



УДК 622.279.3+622.276.72

## ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ КОШЕХАБЕЛЬСКОГО ГКМ)



### SPECIFICS OF THE LITOLOGICAL MODEL CONSTRUCTION FOR OXFORD DEPOSITS (BY EXAMPLE OF THE KOSHEKHABELSKOYE GAS CONDENSATE FIELD)

#### Гасумов Рамиз Алиджавад-оглы

доктор технических наук, профессор,  
Заслуженный деятель науки РФ,  
Первый заместитель генерального директора,  
АО «СевКавНИПИгаз»  
Priemnaya@scnipigaz.ru

#### Гасумов Эльдар Рамизович

кандидат экономических наук, доцент,  
Азербайджанский Университет нефти и промышленности  
R.Gasumov@yandex.ru

#### Gasumov Ramiz Alidgavad-ogli

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Honored Scientist of the Russian Federation,  
First Deputy General Director,  
JSC SevKavNIPigaz  
Priemnaya@scnipigaz.ru

#### Gasumov Eldar Ramizovich

Candidate of Economic Sciences,  
Azerbaijan State University of Oil and Industry  
R.Gasumov@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены особенности построения литологической модели оксфордских отложений с целью повышения качества проектирования, управления и мониторинга разработки газоконденсатного месторождения (ГКМ). В трехмерном моделировании объем между структурными поверхностями кровли и подошвы объекта моделирования представляется в виде детальной трехмерной сетки.

Для последующей трехмерной интерполяции параметров в межскважинном пространстве скважинные данные переносятся на ячейки дискретных сеток. Каждой ячейке сетки, через которую прошли скважины, присваивается определенный тип пород (коллектор-неколлектор), фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и насыщение.

При пространственном распределении коэффициента пористости было использовано вероятностное моделирование литологических типов пород и их свойств на основе статистических характеристик и создания наборов равновероятных реализаций моделей. Выбор такого метода обусловлен значительной неоднородностью ФЕС.

Рассмотрены результаты адаптации фильтрационной модели к фактическим данным по истории разработки месторождения, на основе уточненных фильтрационно-емкостных свойств пласта, корректировки для прогнозных расчетов вариантов разработки.

**Ключевые слова:** литологическая модель, фильтрационная модель, карбонатная залежь, оксфордские отложения, месторождение, пласт, коллектор, коллекторские свойства, фильтрационно-емкостные свойства, геологический разрез, проницаемость, моделирование.

**Annotation.** The article discusses specifics of a lithological model construction for Oxford deposits in order to improve the quality of design, management and monitoring of the development of gas condensate fields (GCF). In three-dimensional modeling the volume between the structural surfaces of the roof and the lower boundary of the modeling object is represented as a detailed three-dimensional grid.

For subsequent three-dimensional interpolation of parameters in the interwell space the borehole data is transferred to cells of discrete grids. Each grid cell through which the wells have passed is assigned a specific rock type (reservoir-non-reservoir), filtration and capacitive properties (FCP) and saturation.

In the spatial distribution of the porosity coefficient, we used probabilistic modeling of lithological rock types and their properties based on statistical characteristics and the creation of sets of equally possible model implementations. The choice of this method is due to the significant heterogeneity of the FCP.

The results of adapting the filtration model to actual data on the history of field development, based on the specified reservoir properties and adjustments for predictive calculations of development options are considered.

**Keywords:** lithological model, filtration model, carbonate deposit, Oxford deposits, field, formation, reservoir, reservoir properties, filtration and capacitive properties, geological section, permeability, modeling.

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и мониторинга разработки газоконденсатного месторождения (ГКМ) является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). Построенная на базе имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных ПДГТМ позволяет недропользователю отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов (УВ), точнее прогнозировать добычу газа, моделировать геолого-технические мероприятия (ГТМ) по повышению газоотдачи и эффективности работы газодобывающей компании (ГДК), более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов [1–6].

Учитывая, что ГКМ в карбонатных залежах Юга России характеризуется сложными геологическими и термодинамическими условиями залегания продуктивного пласта, наличие ПДГТМ становится необходимым [7–10].



