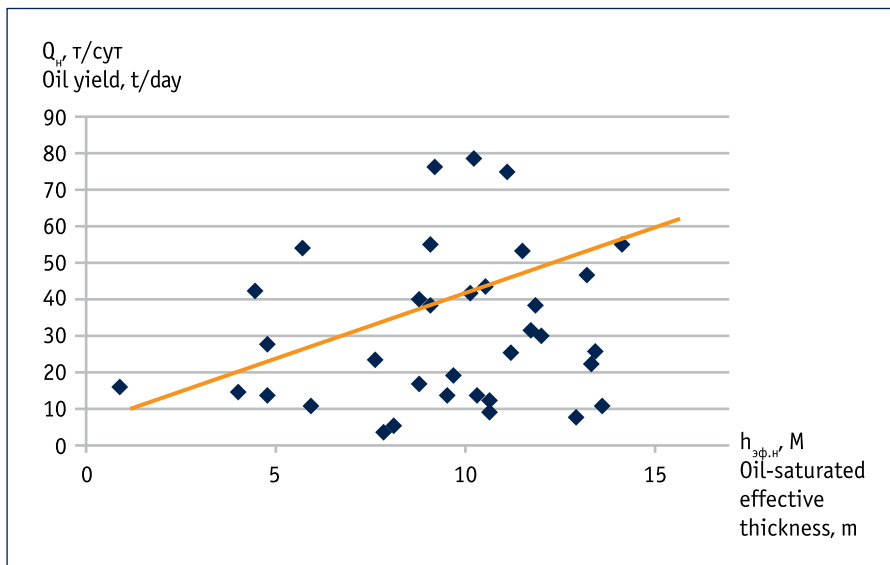


Рис. 4. Зависимость дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины
 Fig. 4. The dependence of the oil yield from oil-saturated effective thickness

равным 50 x 50 м. Размер ячейки по вертикали определялся исходя из толщины минимального пропластка коллектора, выделенного в скважинах по данным интерпретации данных ГИС. Для пластов ярактинского горизонта нарезка выполнена от кровли пласта I с толщиной слоя 0,3 м на основе принятой концептуальной модели осадконакопления отложений ярактинского горизонта, в частности наличия уве-

личенных толщин песчано-алевритовой пачки (врезанные песчаные тела) в зонах развития прорывных течений. Параметры трехмерной сетки приведены в таблице.

ПОСТРОЕНИЕ КУБА ЛИТОЛОГИИ РЕАЛИЗОВАНО ПОЭТАПНО:

• 1-й этап: построение двухмерного тренда – карты песчаности по скважинным данным;

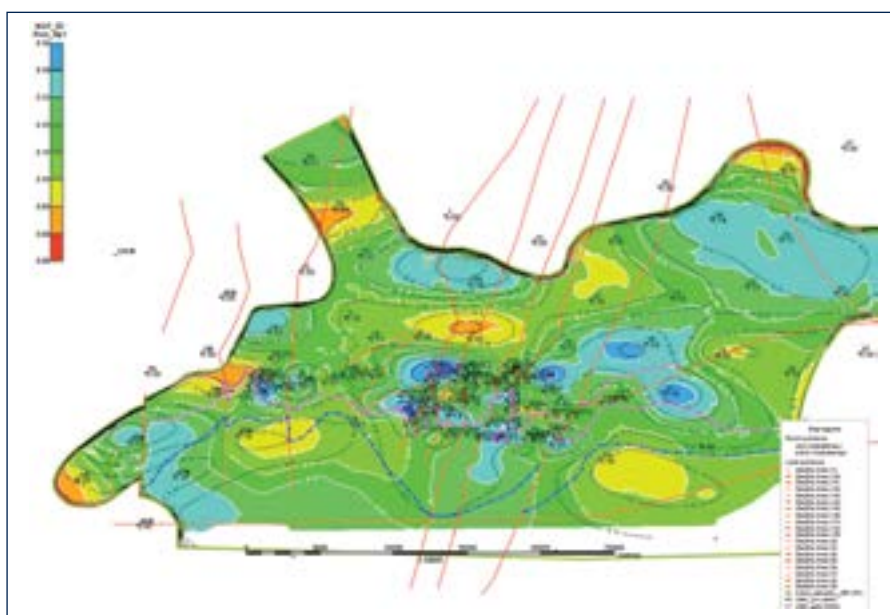


Рис. 5. Сопоставление карт открытой пористости по скважинным данным и трехмерной модели. Пласт I + II и I
 Fig. 5. Comparison of the open porosity map according to well data and three-dimensional model map. Formation I + II and I

