

УДК 622.279

А.С. Колубаев<sup>1</sup>, e-mail: kolubaev\_as@mail.ru; В.И. Кузнецов<sup>2</sup><sup>1</sup> ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (Оренбург, Россия).<sup>2</sup> Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Оренбурге (Оренбург, Россия).

## Исследование эффективности методов предупреждения обводнения газодобывающих скважин на фильтрационной модели с двойной средой

В представленной работе исследованы два метода предупреждения обводнения газодобывающих скважин: метод отбора жидкости ниже водонефтяного контакта в зоне интенсивного обводнения (обратный водяной конус) и метод снижения фазовых проницаемостей воды закачкой газа в пласт.

Для оценки эффективности предложенных методов выбран участок Основной газоконденсатной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, характеризующийся высокой обводненностью продукции добывающих скважин и достаточно высоким пластовым давлением. В пределах участка расположены 12 добывающих газовых скважин, начальные дебиты газа варьировались от 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут. до 1 млн м<sup>3</sup>/сут., на текущий момент большая часть добывающих скважин либо простаивает, либо работает с дебитами 1–58 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по причине значительной обводненности продукции, при этом отобрано только 60% запасов газа участка.

В границах выбранного участка построена секторная фильтрационная модель с двойной пористостью и двойной проницаемостью. Фильтрационная модель адаптирована по данным истории разработки.

Для оценки эффективности метода обратного водяного конуса рассмотрены варианты отбора жидкости в объеме 300, 600, 900 и 1200 м<sup>3</sup>/сут. скважиной 465 из интервала, расположенного на 40 м ниже уровня водонефтяного контакта (ВНК). Для оценки эффективности метода снижения фазовых проницаемостей воды рассмотрены варианты закачки различных объемов газа в обводненную часть продуктивного разреза выше ГНК. Всего выполнено 14 вариантов расчета. Дебиты закачиваемого газа менялись от 1 тыс. до 2 млн м<sup>3</sup>/сут.

Результаты моделирования показывают возможность управления обводненностью добывающих скважин путем отбора жидкости ниже ВНК. Эффективность метода зависит от сообщаемости скважины с системой трещин, ее удаленности от места отбора жидкости, продолжительности откачки жидкости ниже ВНК.

Метод снижения фазовых проницаемостей воды закачкой газа в пласт также позволяет снизить обводненность продукции добывающих скважин. Однако, согласно выполненным расчетам, эффективность метода закачки газа невелика вследствие необходимости закачки больших объемов газа, прорыва закачиваемого газа к забоям добывающих скважин.

**Ключевые слова:** фильтрационная модель, двойная среда, трещиноватость, обводнение, обратный водяной конус, многофазная фильтрация.

.....

A.S. Kolubaev<sup>1</sup>, e-mail: kolubaev\_as@mail.ru; V.I. Kuznetsov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> VolgoUralNIPIGaz LLC (Orenburg, Russia).<sup>2</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas in Orenburg (Orenburg, Russia).

## Investigation of efficiency of the water encroachment prevention methods for gas producers on full field model with a dual medium

The present study investigates two water encroachment prevention methods for gas producers: method of fluid drain below the water-oil contact in the area of intensive encroachment (reverse water cone) and a method of water relative permeability reduction by gas injection.

To evaluate the efficiency of the proposed methods, the site of the main gas-condensate deposit of Orenburg oil and gas-condensate field was selected that is characterized by high water cut of development wells and a sufficiently high reservoir pressure. There are 12 gas producers within the site, their initial gas rates are ranged from 400 th. m<sup>3</sup>/day to 1

mln m<sup>3</sup>/day, at the moment the most of the wells are either idle or are operated with rates of 1–58 th. m<sup>3</sup>/day due to the considerable water cut with only 60% of the site's gas reserves being extracted.

Within the chosen site the sectorial full field model with dual porosity and dual permeability was constructed. The full field model is adapted according to the actual production history.

To assess the reverse water cone method efficiency the variants of the fluid drain in the volume of 300, 600, 900 and 1,200 m<sup>3</sup>/day with the well 465 from the interval located at 40 m below the water-oil contact (WOC) were considered. To assess the method of water relative permeability reduction efficiency the variants of gas different volumes injection in flooded reservoir intervals above WGC were considered. Total 14 calculation variants were performed. Injected gas rates varied from 1 th. to 2 mln m<sup>3</sup>/day.

The simulation results show the ability to control development wells water cut by fluid drain below WOC. The method efficiency depends on the well connectivity with a system of cracks, the distance from the fluid drain area, and the fluid drain duration below WOC.

The method of water relative permeability reduction with gas injection also allows development wells water cut reduction. However, according to the calculations, the gas injection method efficiency is small due to the need of large gas volumes injection, injected gas inrush to the development wells bottom-holes.