ПДГТМ модель является объемной имитацией месторождения и представляет собой многомерный компьютерный объект, на котором с помощью математических операций проведены исследования и выполнен прогноз процессов, протекающих при разработке в объеме геологического резервуара.

В трехмерном моделировании объем между структурными поверхностями кровли и подошвы объекта моделирования представляется в виде детальной трехмерной сетки.

Для последующей трехмерной интерполяции параметров в межскважинном пространстве скважинные данные переносятся на ячейки дискретных сеток. Каждой ячейке сетки, через которую прошли скважины, присваивается определенный тип пород (коллектор-неколлектор), фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и насыщение.

Этап литологического моделирования заключался в выделении и пространственном распределении пород коллекторов, т.е. пространственной литологической интерпретации на основании комплекса геофизических методов, результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и граничных значений ФЕС. Результатом является построение дискретных индексированных кубов признака «коллектор – неколлектор», условно называемых кубами литологии. При построении кубов использовали алгоритм стохастического моделирования на основе построенных геолого-статистических разрезов с согласованием полученного распределения пород со скважинными данными [5, 7, 11].

Каждой ячейке дискретной сетки куба присваивалось значение «1» – коллектор или «0» – неколлектор.

Для построения модели распространения коллектора использовался стохастический метод, с использованием экспоненциальной вариограммы (табл. 1) и трендовой карты эффективных толщин.

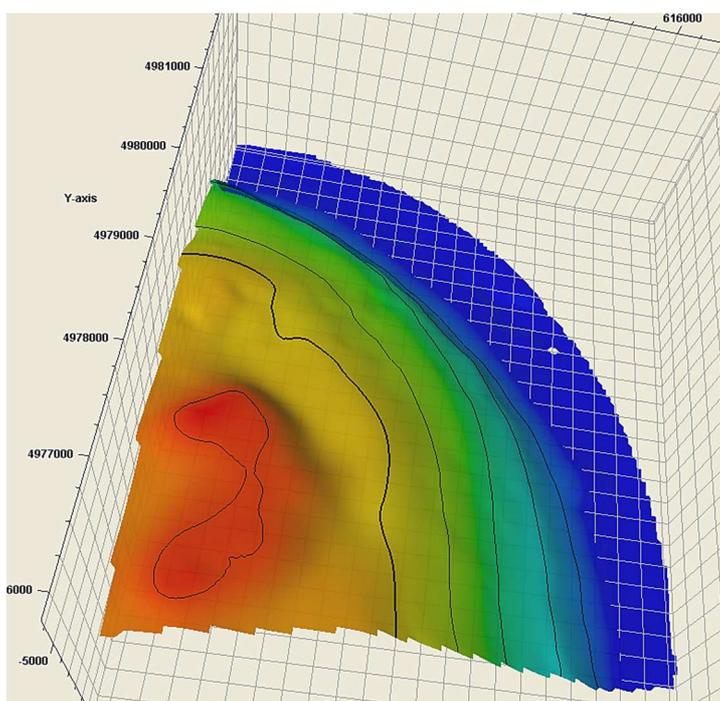
**Таблица 1** – Определение параметров вариограммы литологии

Ранги литологии	Направление	Радиус корреляции	Угол	Тип	Nugget
Оксфорд	Главное	1380	20	Exponential	0
	Второстепенное	1302	110	Exponential	0
	Вертикальное	25,8	–	Exponential	0

Залежь газа оксфордских отложений Кошехабльского ГКМ является пластовой сводовой с элементами литологического замещения на западе и юге структуры. Продуктивное поле ограничено контуром газоносности в северной и восточной части и линией замещения коллекторов на юге и западе. Эффективная толщина варьирует от 0 до 60 м, максимальная эффективная газонасыщенная толщина – 60 м.

При построении поверхностей карт эффективных толщин полигоны зон непроницаемых и уплотненных пород были приняты за нулевые значения.

Структурная поверхность по кровле коллектора оксфордских отложений Кошехабльского ГКМ представлена на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Структурная поверхность по кровле коллектора оксфордских отложений Кошехабльского ГКМ



Коэффициент пористости в модели рассчитывался на основе LAS файлов, полученных при интерпретации данных промысловой геофизики.

