

**Сравнение различных подходов построения куба литологии
на примере месторождения Беджил**

О. А. Горбачева^{1*}, В. А. Аксарин¹, А. А. Зеленая²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

²ООО «РН-Ближневосточная компания», г. Москва, Россия

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

Аннотация. На примере месторождения Беджил приведено сравнение результатов построения 3D-кубов литологии различными способами, наиболее активно применяемыми в мировой практике. Куб коллектора является важной и неотъемлемой частью трехмерных геологических моделей, обуславливающей объем эффективной нефтенасыщенной части пласта. От качества геологической модели напрямую зависит представление об изучаемой геологической среде. Детально рассмотрены два варианта построения куба литологии. Первый способ более популярный в отечественной практике — построение куба литологии напрямую по результатам интерпретации материалов ГИС. Второй способ, являющийся более распространенным в мировой практике, заключается в построении куба фациальных обстановок и последующем распространении в резервуаре разных литотипов с учетом фациальных особенностей строения пласта. В зависимости от поставленных задач, стадии изученности и геологических особенностей месторождения подбирается наиболее оптимальный способ моделирования.

Ключевые слова: способы построения; куб литологии; параметр NTG; куб пористости; нефтенасыщенный объем

**Comparison of various lithology volumes building methods:
a case study of the Bejil field**

Oksana A. Gorbacheva^{1*}, Vladimir A. Aksarin¹, Alexandra A. Zelenaya²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN Middle East Company LLC, Moscow, Russia

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

Abstract. The Bejil field case study shows the comparison of 3D lithology volumes built by various methods, applied world-wide. A net-reservoir volume is

an important and integral part of 3D geological models, which determines the oil-net pay part of the reservoir. The quality of the geological model directly affects the concept of the studied geological environment. Two lithology volume options are considered in detail. The first method, which is more popular in domestic applications, involves building a lithology volume directly based on logging data interpretations. The second method, which is more widespread internationally, involves building a volume of facies environments followed by distributing various lithotypes in a reservoir taking into account the facies structural features. As a result, we made allowance for the tasks and geological features of the field and chose the best modeling method.

Key words: modeling methods; lithology volume; NTG parameter; porosity volume; oil saturated volume

Введение

Российские нефтегазовые компании активно работают на зарубежных рынках, реализуя проекты в сфере разведки и разработки месторождений углеводородов. Одним из важнейших плюсов для российских инвесторов при участии в международных проектах является получение доступа к опыту и технологиям, которые используют зарубежные партнеры.

Неотъемлемой составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов стало построение трехмерных геологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Геологическая модель должна обеспечивать качественное представление об изучаемой геологической среде, то есть характеризовать пространственное размещение в объеме резервуара пород-коллекторов и неколлекторов, разного рода геологических нарушений, положение межфлюидных контактов, распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) [1, 2].

В данной работе рассмотрены различия способов построения кубов литологии, используемых при создании геологических 3D-моделей в российской и мировой практике на начальной стадии изученности.

Объект и методы исследования

В качестве изучаемых объектов использованы формации Готния и Наокелекан месторождения Беджил (юра), расположенного на территории северной части Ирака (район Иракского Курдистана).

Месторождение находится в Месопотамском краевом прогибе, вдоль складчатого пояса Загрос. Регион характеризуется чрезвычайно сложным тектоническим строением и очень высокой плотностью разломной тектоники с амплитудами смещения блоков до сотен метров [3].

Изучаемая территория относится к краевой части Аравийской плиты, которая значительную часть геологического времени пребывала в режиме пассивной тектонической окраины. Геологический разрез месторождения в основном составляют карбонаты и продукты их метаморфизма, а также другие отложения аквального или субаквального генезиса.

Отложения пластов Готния и Наокелекан представлены сложным полиминеральным составом [4, 5].

Палеообстановки формирования формации Наокелекан оцениваются от закрытого моря до прибрежно-морских. Разрез пласта Наокелекан сложен различными комбинациями доломита и кальцита.