• 2-й этап: построение одномерного тренда – ГСР параметра литологии (коллектор/неколлектор) по разрезу раздельно по зонам седиментации – западная + центральная и восточная (рис. 3). Необходимость построения двух трендов обусловлена концептуальной геологической моделью – выделением одного пласта в западной и центральной зонах залежи и наличием двух пластов в восточной части лицензионного участка. Для западной зоны отдельный тренд не создавался ввиду малого количества скважинных данных и наличия зоны выклинивания пласта в данной части моделируемой территории;

• 3-й этап: построение комбинированного трендового куба литологии (K_{lito}) по данным ГСР по двум зонам седиментации и единой карты песчаности. В результате был получен трендовый куб, в котором каждой зоне седиментации был присвоен свой ГСР;

• 4-й этап: интерполяция параметра песчаности с использованием трехмерного тренда K_{lito} . Вес трендового куба при построении песчаности задавался таким образом, чтобы на границе выделенных седиментационных зон не было видно грубой «сшивки». Коэффициент корреляции тренда (K_{lito}) и исходных данных равен 0,80, что свидетельствует о тесной статистической связи тренда и исходных данных. Параметры радиусов вариограммы выбирались эмпирически реализацией ряда итераций с целью охвата всей площади моделирования;

• 5-й этап: дискретизация непрерывного куба песчаности с использованием алгоритма М.Б. Дышлевского, позволяющего при дискретизации максимально учесть карту эффективных толщин пласта (h_{eff}), полученную перемножением карт песчаности и общих толщин пласта на этапе двумерного моделирования. Учет карты h_{eff} осуществляется использованием изменяющегося граничного значения при дискретизации куба песчаности. Корректность построенной литологической модели проверена сопоставлением карт эффективных толщин и песчаности, построенных по данным ГИС (РИГИС) и по соответствующим кубам. Карты эффективных толщин и песча-

ности, построенные на основе куба, соответствуют двумерным трендам, что говорит о внутренней достаточно хорошей сходимости построенного куба литологии и исходных данных.

Интерполяция коэффициента пористости (K_p) на трехмерную сетку была осуществлена алгоритмом Kriging. В качестве двумерных трендов использованы карты K_p по двум пластам, полученные по скважинным данным. Интерполяция в двумерной сетке осуществлялась с выходом на граничное значение к зоне замещения коллектора: пласт I + II и I – 0,064, пласт II – 0,091. Значения рангов вариограммы при построении карты K_p подобраны эмпирически. Сопоставление карт открытой пористости по скважинным данным и из трехмерной модели показано на рисунке 5. Отмечается хорошая сходимость карт в центральной и восточной частях моделируемого участка и несколько худшая – в западной, что связано с выходом на граничное значение пористости к зоне замещения и малым количеством данных с большим диапазоном значений. Куб проницаемости $K_{пр}$ рассчитан по петрофизической зависимости от куба пористости, полученной по керновым данным.

Построение параметра газонефтенасыщенности по пластам производилось с помощью алгоритма Kriging. Минимальное значение по газодонасыщенной зоне задавалось на уровне 0,612, максимальное – 0,960; по нефтенасыщенной части минимальное значение – 0,533, максимальное – 0,952, согласно скважинным данным (РИГИС). Карты газо- и нефтенасыщенности, полученные из трехмерной модели, приведены на рисунках 6 и 7.

Значения рангов вариограммы распределения газонефтенасыщенности пластов подобраны эмпирически. Проведена оценка сходимости исходных данных и данных, полученных при трехмерном моделировании. Уменьшение доли средних значений на кубе нефтенасыщенности (относительно скважинных данных) связано с увеличением доли средних значений в неразбуренной зоне, занимающей значительную часть залежи. По сравнению с двумерной моделью из предыдущей работы уточнились

