

УДК 550.8.05

**К.Е. Закревский<sup>1</sup>**, e-mail: kezakrevskiy@rosneft.ru; **А.Е. Лепилин<sup>2</sup>**, e-mail: LepilinAE@ufanipi.ru;**А.П. Новиков<sup>2</sup>**, e-mail: NovikovAP@ufanipi.ru<sup>1</sup> ПАО «НК «Роснефть» (Москва, Россия).<sup>2</sup> ООО «РН-УфаНИПИнефть» (Уфа, Россия).

## Анализ взаимозависимости параметров геологических моделей месторождений углеводородов

В статье рассмотрены существующие методики оценки качества создания цифровых геологических моделей, используемые в практике работ в вертикально-интегрированных компаниях и при экспертизе моделей в ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых». Основным способом оценки является статистический анализ, в том числе взаимного влияния различных параметров цифровых геологических моделей месторождений углеводородов.

В статье представлены результаты экспертного анализа, в рамках которого рассмотрено 23 параметра. Описана методика анализа и определения наиболее значимых и часто используемых зависимостей, в том числе корреляционных, между параметрами модели для оценки качества построения геологической модели нефтяного или газового месторождения. Основным инструментом анализа является матрица сопоставления характеристик модели.

Показано, что наиболее часто используются зависимости между каким-либо геологическим параметром и абсолютной или относительной пространственной координатой. Установлена эффективность применения «внутренних» зависимостей, то есть зависимостей между петрофизическими характеристиками с учетом известных геологических закономерностей. Отмечено, что некоторые из них недостаточно часто используются в практике экспертизы качества геологических моделей.

Отражены особенности (увеличение числа и усложнение) взаимосвязей между геологическими параметрами в карбонатных и трещинных резервуарах, в распределении фильтрационно-емкостных свойств которых существенную роль играют постседиментационные процессы. Приведены практические примеры таких взаимосвязей. Предложено включение наиболее эффективных зависимостей в состав отчетной документации, формируемой при подсчете запасов месторождений углеводородов. Планируется увеличение числа зависимостей и их уточнение путем конкретизации, то есть создания зависимостей, характерных для определенных продуктивных отложений изучаемых районов.

**Ключевые слова:** кросс-плот, карта, пористость, песчанность, нефтенасыщенность, расстояние до объекта, геологостатистический разрез.

.....

**К.Е. Zakrevskiy<sup>1</sup>**, e-mail: kezakrevskiy@rosneft.ru; **А.Е. Lepilin<sup>2</sup>**, e-mail: LepilinAE@ufanipi.ru;**А.П. Novikov<sup>2</sup>**, e-mail: NovikovAP@ufanipi.ru<sup>1</sup> Rosneft PJSC (Moscow, Russia).<sup>2</sup> RN-UfaNIPINeft LLC (Ufa, Russia).

## The Parameter Interdependency Analysis for Geological Hydrocarbon Field Modeling

The article analyses the existing quality estimation procedures for numerical geological modeling used in the practices of vertically integrated companies and in the expert evaluation of the above models at Federal State-Funded Institution "State Mineral Resources Commission". The principal estimation technique is a statistical analysis and also the one of cross-effects produced by various parameters of geological models for hydrocarbon fields.

The article presents the expert analysis data, with 23 parameters being analyzed. The procedure of the analysis and identification of most crucial and often used model parameter relationships, including correlation, for the quality estimation of oil or gas field geological modeling. The major analysis tool is the model data comparison matrix. It was shown that most often used are any geological parameter – absolute (or relative) spatial coordinate relationships.