Породы пласта Готния формировались в мелководно-морских палеообстановках с бассейном закрытого типа. Формация представлена мощной толщей ангидритов с тонким переслаиванием кальцита и ангидритистого кальцита [6].

При построении геологической модели месторождения Беджил учитывалась модель двойной пористости. В данной статье рассматривается построение только ее матричной составляющей как основы для всех последующих работ.

Создание геологической модели месторождения Беджил осуществлялось в соответствии с действующими нормативно-методическими документами^{1,2}, а также принятыми подходами к построению цифровой геологической модели [7–9]. Геологическая модель построена в программном комплексе Petrel (Shlumberger) в версии 2019.2 на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Куб литологии (коллектор/неколлектор) в описываемой работе построен двумя способами. Первый способ наиболее популярный в отечественной практике — построение куба литологии напрямую по результатам интерпретации материалов ГИС (РИГИС) [1, 2, 9]. В описываемом случае итоговый куб литологии был получен из параметра NTG с использованием трендовых карт песчанистости и последующей дискретизацией при помощи переменной отсечки. Данный способ помогает решить задачу получения объемов коллекторов, соответствующих необходимому значению, и может использоваться при адаптации геологической 3D-модели к материалам подсчета запасов. Это случается, когда геологическая модель строится по материалам выполненного ранее подсчета запасов, например, в рамках составления ПТД. В качестве достоинств такого подхода можно отметить возможность прямого контроля построения куба литологии с использованием различных комбинаций трендов (ГСР, карт толщин, прогнозных параметров и пр.) в соответствии с концептуальной моделью месторождения. Недостатком данного способа является отсутствие распределения литофаций и, как следствие, возможное искажение распределения ФЕС в объеме резервуара.

Второй способ, являющийся более распространенным в мировой практике, заключается в построении куба фациальных зон (обстановок) и последующем распространении в резервуаре разных литотипов с учетом фациальных особенностей строения пласта. Затем строится куб пористости, с учетом ее распределения в каждом типе и различных трендов при их наличии. И только затем по величине обоснованного для коллекторов гранич-

¹ РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / С. А. Жданов [и др.]. — Москва: Министерство энергетики РФ, 2000. — 60 с.

² Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. — Москва: ФБУ «ГКЗ», 2014. — 100 с. — Режим доступа: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoesye>.

ного значения пористости осуществляется определение коллекторов как в скважинах, так и в межскважинном пространстве [1, 10]. Основным достоинством данного подхода является возможность максимально геологически согласованного распределения пористости с учетом фациальных и литологических особенностей строения пласта. По нашему мнению, недостатком второго способа может быть неполное соответствие полученного куба коллектор/неколлектор результатам интерпретации ГИС, которые выдают геофизики, используя комплекс критериев выделения коллекторов от прямых качественных признаков до численных граничных значений (например, Кп гр., Кво и т. д.).

Рассмотрим первый способ построения.

Для моделирования в качестве исходных были использованы следующие данные:

- кривая РИГИС коллектор/неколлектор;
- трендовые карты песчанистости;
- карты эффективных толщин по скважинам;
- геолого-статистические разрезы (ГСР) литологии по данным РИГИС.

Построение модели коллектора осуществлялось в два этапа.

На первом этапе для построения куба вероятности нахождения коллектора был использован метод петрофизического моделирования SGS (Sequential Gaussian simulation) параметра песчанистости с учетом 21 реализации. Поскольку на данной стадии изученности месторождения выявить детальные фациальные зоны в пределах месторождения не представляется возможным, а глобальные условия осадконакопления почти не меняются на большой площади, латеральные ранги моделирования были условно приняты превышающими среднее расстояние между скважинами с целью охвата всей области моделирования. При дальнейшем изучении месторождения будет уделено внимание детализации фациальных условий с целью уточнения границ фациальных зон, поскольку ранги моделирования должны быть напрямую связаны с размерами моделируемых геологических тел. Высокие значения горизонтальных рангов обусловлены спокойными условиями осадконакопления и отсутствием выявленных на месторождении рифоподобных структур. Вертикальный ранг моделирования подобран в результате вариограммного анализа исходных данных (табл. 1).