При пространственном распределении коэффициента пористости было использовано вероятностное моделирование литологических типов пород и их свойств на основе статистических характеристик и создании наборов равновозможных реализаций моделей. Выбор такого метода обусловлен значительной неоднородностью ФЕС.

С помощью трансформаций, преобразующих скважинные кривые пористости к нормальному (Гауссову) распределению, получены вариограммы по каждой из трех осей (X, Y, Z), параметры которых указывают, в какой степени значения пористости изменяются на расстоянии. Путем выбора типов этих вариограмм и настроек их параметров было получено распределение поля пористости (табл. 2).

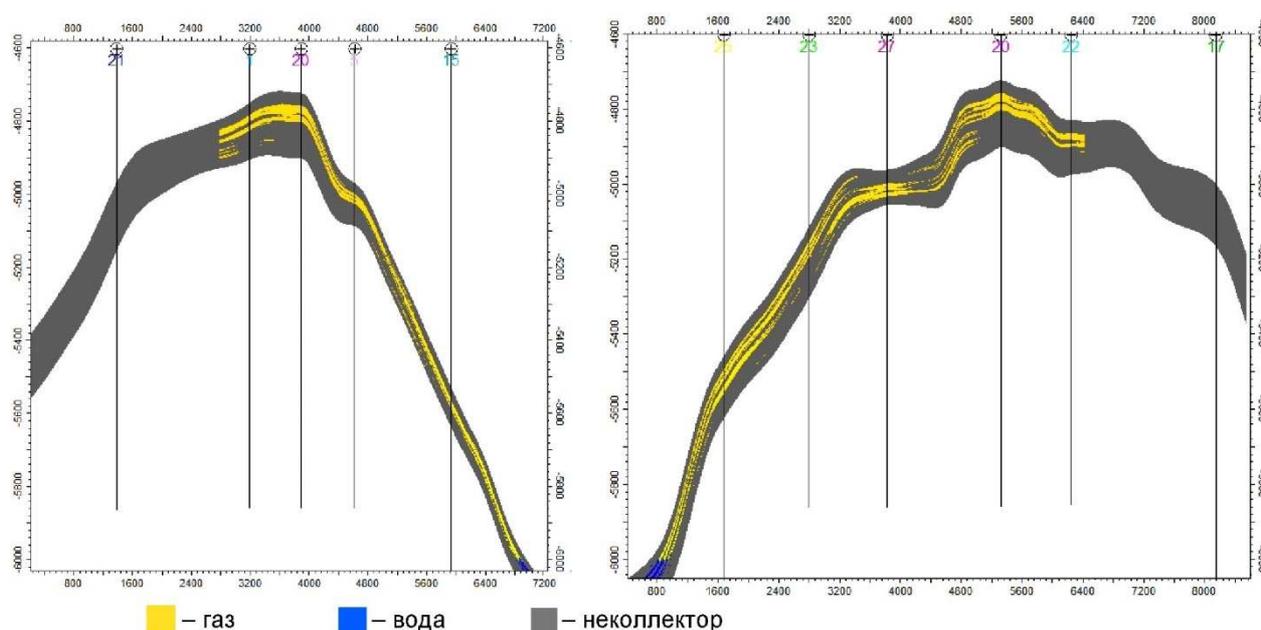
**Таблица 2** – Определение параметров вариограммы пористости

Ранги пористости	Направление	Радиус корреляции	Угол	Тип	Nugget
Оксфорд	Главное	2277	40	Gaussian	0
	Второстепенное	2532	130	Gaussian	0
	Вертикальное	12,4	–	Gaussian	0

Сопоставление значений пористости по скважинам и по кубу показывает хорошую сходимость (расхождение не превышает 5 %). Для подсчета запасов коэффициент пористости рассчитывался как средневзвешенная величина по объему коллектора залежи.

По результатам геологического моделирования продуктивных отложений Кошехабльского ГКМ построены наборы карт и геологических разрезов в соответствии с Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [1, 6].

На рисунке 2 представлены разрезы пород оксфордских отложений, характеризующие распространение коллектора пласта и газонасыщенности.