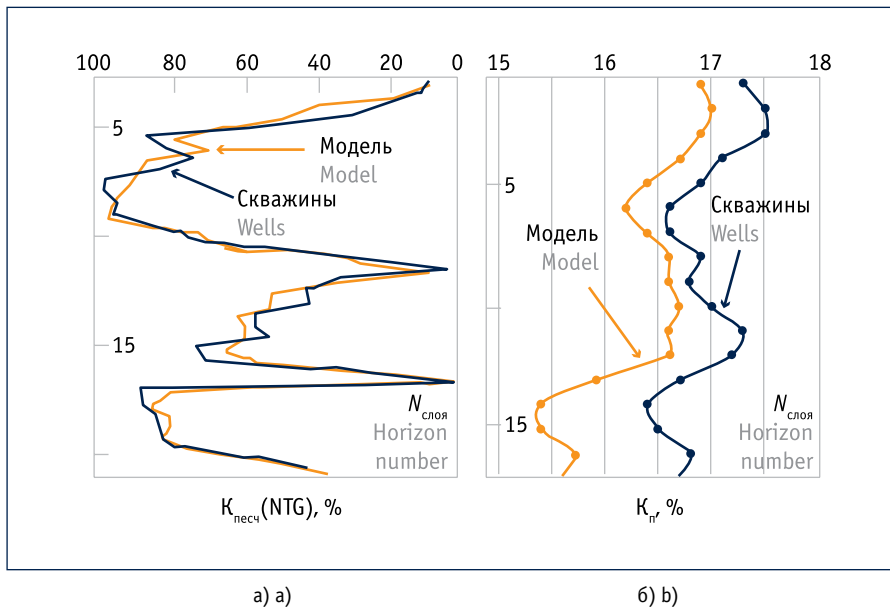


Рис. 2. Сопоставление кривых изменения коллекторов по слоям геологической модели:  
 а) средней песчаности; б) средней пористости  
 Fig. 2. Comparison of reservoir curves by geological model layers:  
 а) average grittiness  $K_{песч}$  (NTG); б) average porosity  $K_{п}$

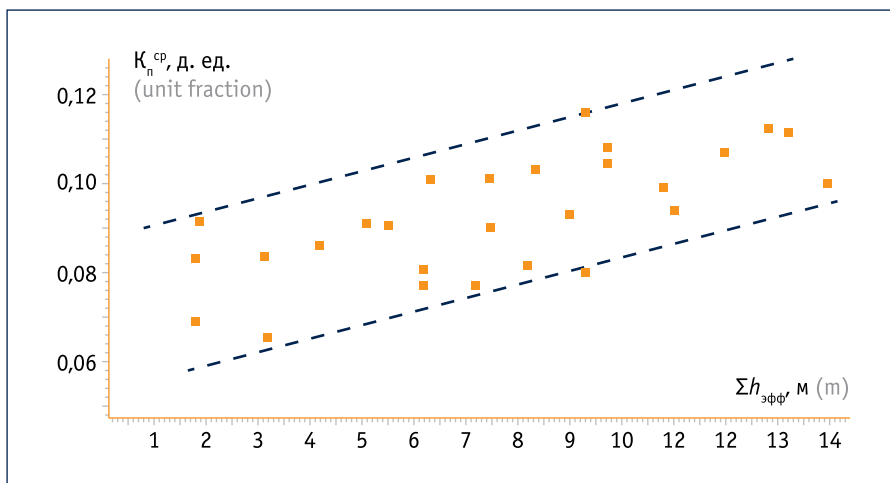
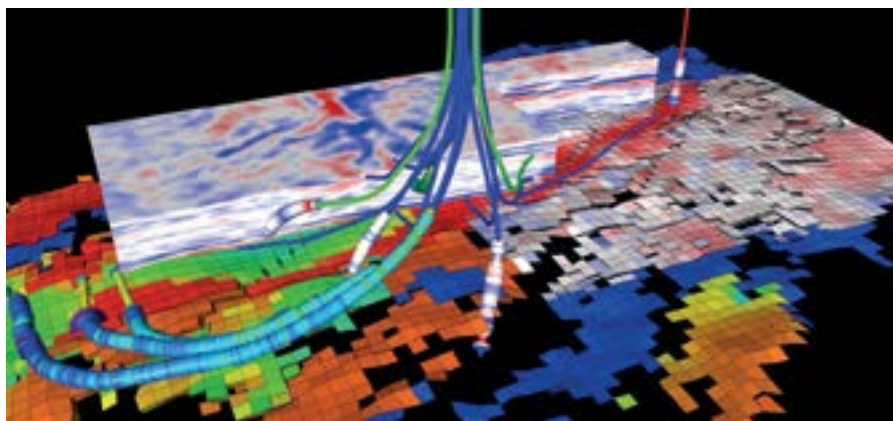


Рис. 3. Зависимость средней пористости коллекторов  $K_{п}^{cp}$  в скважинах от суммарной эффективной толщины пласта  $\Sigma h_{эфф}$   
 Fig. 3. Average reservoir porosity  $K_{п}^{cp}$  in wells versus total effective formation thickness  $\Sigma h_{эфф}$



точки зрения авторов данной статьи, недостаточно внимания, хотя примеров его эффективного использования достаточно много. Целью исследования, ключевые результаты которого представлены в статье, является изучение основных зависимостей между геологическими свойствами пласта и выявление их практической значимости для построения и контроля качества геологических моделей месторождений углеводородов (УВ).

**АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ**

Для проведения экспертного анализа зависимостей между различными геологическими параметрами была построена матрица, в которую сведены наиболее значимые при моделировании 23 геологические характеристики терригенных и карбонатных резервуаров (рис. 1).