Таблица 1

Параметры вариограммы для литологии

Пласт	Вертикальный ранг, м
Готния	4
Наокелекан	4

Принятые значения рангов вариограмм позволили покрыть всю область моделирования, а также добиться хорошего сходства статистических показателей исходных и модельных данных.

Дискретизация осредненного куба литологии выполнялась при помощи плагина «Russian geology toolbox — 2d lateral trend» с использованием карт эффективных толщин, полученных на основании скважинных данных с

учетом концептуальной модели. В результате работы плагина по каждому столбу модели подбирается такая величина отсечки, при которой итоговая карта эффективных толщин соответствует трендовой карте.

Финальный параметр литологии полностью соответствует скважинным данным, достаточно хорошо согласуется с исходными трендами и достоверно отражает пространственное распределение коллектора каждого из продуктивных пластов.

Ниже приведены кроссплоты сопоставления трендовых карт эффективных толщин и карт, полученных из финального куба литологии (рис. 1), сопоставление ГСР (рис. 2).

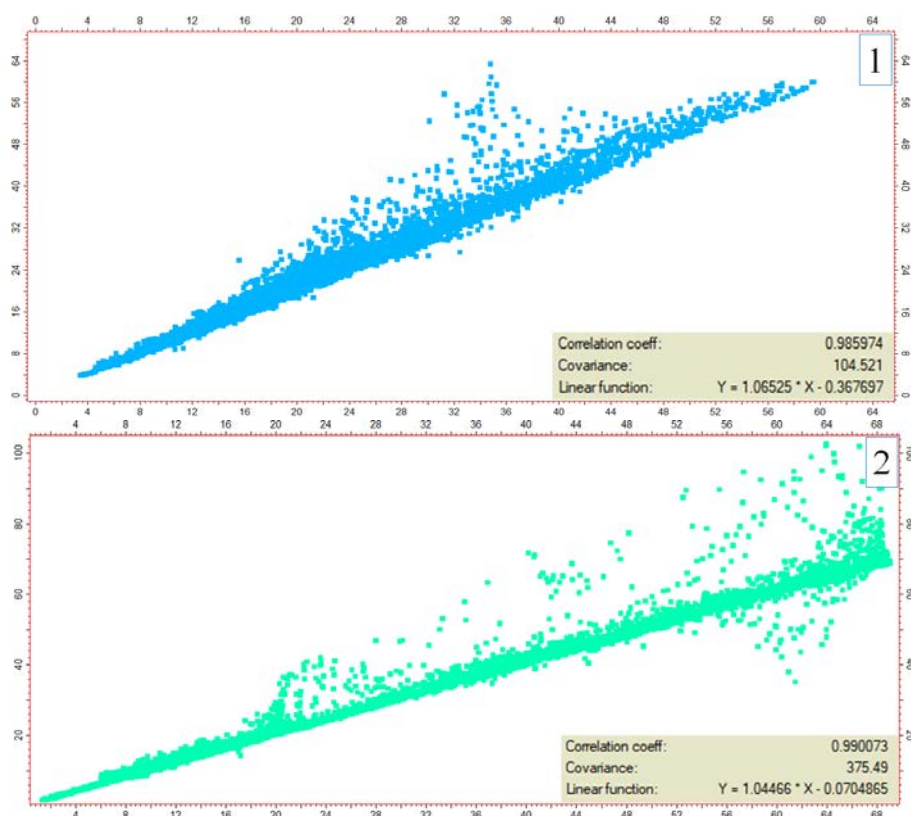


Рис. 1. Кроссплоты сопоставления трендовых карт эффективных толщин (ось X) и карт эффективных толщин с 3D-куба (ось Y) пластов Готния (1) и Наокелекан (2)

При реализации второго способа построения модели на данной стадии изученности месторождения не удалось получить детальной информации о фациальных особенностях строения месторождения. Поэтому этап построения куба фациальных обстановок был пропущен. Для построения куба NTG вторым способом сначала строился куб распространения минералов на основании объемно-минералогической модели ELAN.