**Рисунок 2** – Разрез оксфордских отложений, характеризующий распространение коллектора и газонасыщенности по линии скважин

Распределение параметра общей пористости и проницаемости реализовано отдельно для дискретного параметра коллектора, в глинах значение пористости и проницаемости равно нулю. На рисунке 3 приведено объемное изображение распределения пористости в продуктивной части оксфордских отложений.

Проницаемость коллектора рассчитывалась как функция пористости по формуле, определенной kernовыми исследованиями и интерпретацией материалов, ГИС. Значение проницаемости коллектора колеблется от  $1 \cdot 10^{-15}$  до  $20 \cdot 10^{-15}$  м (мД).

Построение модели насыщения пластов флюидами выполнялось по стандартной методике, использующей скважинные данные о насыщении и физические условия формирования залежей.

Расчет полей параметров проводился в пределах структурного каркаса на основе данных интерпретации ГИС по скважинам, представленным в виде кривой послойной обработки, в интервал продуктивных отложений.



Положение границы контура запасов категории С1 (минус 5600 м) и категории С2 (минус 6000 м) обоснованы в [4], абсолютные отметки глубин контуров запасов приняты в качестве границы газонасыщенной области, на которой величина газонасыщенности равна нулю.

С точки зрения дальнейшего гидродинамического моделирования для построения свойства газонасыщенности куба литологии предпочтительным является использование функции Лаврентца (J-функции). В цифровой геологической модели  $K_g$  рассчитывался по функции Лаврентца, как средневзвешенная величина по газонасыщенному объему, равная средневзвешенному значению, полученному по ГИС.

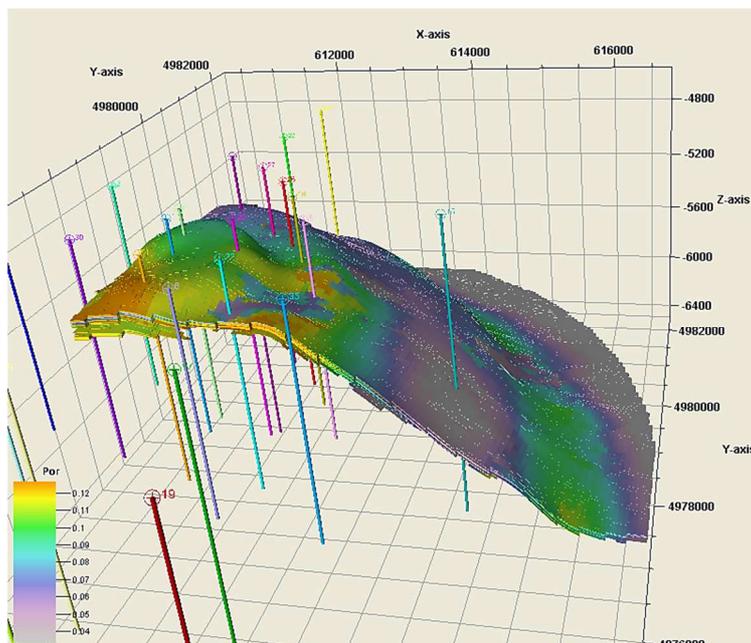


Рисунок 3 – Объемное изображение распределения пористости в продуктивной части оксфордских отложений

Полученная модель насыщения коллектора газом и водой представлена на рисунке 4.