На основе экспертных оценок данных ячейки матрицы, характеризующие взаимосвязь между представленными на рисунке параметрами, были ранжированы и окрашены в соответствии со значимостью данных. Серый цвет ячеек означает, что взаимозависимость параметров либо не имеет большого значения, либо практически не используется при моделировании. Бледно-оранжевый цвет характеризует редкое использование зависимости между данными параметрами, а ярко-оранжевый – частое и желательное применение зависимости при моделировании. Таким образом, из 276 ячеек бледно-оранжевым окрашены 14 (5 %), ярко-оранжевым – 31 (11 %). Очевидно, что число активно используемых зависимостей ограничено.

Рассмотрим результаты анализа полученных данных. В первую очередь следует отметить широкое использование зависимостей типа «геологический параметр – абсолютная пространственная координата (XY,Z)». Наиболее часто учитывается зависимость параметров от XY, то есть изменение параметров по латерали, например при построении карт средних значений ФЕС по скважинным данным и из модели. Гораздо реже используется зависимость геологических параметров от пространственной координаты по вертикали Z. В качестве

примера можно привести зависимость пористости от пространственной координаты по вертикали, значимую лишь при наличии больших перепадов высот кровли пласта в залежи (обычно градиент изменения пористости пласта с глубиной не превышает 0,5 % на 100 м). Другой распространенный случай – учет зависимостей типа «геологический параметр – относительная пространственная координата ( $\Delta XY$ , или  $\Delta L_{\sigma}$ , или  $\Delta Z$ , или  $N_{\text{слоя}}$ )». При рассмотрении таких зависимостей гораздо чаще учитывается изменение параметров относительно  $\Delta Z$  ( $N_{\text{слоя}}$ ), т. е. по вертикали, к примеру, при построении геолого-статистических разрезов (ГСР). На рис. 2 представлены примеры сопоставления кривых изменения интервальных песчанистости (NTG) и пористости коллекторов по слоям геологической модели. При наличии существенных расхождений кривых ГСР по скважинам и по модели необходимо установить причину такой несходности, например использование трендового куба пористости по данным сейсморазведки 3D.

Следующим по распространенности является использование при построении моделей «внутренних» зависимостей, то есть взаимозависимостей петрофизических характеристик с учетом известных геологических закономерностей. Чаще всего учитывается зависимость между пористостью и проницаемостью пласта: она различна для разных литотипов пород, но для коллекторов порового типа проницаемость возрастает с увеличением пористости. Эффективно также использование связи «суммарная эффективная толщина – средняя пористость» (рис. 3).

В то же время, по мнению авторов данной статьи, при построении моделей недостаточное внимание уделяется анализу зависимостей «пористость – нефтегазонасыщенность» и «удаленность от флюидного контакта – нефтегазонасыщенность». Очевидно, что нефтегазонасыщенность (в особенности газонасыщенность) в общем случае должна возрастать с увеличением пористости коллекторов в ячейке и удаленностью ячейки от флюидного контакта (рис. 4 и 5), хотя могут иметь место и исключения, связанные, например, со значитель-

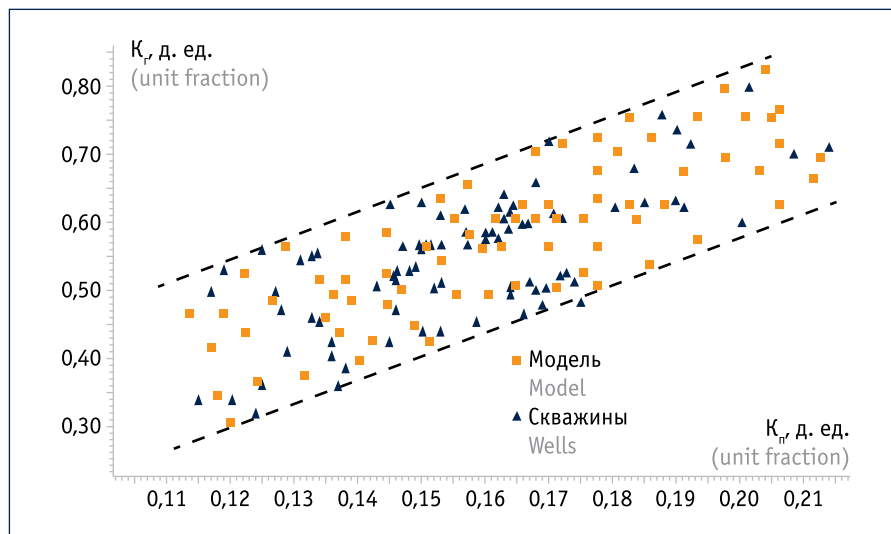


Рис. 4. Сопоставление зависимости газонасыщенности коллекторов от их пористости  
Fig. 4. Comparison of gas saturation  $K_g$  dependence in reservoirs on their porosity  $K_n$