В качестве исходных данных для моделирования использовались кривая РИГИС распределения минералов; трендовые карты долей минералов; геолого-статистические разрезы распределения минералов по скважинам.

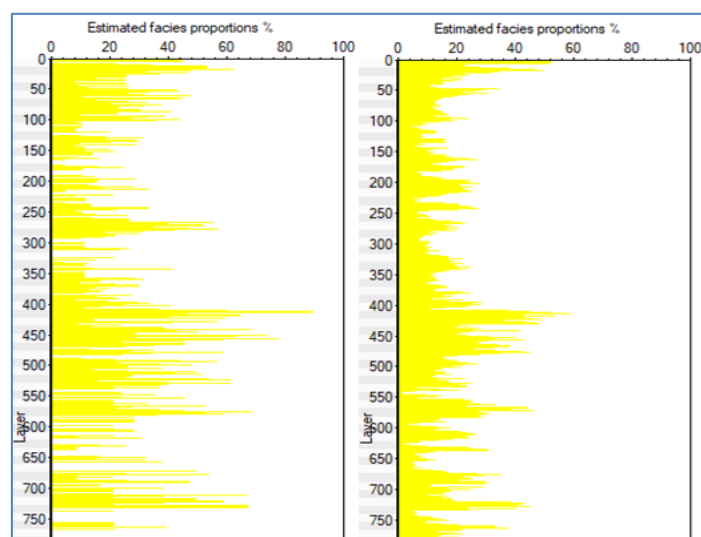


Рис. 2. Сопоставление ГСР по исходным данным (слева) и результатам моделирования (справа)

Для построения куба вероятности нахождения минерала в каждой ячейке 3D-сетки был использован метод фациального моделирования SGS (Sequential Gaussian simulation) с учетом 21 реализации. Горизонтальные ранги вариограмм, как и в первом способе, на основании анализа имеющейся информации были условно приняты превышающими среднее расстояние между скважинами. Вертикальный ранг моделирования подбирался в результате вариограммного анализа исходных данных (табл. 2).

Таблица 2

Параметры вариограммы для куба минералов

Пласт	Наименование и код минерала	Вертикальный ранг, м
Готния	1 — кальцит	3
	2 — ангидритистый кальцит	4
	3 — доломитистый кальцит	6
	4 — ангидрит	4
	5 — доломит	2
Наокелекан	1 — кальцит	4
	3 — доломитистый кальцит	5
	5 — доломит	2

Сечение куба распределения минералов в объеме исследуемых пластов приведено на рисунке 3. Затем строился куб пористости с учетом ее пространства в каждом типе пород.

Исходной информацией для моделирования куба пористости послужила скважинная информация (кривая значений коэффициента пористости по всему интервалу продуктивного разреза).

Куб пористости рассчитан методом петрофизического моделирования (Kriging) с применением ряда трансформаций исходных данных: в качестве горизонтального тренда — учет закономерности изменения пористости в пределах пластов (Directional data trend) и использование 1D-тренда распределения

пористости с учетом минералогического состава отложений (General distribution) для каждого пласта (рис. 4). Применение детерминистического подхода при распространении пористости обусловлено отсутствием на данном этапе изучения месторождения информации о резких изменениях фациальных зон.