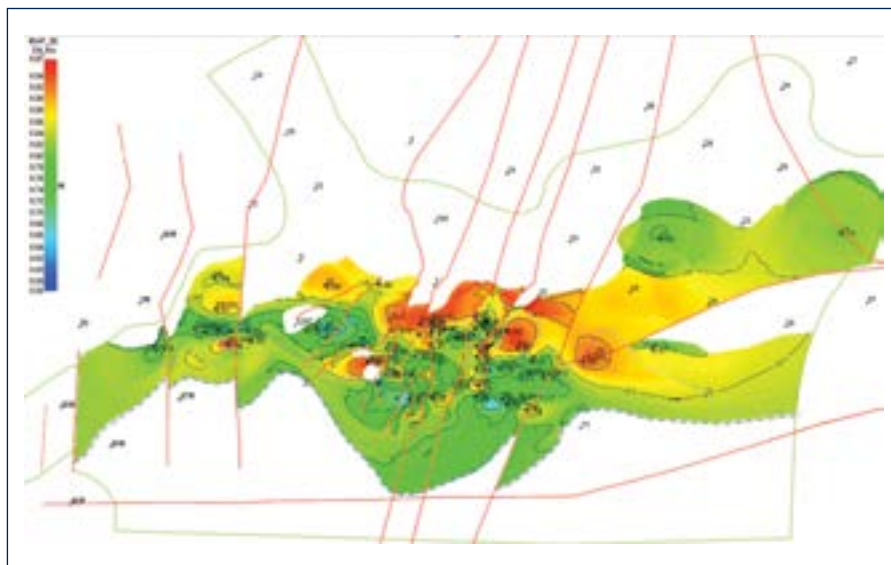


Рис. 6. Карта коэффициента нефтенасыщенности по данным трехмерной модели. Пласты I и I + II
Fig. 6. Map of oil saturation factor according to the three-dimensional model. Formations I and I + II

коэффициенты пористости и газонасыщенности за счет учета данных по новым скважинам, пересмотренных петрофизических зависимостей и учета данных моделирования. При предыдущем подсчете запасов приняты коэффициенты нефтенасыщенности и пористости, определенные как средневзвешенные по нефтенасыщенным толщинам, вскрытым скважинами. Коэффициент нефтенасыщенности увеличился на 4 %. Коэффициент газонасыщенности по ряду залежей уменьшился на 6–10 %.

Геологические запасы нефти и газа подсчитывались объемным методом, с использованием следующих подсчетных параметров: коэффициентов пористости, насыщенности, эффективного объема ячеек, пересчетного коэффициента и плотности нефти.

Относительно запасов, числящихся на балансе, прирост нефти в пределах Дулисьминского ЛУ составил примерно 27 %. В основном прирост запасов обусловлен увеличением площади по южной границе залежей. Изменение контура залежи связано с уточнением

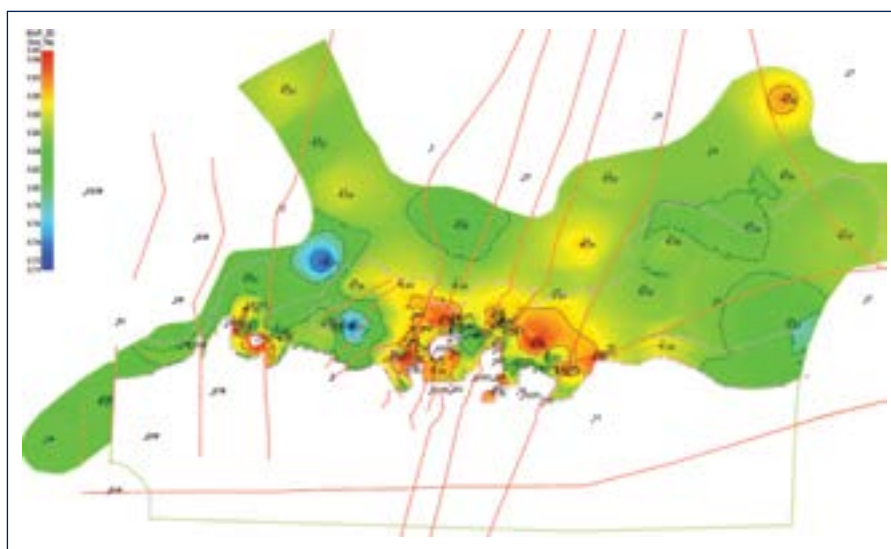


Рис. 7. Карта коэффициента газонасыщенности по данным трехмерной модели. Пласты I, I + II и II
Fig. 7. Map of gas saturation factor according to the three-dimensional model. Formations I, I + II and II

структурной основы по данным сейсмики. Суммарно по залежам запасов газа газовой шапки наблюдается списание запасов на –11 %, что обусловлено сокращением площади газовой шапки за счет уточнения структурной основы построений.

В результате уточнения строения залежей скорректировались и параметры подсчета запасов газа: начальные пластовые давления, поправки на отклонения. Кроме того, уточнились коэффициенты пористости и газонасыщенности. При подсчете запасов нефти приняты коэффициенты нефтенасыщенности и пористости, определенные на основе трехмерной модели, при построении которой учитывалось распределение параметров по площади и разрезу с понижением величин, соответственно, до критических на уровне принятого ВНК.