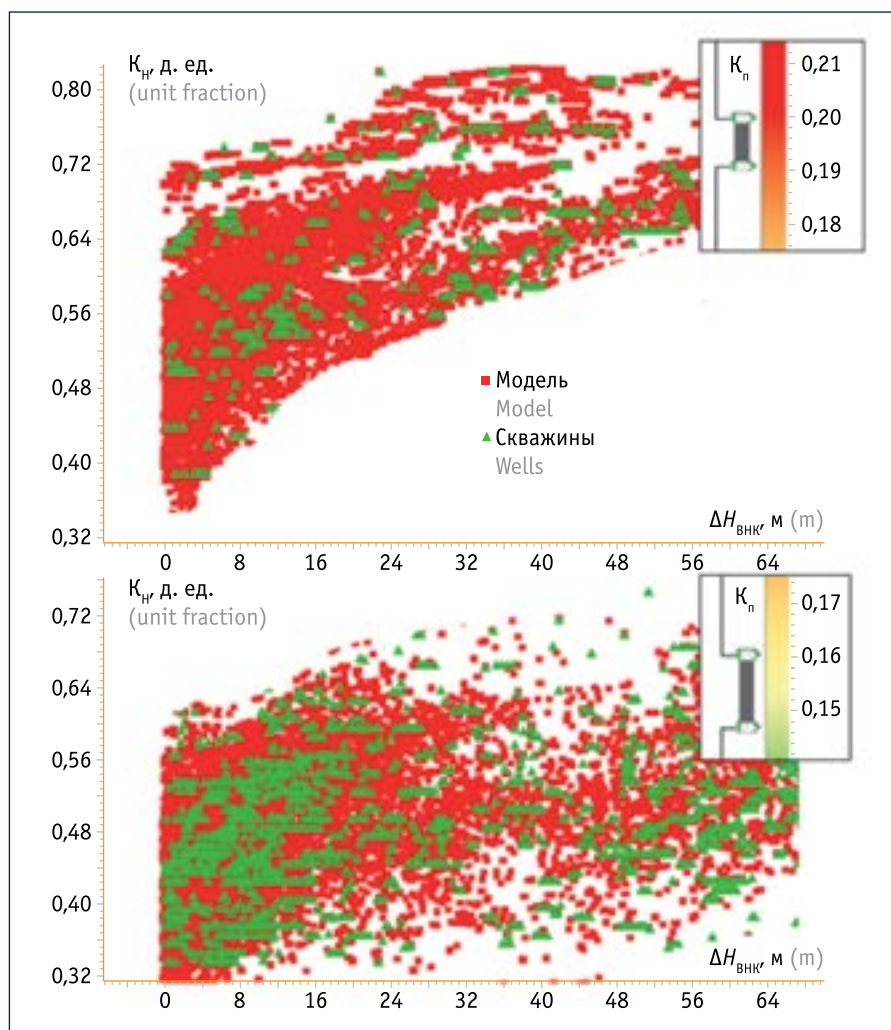


Рис. 5. Зависимость насыщенности нефтегазонасыщенных коллекторов  $K_n$  от удаленности  $\Delta H_{\text{ВНК}}$  ячеек от водонефтяного контакта для различных диапазонов пористости  $K_n$   
Fig. 5. Saturation in oil and gas saturated reservoirs  $K_n$  versus remoteness  $\Delta H_{\text{ВНК}}$  of cells (layers) from oil-water contact for various ranges of porosity  $K_n$



ной вертикальной анизотропией ФЕС пород. Кроме того, газонасыщенность практически не зависит от удаленности от газодляного контакта вследствие крайне малых размеров переходной зоны в газовых залежах.

**ОСОБЕННОСТИ ЗАВИСИМОСТЕЙ В КАРБОНАТНЫХ И ТРЕЩИННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ**

Взаимосвязей в карбонатных и трещинных резервуарах, в распределении ФЕС которых значимую роль играют постседиментационные процессы, больше, и они более сложные. К примеру, плотность (густота) трещин зависит от ряда факторов, в числе которых:

- литология пород;
- напряженное состояние пород  $\sigma$ ;
- толщина пропластка (рис. 6) [4];
- пористость пород (рис. 8) [6] – встречаются как прямая, так и обратная зависимости.