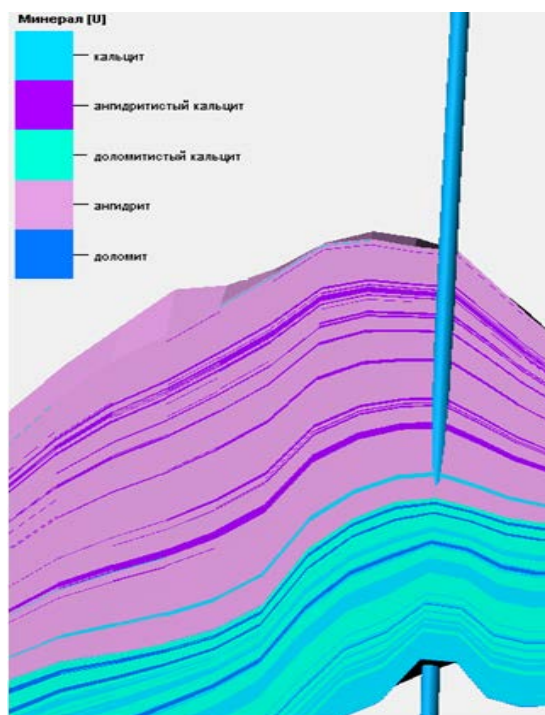


Рис. 3. Схематический разрез куба распределения минералов

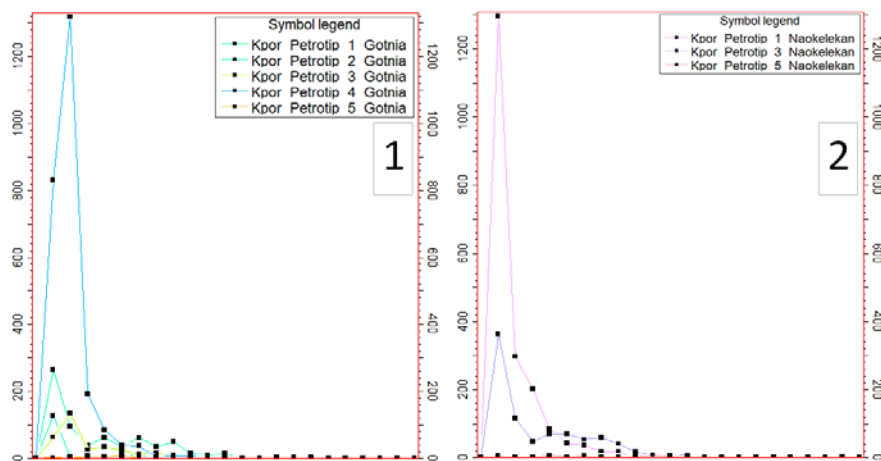


Рис. 4. Графики распространения пористости с учетом минералогического состава отложений для пластов Готния (1) и Наокелекан (2)

Полученные результаты расчетов удовлетворяют требуемым критериям, что отражено в процессе контроля качества распространения значений пористости (рис. 5).