Проведена внешняя проверка качества построения модели. На рисунке 4 приведен график зависимости изменения дебита нефти ($Q_{\text{д}}$) от эффективной нефтенасыщенной ($h_{\text{эф.н}}$) толщины. Из этого графика видно, что имеется тренд изменения $Q_{\text{д}}$. Наличие тренда в усло-

виях редкой сети наблюдений на большей части участка говорит о неплохой внешней сходимости.

ВЫВОДЫ

1. Концептуальная геологическая модель ярактинского горизонта учтена при трехмерном геологическом моделировании.
2. Нарезка трехмерной сетки осуществлена от кровли пласта толщиной ячеек 0,3 м в связи с наличием увеличенных толщин песчано-алевритовой пачки в зонах развития прорывных течений.
3. При построении куба литологии в качестве тренда использованы ГСР по двум зонам моделируемого участка – восточной и западной + центральной.
4. Проведена оценка качества построения трехмерной геологической модели. При сравнении гистограмм по скважинным данным и данным кубов литологии, пористости и нефтенасыщенности отклонения не превышают допустимых 5 %. ГСР и карты, построенные на основе кубов, показывают хорошую сходимость с двумерными данными. Это говорит о хорошей внутренней сходимости всех использованных разнородных данных.

5. Уточнены геологические запасы нефти и газа. Запасы нефти увеличились на 27 %, а газа уменьшились на 11 %. Увеличение запасов нефти в первую очередь обусловлено увеличением площади залежи. Изменение площадей связано в основном, с уточнением структурного плана по данным 3D-сейсмики и вновь пробуренных скважин. Увеличение средних эффективных нефтенасыщенных толщин обусловлено учетом данных по новым скважинам, а также изменением методики построения карт. Изменения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности объясняются возрастной изученностью месторождения (новые керновые данные и результаты интерпретации ГИС в новых скважинах). Физико-химические параметры нефти ярактинского горизонта не изменились, изменение газовых параметров связано с изменением конфигурации залежей и месторождений-аналогов.
6. Решение задачи контроля и управления разработкой на основе уточненной модели позволит повысить эффективность разработки продуктивных отложений Ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения.

Литература:

1. Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. Концептуальная геологическая модель продуктивных отложений ярактинского горизонта // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 6. С. 30–39.
2. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. 376 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
4. Чернова Л.С. Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы // Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. Труды СНИИГГиМС. Новосибирск, 1980. Вып. 280. С. 39–45.
5. Чернова Л.С. Генетические модели некоторых типов фаций прибрежно-морских и континентальных отложений // Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири. Труды СНИИГГиМС. Новосибирск, 1976. Вып. 232. С. 93–99.
6. Чернова Л.С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. Труды СНИИГГиМС. Новосибирск, 1984. С. 13–26.
7. Савинкин П.Т., Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Тихомирова Г.И. Фациально-палеогеоморфологическая обстановка формирования ярактинского горизонта юго-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1991. № 12. С. 8–12.

References:

1. Aleksandrov V.M., Belkina V.A., Kazanskaya D.A. The conceptual geological model of productive deposits in Yarakta horizon. Territorija Neftegas = Oil and Gas Territory, 2016, No. 6, p. 30–39. (In Russian)
2. Zakrevskiy K.Ye. Geological 3D-simulation. Moscow, PPC Maska Ltd., 2009, 376 pp.
3. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas. Leningrad, Nedra, 1984, 260 pp. (In Russian)
4. Chernova L.S. Genetic models of continental and coastal-marine deposits microfacies of the Siberian platform. Proceedings of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources 'Reservoirs and screens of oil and gas in Mesozoic and Paleozoic deposits of the Siberian platform', Novosibirsk, 1980, Issue 280, p. 39–45. (In Russian)
5. Chernova L.S. Genetic models of some types of coastal marine and continental sediments facies. Proceedings of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources 'Lithology and reservoir properties of Paleozoic and Mesozoic deposits in Siberia', Novosibirsk, 1976, Issue 232, p. 93–99. (In Russian)
6. Chernova L.S. Patterns of genetic types of oil and gas clastic reservoir. Proceedings of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources 'Rock reservoirs of oil and gas deposits in Siberia', Novosibirsk, 1984, p. 13–26. (In Russian)
7. Savinkin P.T., Kuznetsov V.G., Ilyukhin L.N., Tikhomirova G.I. Facial paleogeomorphic environment of Yarakta horizon formation in south-eastern part of the Nepa-Botuoba antecline. Geologiya nefiti i gaza = Geology of oil and gas, 1991, No. 12, p. 8–12. (In Russian)