Пористость в карбонатных и трещинных резервуарах также связана с большим количеством дополнительных геологических характеристик (рис. 9) [7], в числе которых:

- уменьшение пористости пласта с абсолютной глубиной за счет уплотнения горных пород;
- улучшение пористости пласта с относительной (от кровли пласта) глубиной за счет выщелачивания пород;
- уменьшение пористости пласта с относительной глубиной (удаленностью от кровли пласта) за счет заполнения его пор ангидритом (ангидритизации) или засоления;
- преобразование пород пласта вблизи ВНК – имеет место как улучшение, так и ухудшение ФЕС;
- улучшение пористости вблизи тектонических нарушений за счет гидротермальной проработки пласта. При этом известна и обратная ситуация: рядом с тектоническим нарушением происходит «залечивание» пустот породы пласта кальцитом или глиной.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ ПОДСЧЕТОВ ЗАПАСОВ**

При экспертизе подсчетов запасов часто встает вопрос о характере изменения свойств пласта вблизи зоны

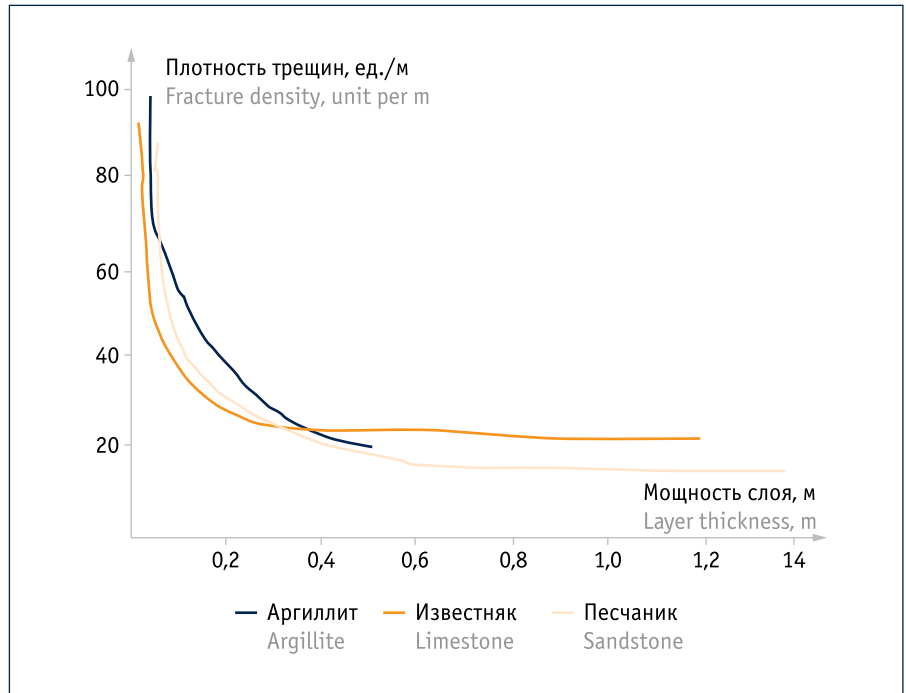


Рис. 6. Зависимость густоты трещин по имиджеру от толщины пропластка горной породы удаленности скважины от ближайшего тектонического нарушения (см. рис. 7) [5]  
Fig. 6. Imager fracture density versus rock interlayer thickness and remoteness of the well from the nearest tectonic fault (see fig. 7) [5]

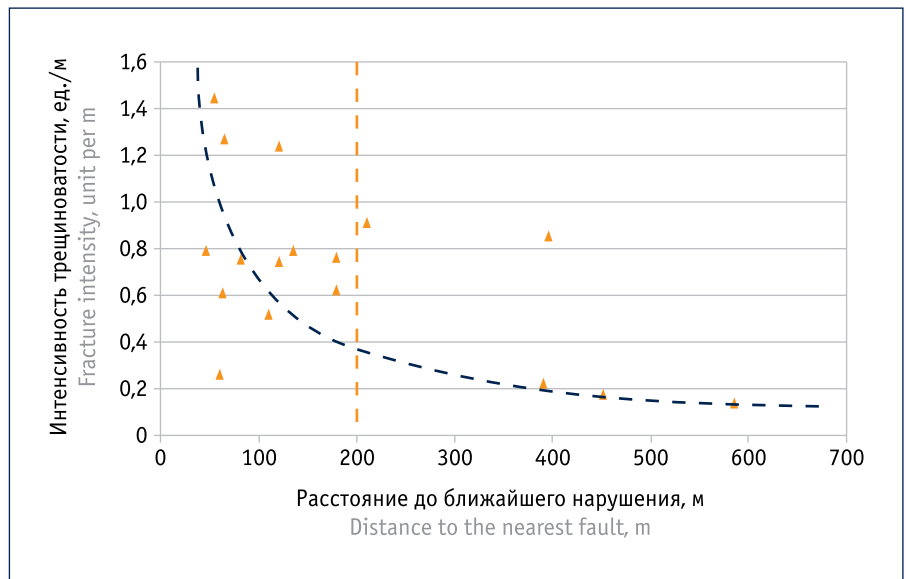


Рис. 7. Зависимость параметров трещиноватости пласта и удаленности скважины от ближайшего тектонического нарушения  
Fig. 7. Relationship of the formation fracturing parameters and those of well remoteness from the nearest tectonic fault