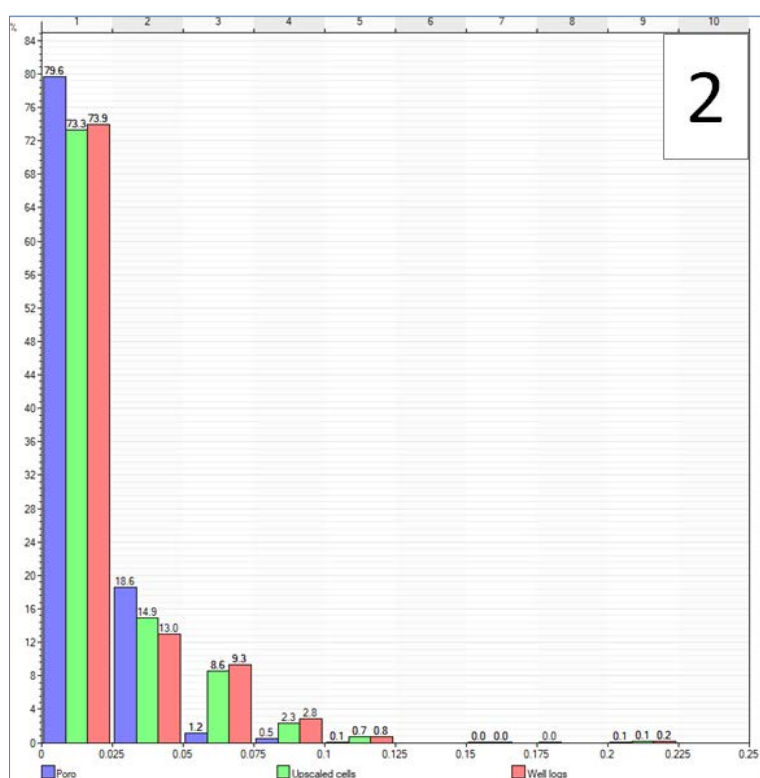
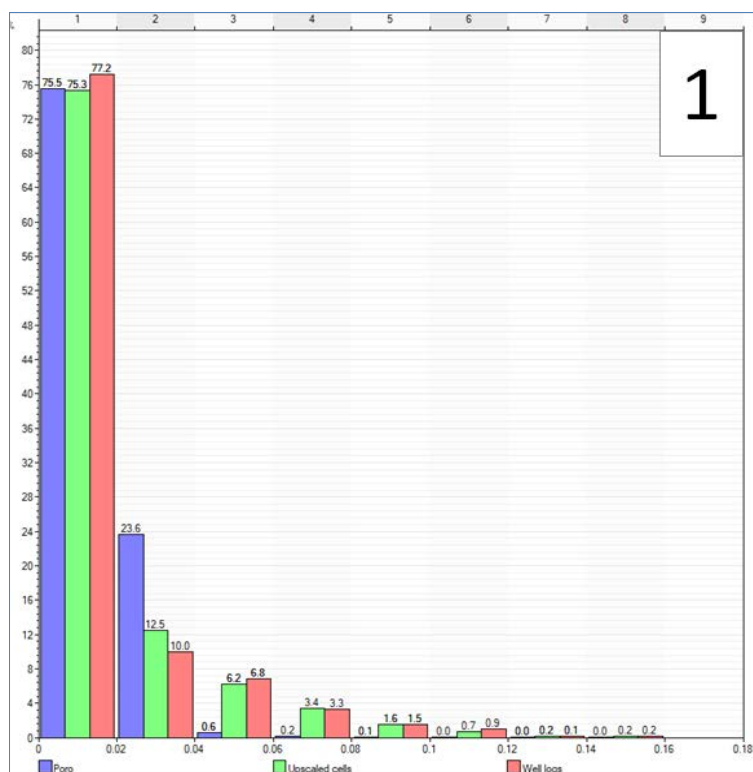


Рис. 5. Гистограммы распределения Кп по РИГИС, ВВ и 3D-кубу по пластам Готния(1) и Наокелекан(2)

Итоговый куб литологии получен в калькуляторе через отсечку куба пористости по величине граничного значения, принятого для коллектора и составляющего 3 %.

Сравнение кубов литологии, построенных первым и вторым способами, наглядно показано на рисунке 6.