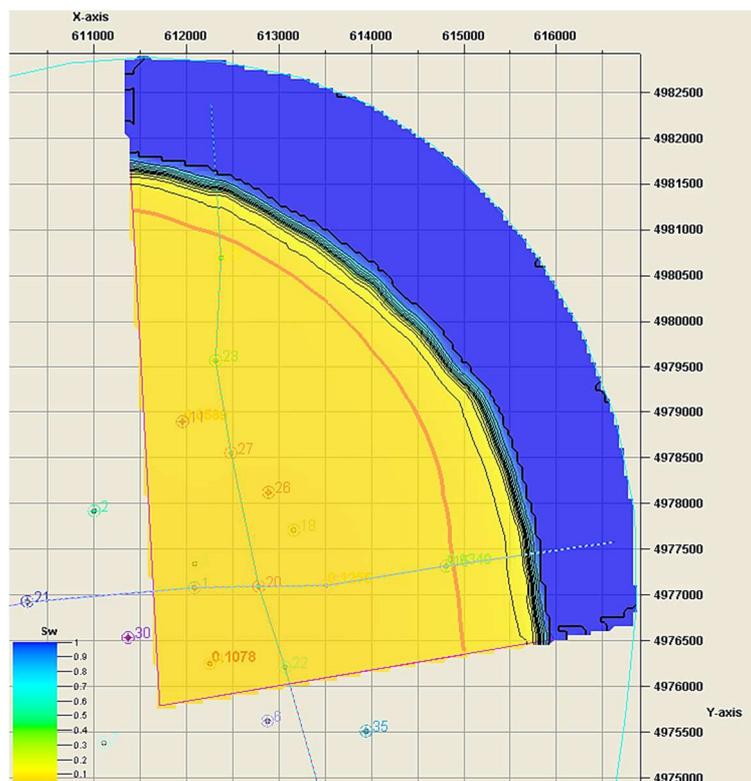


Рисунок 4 – Карта средней газонасыщенности коллектора



Как указывалось ранее, преимущественным развитием в продуктивной толще оксфордского комплекса пользуются каверно-поровые и трещинные известняки, в различной степени доломитизированные, слабглинистые с прослоями мергелей. Наряду с межзерновой пористостью развиты вторичные пустоты с доминированием пор выщелачивания и каверн. Трещинная пористость существенного вклада в эффективную емкость не вносит (составляет десятые доли процента), физические свойства и трещиноватость карбонатных пород оксфорда мало изучены по разрезу и по площади. В связи с этим моделирование трещин не представляется целесообразным.

Программный модуль выполняет подсчет начальных геологических запасов пластового газа по интегральной формуле объемного метода. Объемный метод подсчета запасов основывается на формуле:

$$Q = V_{эфф.геом.} \cdot K_p \cdot K_r \cdot (1/V_g), \tag{1}$$

где  $Q$  – запасы газа в м<sup>3</sup> в поверхностных условиях;  $V_{эфф.геом.}$  – эффективный геометрический объем ячеек, лежащих выше ГВК, м<sup>3</sup>;  $K_p$  – коэффициент пористости, доли ед.;  $K_r$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;  $V_g$  – коэффициент пересчета объема пластового газа в поверхностные (стандартные) условия доли ед.

$$V_{эфф.геом.} = S_{зал.} \cdot H_{эфф.}, \tag{2}$$

где  $S_{зал.}$  – площадь газонасыщенности, м<sup>2</sup>;  $H_{эфф.}$  – суммарная толщина пород-коллекторов, м.

Для определения эффективного геометрического объема использован куб литологии N/G – H\_gas\_C1. В качестве коэффициента пористости принимались значения пористости, полученные для каждой ячейки в кубе пористости – куб PORO. В качестве коэффициента газонасыщенности принимались значения газонасыщенности, полученные для каждой ячейки в кубе водонасыщенности – куб Sww. Коэффициент пересчета объема пластового газа в поверхностные условия рассчитывался стандартным методом по формуле:

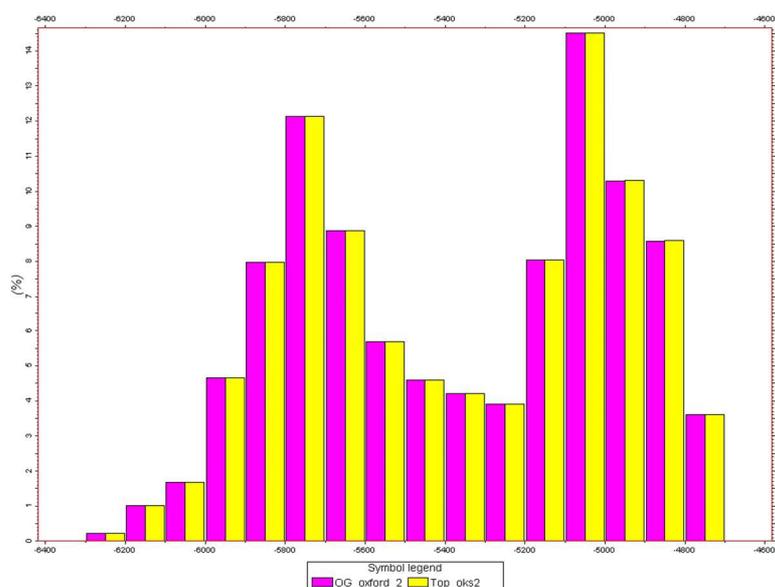
$$V_g = 1 / ((P_{пл} \cdot \alpha - 1) \cdot f \cdot 0,97), \tag{3}$$

где  $P_{пл}$  – начальное пластовое давление, МПа;  $\alpha$  – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта;  $f$  – поправка на отклонение пластовой температуры от стандартной; 0,97 – коэффициент пересчета замеров пластового давления из технических единиц в физические.