замещения коллекторов. На рис. 10 представлена зависимость средней пористости коллекторов  $K_n^{cp}$  в скважинах и суммарной эффективной толщины  $\Sigma h_{эфф}$  от удаленности  $D$  скважин от зоны замещения коллекторов.

Из представленных на рисунке данных видно, что тенденция уменьшения суммарных эффективных толщин и средней пористости коллекторов при приближении к зоне отсутствия коллекторов в данном случае отсутствует.

Стоит отметить, что отдельные зависимости весьма специфичны. Например, зависимость между абсолютной отметкой кровли пласта и его стратиграфической толщиной используется на стадии концептуального моделирования, тогда как построение зависимости между густотой трещин и толщиной пропластка технически не реализуемо в большинстве пакетов геологического моделирования (исключение – FracaFlow).

Экспертный экспресс-анализ зависимостей между различными геологическими параметрами показал, что для проведения экспертизы геологических моделей наиболее эффективно использование связей геологических характеристик с абсолютными или относительными пространственными координатами. При расчете относительных координат (расстояния до объекта) используются, как правило, разрывное нарушение пласта, граница зоны коллекторов, кровля пласта, его эрозионная поверхность, поверхность флюидного контакта, граница или фарватер русла палеореки.

Другим видом распространенных взаимосвязей параметров цифровых геологических моделей залежей являются «внутренние» связи, то есть взаимозависимости между петрофизическими характеристиками с учетом известных геологических закономерностей. Трещинные резервуары имеют свою специфику, связанную с увеличением и усложнением числа зависимостей.

## ВЫВОДЫ

Статистический анализ, основанный на контроле сохранения геологических зависимостей в модели, является эффективным способом экспертизы создаваемых геологических моделей. Геологические зависимости могут быть использованы при создании отчета по подсчету запасов нефти и газа, в частности при традиционном выборе способа изменения суммарных эффективных толщин и пористости пластов при приближении к зоне отсутствия коллекторов при картопостроении.

Построение кросс-плотов «суммарная эффективная толщина – удаленность от зоны отсутствия коллекторов»

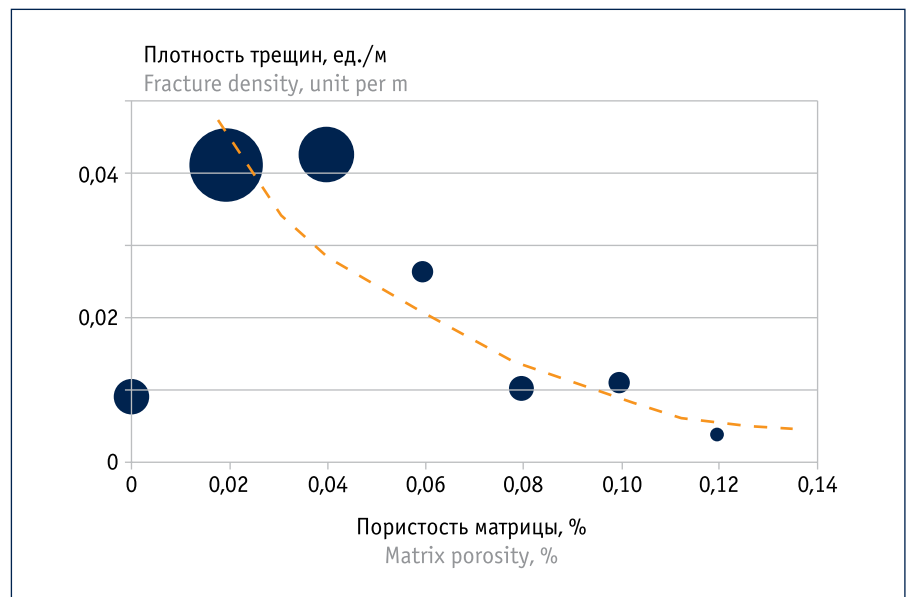


Рис. 8. Изменение величины плотности трещин по имиджеру в зависимости от величины пористости пласта

Fig. 8. Variation of the imager fracture density value depending on the formation porosity value