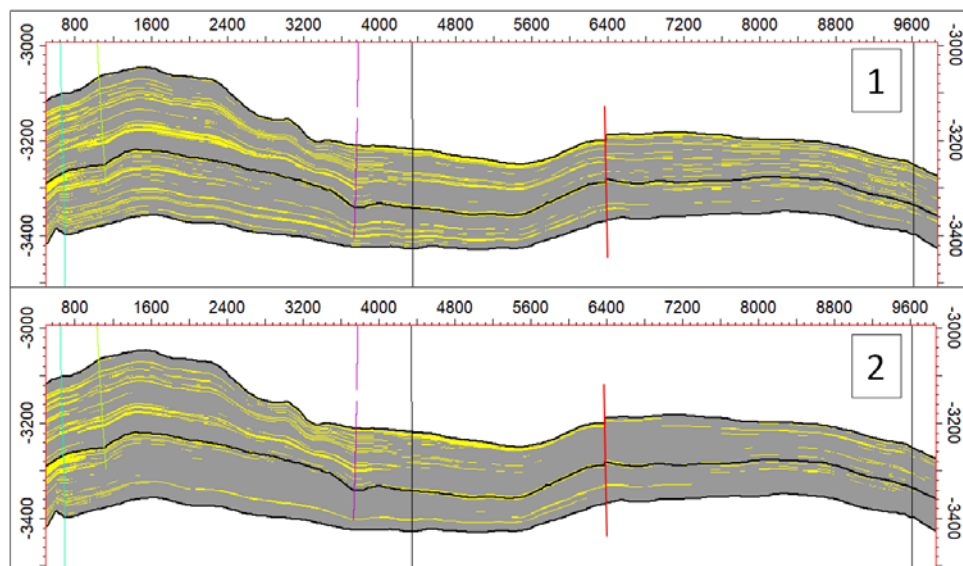


Рис. 6. Сравнение кубов литологии (коллектор/неколлектор), построенных первым и вторым методами

Результаты и обсуждение

Как показал анализ, несмотря на одинаковые исходные данные, полученные кубы имеют отличия. Куб, построенный по первой методике, содержит существенно больший объем коллектора и при одном и том же уровне водонефтяного контакта существенно больший нефтенасыщенный объем (табл. 3). Более того, при анализе данных испытаний и керновых данных по пласту Готния сделан вывод о крайне низком добычном потенциале этих отложений, что не позволяет увеличить нефтеносные объемы по пласту. Таким образом, результаты, полученные вторым способом, являются более приближенными к фактическим.

Таблица 3

Сопоставление нефтенасыщенных объемов

Пласт	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³		Изменение, %
	Вариант 1	Вариант 2	
Готния	383 745	219 497	43
Наокелекан	158 946	142 346	10
Итого	542 691	361 843	33

Выводы

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в зависимости от задач, для решения которых создается 3D-модель, и полноты исходной информации исполнитель выбирает и обосновывает способ получения куба литологии. Первый способ построения литологии с использованием трендовых карт песчаности является более гибким и удобным для достижения необходимого объема коллектора, но при этом почти не учитываются фациальные особенности строения пластов. Такой способ удобно применять для построения геологических 3D-моделей на ранних стадиях изученности месторождения или под утвержденные величины запасов при создании ПТД. Второй способ позволяет получать геологически обоснованный результат, учитывающий литолого-фациальные особенности строения пластов, но в этом случае для получения достоверного результата требуется больший объем исходной информации, иначе затруднен контроль соответствия данных по скважинам и результатов построений.

Для рассматриваемого месторождения, с учетом литологического разнообразия пород и отсутствия задачи воспроизведения конкретных объемов породы, более приемлемым оказался второй способ. По мере получения информации геологическая модель месторождения будет уточняться.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Закревский, К. Е. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров : обзор. / К. Е. Закревский, А. С. Кундин. – Москва : ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с. – Текст : непосредственный.
3. Le Garzic, E. Evolution of the NW Zagros Fold-and-Thrust Belt in Kurdistan Region of Iraq from balanced and restored crustal-scale sections and forward modeling / E. Le Garzik, J. Verges, F. Sapin [et al.]. – DOI 10.1016/j.jsg.2019.04.006. – Direct text // Journal of Structural Geology. – 2019. – Vol. 124. – P. 51–69.
4. Ali, S. Tectono-stratigraphy and structure of the northwestern Zagros collision zone across the Iraq-Iran border / S. Ali, M. Mohajjel, K. Aswad [et al.]. – Text : electronic // Journal of Environment and Earth Science. – 2014. – P. 92–110. – URL: <https://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=3076&context=smhpapers> (data of application: 13.10.2021).
5. Geologic evolution of the Iraqi Zagros, and its influence on the distribution of hydrocarbons in the Kurdistan region / J. M. English, G. A. Lunn, L. Ferreira, G. Yacu. – DOI 10.1306/06271413205. – Direct text // AAPG Bulletin. – 2015. – Vol. 99, Issue 2. – P. 231–272.
6. Liu, Ch. Recommendation for A Practical Log-based Stratigraphic Framework for the Kurdistan Region of Iraq / Ch. Liu, R. Alway, D. J. Moreton [et al.]. – Text : electronic // Search and Discovery. – 2017. – URL: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/30487liu/ndx_liu.pdf.html (data of application: 13.10.2021).
7. Белозеров, В. Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов : учебное пособие / В. Б. Белозеров. – Томск : ЦППС НД ТПУ, 2008. – 143 с. – Текст : непосредственный.
8. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа : учебное пособие / Е. А. Гладков ; Министерство образования и науки, Томский политехнический университет. – Томск : ТПУ, 2012. – 99 с. – Текст : непосредственный.
9. Особенности построения трехмерных геологических моделей в клиноформных отложениях на примере залежи горизонта БС10_2-3 Тевлинско-Русскинского месторождения / А. Б. Сметанин, В. Г. Щергин, Е. А. Щергина [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2009. – № 21. – С. 9–15.