При построении ПДГТМ осуществлялось уточнение полученных ранее результатов за счет применения современных программных средств вычисления – программы моделирования геологического резервуара Petrel.

Оценка достоверности модели оксфордских продуктивных отложений производилась на каждом этапе моделирования.

На этапе структурно-тектонического моделирования выполнялось сопоставление структурной карты, полученной при моделировании, и структурной карты по кровле пласта из балансовой модели (рис. 5). Расхождение по параметрам не превышает 1 %.



**Рисунок 5** – Диаграмма сопоставления структурной карты, полученной при моделировании, и структурной карты по кровле пласта из балансовой модели



На следующем этапе анализировалось расхождение толщины пласта по скважинам и в структурном каркасе грида (табл. 3). Расхождение по параметрам не превышает 1 %.

**Таблица 3** – Анализ соответствия толщины пласта по скважинам и в структурном каркасе

Параметр	Мощность, м	
	мин.	макс.
Мощность пласта скв/грида	58/57	242/243
Расхождение, % $(H_{\text{грид}} - H_{\text{скв.}}) \cdot 100 : H_{\text{скв.}}$	-0,1 %	0,9 %

На этапе моделирования распределения коллектора анализировалось процентное соотношение коллектора и неколлектора по скважинным данным, после осреднения на трехмерную сетку и в кубе литологии.

На этапе моделирования распределения пористости анализировалось соотношение пористости по скважинным данным, после осреднения на трехмерную сетку и в кубе пористости (табл. 4). Расхождение не превысило 1 %.

**Таблица 4** – Сравнительный анализ моделирования пористости

Продуктивные отложения	Граничное значение $K_p$ , доли ед.		$K_p$ по ГИС, %			$K_p$ по 3D, %			Расхождение среднего значения $K_p$ по скважинам и 3D, % $(3D - \text{скв.}) \cdot 100 \text{ скв.}$
	мин.	макс.	мин.	макс.	среднее	мин.	макс.	среднее	
оксфордские	0,03	–	0,03	0,13	0,07	0,03	0,13	0,07	0

На этапе моделирования распределения газонасыщенности анализировалось соотношение газонасыщенности по скважинным данным и в кубе водонасыщенности (табл. 5). Расхождение не превысило 1 %.

**Таблица 5** – Сравнительный анализ моделирования газонасыщенности

Продуктивные отложения	Граничное значение $K_r$ , доли ед.		$K_r$ по ГИС, %			$K_r$ по 3D, %			Расхождение среднего значения $K_r$ по скважинам и 3D, % $(3D - \text{скв.}) \cdot 100 \text{ скв.}$
	минс.	макс.	мин.	макс.	среднее	мин.	макс.	среднее	
оксфордские	0,7	1	0,77	0,98	0,89	0,77	0,98	0,89	0

Постоянно действующая геолого-технологическая модель газоконденсатной залежи оксфордских отложений построена с целью повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой.

В целях решения практических задач по оптимизации разработки гкм, определения числа разведочных и добывающих скважин, расположения их по площади месторождения предусмотрено трехмерное цифровое геологическое моделирование оксфордских продуктивных отложений. трехмерная геологическая модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

Оценка достоверности модели оксфордских продуктивных отложений производилась на каждом этапе моделирования.

Подсчет запасов УВ трехмерной цифровой геологической модели и сравнение его с величинами, дает расхождение, не превышающее 3 %, что удовлетворяет требованиям действующих нормативных документов.

Фильтрационная модель адаптирована к фактическим данным по истории разработки, на основе уточнения ФЕС пласта и настроена для прогнозных расчетов вариантов разработки.