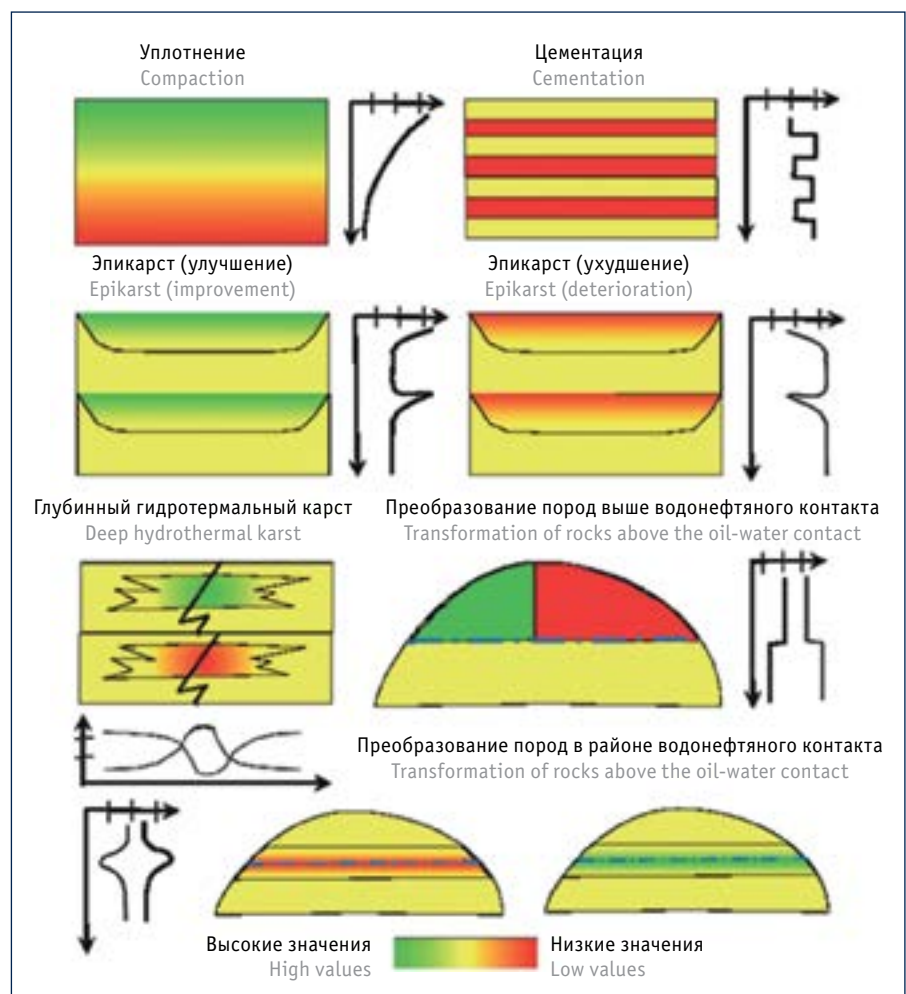


Рис. 9. Тренды изменения пористости коллекторов вследствие диагенетических преобразований

Fig. 9. Trends in variations of reservoir porosity resulting from diagenetic transformations