10. Бочков, А. С. Комплексирование данных геологии, петрофизики и разработки при моделировании сложнопостроенных коллекторов / А. С. Бочков, Р. Р. Галеев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 4 (25). – С. 6–9.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPTS Maska LLC Publ., 376 p. (In Russian).
2. Zakrevskiy, K. E., & Kundin, A. S. (2016). Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinnykh rezervuarov. Moscow, Belyi Veter LLC Publ., 404 p. (In Russian).
3. Le Garzic, E., Vergés, J., Sapin, F., Saura, E., Meresse, F., & Ringenbach, J. C. (2019). Evolution of the NW Zagros Fold-and-Thrust Belt in Kurdistan Region of Iraq from balanced and restored crustal-scale sections and forward modeling. *Journal of Structural Geology*, 124, pp. 51-69. (In English). DOI: 10.1016/j.jsg.2019.04.006
4. Ali, S., Mohajjel, M., Aswad, K., Ismail, S., Buckman, S., & Jones, B. (2014). Tectono-stratigraphy and structure of the northwestern Zagros collision zone across the Iraq-Iran border. *Journal of Environment and Earth Science*, pp. 92-110. (In English). Available at: <https://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=3076&context=smhpapers>
5. English, J. M., Lunn, G. A., Ferreira, L., & Yacu, G. (2015). Geologic evolution of the Iraqi Zagros, and its influence on the distribution of hydrocarbons in the Kurdistan region. *AAPG Bulletin*, 99(2), pp. 231-272. (In English). DOI: 10.1306/06271413205
6. Liu, Ch., Alway, R., Moreton, D. J., Samarrai, A., & Hmasalih, F. (2017). Recommendation for A Practical Log-based Stratigraphic Framework for the Kurdistan Region of Iraq. *Search and Discovery*. (In English). Available at: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2017/30487liu/ndx_liu.pdf.html
7. Belozorov, V. B. (2008). Lovushki nefti i gaza, modelirovanie zalezhey uglevodorodov. Tomsk, TSPPS ND TPU, 143 p. (In Russian).
8. Gladkov, E. A. (2012). Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefti i gaza. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 99 p. (In Russian).
9. Smetanin, A. B., Shhergin, V. G., Shhergina, E. A., Skachek, K. G., Shajhutdinov, A. N., & Oserskaya, Yu. A. (2009). Osobennosti postroeniya trekhmernykh geologicheskikh modeley v klinoformnykh otlozheniyakh na primere zalezhi gorizonta BS10_2-3 Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (21), pp. 9-15. (In Russian).
10. Bochkov, A. S., & Galeev, R. R. (2011). Integration of geological, petrophysical and development data during the modeling of complex formations. *Nauchno-tehnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4(25)), pp. 6-9. (In Russian).

Сведения об авторах

Горбачева Оксана Александровна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Аксарин Владимир Анатольевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Зеленая Александра Александровна, геолог, ООО «РН-Ближневосточная компания», г. Москва

Information about the authors

Oksana A. Gorbacheva, *Chef Specialist*, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Vladimir A. Aksarin, *Expert*, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Alexandra A. Zelenaya, *Geologist*, RN Middle East Company LLC, Moscow