### Литература

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00; утвержден Минтопэнерго России; введен в действие приказом № 67 от 10.03.2000. – М., 2000.
2. Гасумов Р.А. Причины отсутствия притоков пластовых флюидов при освоении скважин малых месторождений (на примере хадум-баталпашинского горизонта) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 234. – С. 630–636.
3. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 556–563.



4. Корнеев В.И. Прогнозирование коллекторов и поиски неантиклинальных ловушек в Западном Предкавказье по данным сейсморазведки / В.И. Корнеев, В.Л. Криновеич. – Геология нефти и газа. – 1979. – № 3. – С. 64.
5. Исследования горно-геологических условий для проведения геологоразведочных работ в Предкавказье / Р.А. Гасумов [и др.] // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 654–661.
6. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий разработки месторождений Восточного Предкавказья / Р.А. Гасумов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 59–65.
7. Гасумов Р.А. Влияние геологических факторов на коллекторские свойства продуктивных пластов с трещиноватыми глинистыми коллекторами при их вскрытии бурением / Р.А. Гасумов, И.А. Керимов, В.М. Харченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 28–32.
8. Гасумов Р.А. Обоснование нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости нижнемаикопских глинистых коллекторов (на примере месторождений Северного Кавказа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018).
9. Гасумов Р.А. О непроницаемости глинистых коллекторов малых месторождений / Р.А. Гасумов, И.А. Керимов, В.М. Харченко // Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 8. – С. 46–52.
10. Гасумов Р.А. Выделение и оценка фильтрационно-емкостных параметров глинистых коллекторов // Наука. Инновации. Технологии. – 2018. – № 2. – С. 115–126.
11. Гасумов Р.А. Геологические факторы, влияющие на обводнение нефтяных скважин малых месторождений / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – № 4. – С. 8–18.

## References

1. Regulation on creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields : RD 153-39.0-047-00; approved by the Ministry of Fuel and Energy of Russia; put into effect by Order № 67 of 10.03.2000. – М., 2000.
2. Gasumov R.A. Causes of absence of formation fluid inflows during development of wells of small fields (on the example of Hadum-Batalpashinskiy horizon) // Notes of Mining Institute. – 2018. – Vol. 234. – P. 630–636.
3. Gasumov R.A. Peculiarities of the small deposits development (on the example of the North Caucasus gas-condensate fields) // Proc. of Mining Institute. – 2016. – Vol. 220. – P. 556–563.
4. Korneev V.I. Prediction of the collectors and search of the non-anticlinal traps in the Western Pre-Caucasus according to the seismic data / V.I. Korneev, V.L. Kriniveich. – Geology of oil and gas. – 1979. – № 3. – P. 64.
5. Studies of mining and geological conditions for geological exploration in the Caucasus / R.A. Gasumov [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 228. – P. 654–661.
6. Influence of geomechanical properties of reservoir on success of geological and technical measures of development of deposits in Eastern Caucasus / R.A. Gasumov [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2017. – № 11. – P. 59–65.
7. Gasumov R.A. Influence of the geological factors on the reservoir properties of the productive formations with the cracked clayey reservoirs at their opening by drilling / R.A. Gasumov, I.A. Kerimov, V.M. Kharchenko // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2018. – № 7. – P. 28–32.
8. Gasumov R.A. Justification of the oil-gas-saturated thickness and permeability of the Lower Maikop clayey reservoirs (by the example of the North Caucasus fields) // Oil-and-gas geology. Theory and practice. – 2018. – Vol. 13. – № 3. – DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018).
9. Gasumov R.A. About an impermeability of the clay reservoirs of the small fields / R.A. Gasumov, I.A. Kerimov, V.M. Kharchenko // Neftepromyshlennoe delopment. – М. : VNIIOENG, 2018. – № 8. – P. 46–52.
10. Gasumov R.A. Selection and estimation of the filtration-volume parameters of the clayey collectors // Science. Innovations. Technologies. – 2018. – № 2. – P. 115–126.
11. Gasumov R.A. Geological factors influencing on the oil wells watering of the small fields / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // Science. Innovations. Technologies. – 2019. – № 4. – P. 8–18.