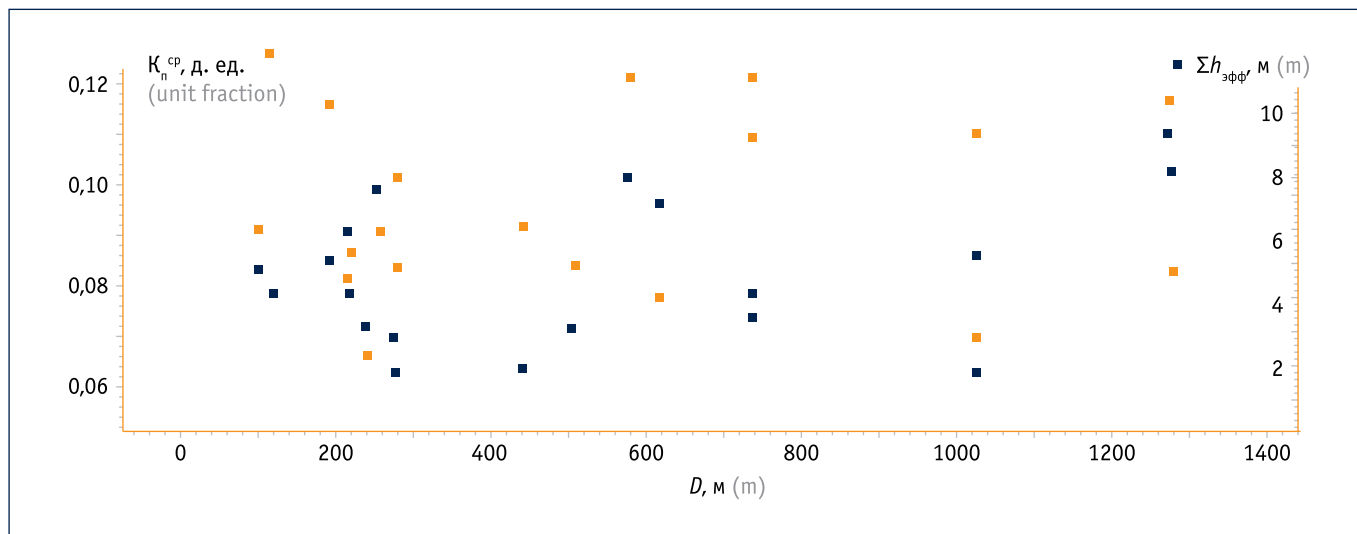


Рис. 10. Зависимость средней пористости коллекторов  $K_n^{cp}$  в скважинах и суммарной эффективной толщины  $\Sigma h_{эфф}$  от удаленности  $D$  скважин от зоны замещения коллекторов

Fig. 10. Average reservoir porosity  $K_n^{cp}$  in the wells and total effective thickness  $\Sigma h_{эфф}$  versus remoteness  $D$  of the wells from the reservoirs replacing area

и «средняя пористость коллекторов – удаленность от зоны отсутствия коллекторов» позволяет судить о наличии или отсутствии тенденции постепенного уменьшения суммарных эффек-

тивных толщин и средней пористости коллекторов при приближении к зоне их отсутствия.

Планируется расширение спектра зависимостей, используемых для экспертизы

цифровых геологических моделей залежей, за счет использования зависимостей, характерных для определенных продуктивных отложений изучаемых регионов.

Литература:

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D-моделей. М.: ИПЦ «Маска», 2008. 272 с.
2. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. М.: ФБУ «ГКЗ», 2015 [Электронный источник]. Режим доступа: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre> (дата обращения: 08.10.2018).
3. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н. и др. Практические советы по 3D геологическому моделированию. СПб.: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2015. 354 с.
4. Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2 [Электронный источник]. Режим доступа: [www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf) (дата обращения: 08.10.2018).
5. Le Maux T., Murat B., Amamra M., et al. The Challenges of Building Up a Geological and Reservoir Model of a Late Ordovician Glaciomarine Gas Reservoir Characterised by the Presence of Natural Fractures. 2006. SPE-101208-MS. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5–8 November, Abu Dhabi, UA.
6. Tankersley T.H., Narr W., King G.R., et al. Reservoir Modeling to Characterize Dual Porosity, Tengiz Field, Republic Of Kazakhstan (Russian). 2010. SPE-139836-RU. SPE Caspian Carbonates Technology Conference, 8–10 November, Atyrau, Kazakhstan.
7. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. М.: ООО «Белый Ветер», 2016. 404 с.

References:

1. Zakrevskiy K.Ye., Maisyuk D.M., Syrtlanov V.R. Quality Estimation of 3D-Models. Moscow, Information Publishing Centre "Maska", 2008, 272 p. (In Russian)
2. Recommendations for the Geological Modeling Procedure when Estimating Hydrocarbon Reserves. Moscow, Federal State-Funded Institution "State Mineral Resources Commission", 2015 [Electronic source]. Access mode: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre> (access date – October 10, 2018). (In Russian)
3. Belozero B.V., Butorin A.V., Gerasimenko P.N., et al. Practical Advises for 3D Geological Modeling. Saint Petersburg, Gaspromneft STC LCC, 2015, 354 p. (In Russian)
4. Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P. The Role of Jointing in the Formation of Porous and Permeable Space in Complicated Reservoirs. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology. Theory and Practice, 2007, Vol. 2 [Electronic source]. Access mode: [www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf) (access date – October 8, 2018). (In Russian)
5. Le Maux T., Murat B., Amamra M., et al. The Challenges of Building Up a Geological and Reservoir Model of a Late Ordovician Glaciomarine Gas Reservoir Characterised by the Presence of Natural Fractures. 2006. SPE-101208-MS. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5–8 November, Abu Dhabi, UA.
6. Tankersley T.H., Narr W., King G.R., et al. Reservoir Modeling to Characterize Dual Porosity, Tengiz Field, Republic Of Kazakhstan (Russian). 2010. SPE-139836-RU. SPE Caspian Carbonates Technology Conference, 8–10 November, Atyrau, Kazakhstan.
7. Zakrevskiy K.Ye., Kundin A.S. Features of 3D Geological Modeling of Carbonate and Fractured Reservoirs. Moscow, Bely Veter LLC, 2016, 404 p. (In Russian)