**Keywords:** full field model, dual medium, fracture, flooding, reverse water cone, multiphase filtration.

Одной из наиболее важных и актуальных проблем разработки газовых и газоконденсатных залежей, сложенных карбонатными породами, является проблема быстрого обводнения добывающих скважин по развитой системе трещин. В результате происходит преждевременное обводнение скважин, образование слабодренлируемых зон и участков «защемленного» газа, снижение конечной газоотдачи.

Механизм обводнения объясняется неоднородностью фильтрационных свойств продуктивной толщи по площади и разрезу. Вода поступает в залежь по высокопроницаемым субвертикальным трещинам за счет разности давлений в газонасыщенной и водонасыщенной частях пласта, распространение пластовых вод по латерали происходит по субгоризонтальным трещинам и пропласткам с высокой латеральной проводимостью в том случае, если давление в очаге обводнения будет больше, чем вдали от него [4].

Одним из возможных путей борьбы с обводненностью газодобывающих скважин может быть снижение перепада давления между газонасыщенной и водоносной частями залежи. Получить необходимый перепад давлений можно,

осуществляя отбор жидкости ниже ВНК, т.е. за счет создания обратного водяного конуса.

Другой возможный путь борьбы с обводнением основан на том наблюдении, что скорость многофазной фильтра-

ции в пласте значительно ниже, чем однофазной. Область многофазного течения в пласте можно создать искусственно, закачивая газ на пути продвижения воды к забоям добывающих скважин.



Рис. 1. Схема расположения локального участка и бокового ствола скважины 465

Fig. 1. Layout diagram of the local site and the side hole 465

Ссылка для цитирования (for references):

Колубаев А.С., Кузнецов В.И. Исследование эффективности методов предупреждения обводнения газодобывающих скважин на фильтрационной модели с двойной средой // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 72–76.

Kolubaev A.S., Kuznetsov V.I. Investigation of efficiency of the water encroachment prevention methods for gas producers on full field model with a dual medium (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 72–76.

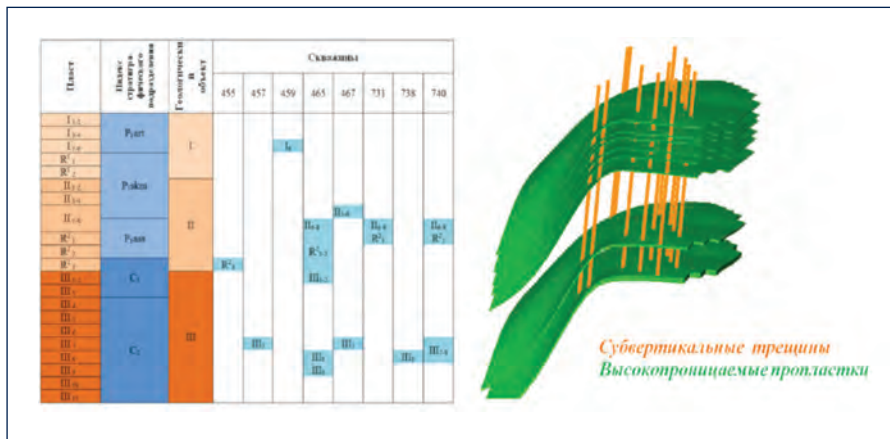


Рис. 2. Интервалы обводнения скважин локального участка и схема расположения второй среды в фильтрационной модели  
 Fig. 2. Encroachment intervals of local site wells and layout diagram of the second medium in the full field model

Для оценки эффективности предложенных методов выбран участок Основной газоконденсатной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОЗ ОНГКМ), отвечающий основным требованиям, в числе которых:

- существенная обводненность продукции добывающих скважин;
- достаточно высокое пластовое давление (низкая степень выработки запасов);
- компактное расположение скважин на участке;
- наличие необходимого комплекса геофизических и гидродинамических исследований скважин;

- расположение вблизи контура газоносности для оценки интенсивности латеральной фильтрации пластовых вод. Схема выбранного участка приведена на рисунке 1. В пределах участка расположены 12 добывающих газовых скважин, начальные дебиты газа варьировались от 400 тыс. до 1 млн м<sup>3</sup>/сут., на текущий момент большая часть добывающих скважин либо простаивает, либо работает с минимальными дебитами по причине значительной обводненности продукции, при этом отобрано только 60% запасов газа участка (табл.). В пределах выделенных границ участка построена модель с двойной пори-

стостью и двойной проницаемостью. Размеры модели – 6000x4650 м, размеры ячеек по латерали – 150x150 м, средняя толщина ячейки – 3,8 м. Количество активных ячеек матричной среды – 66046, трещинной среды – 6371. Среднее значение пористости ячеек матричной среды составляет 9,94%, проницаемости – 0,92·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Среднее значение проницаемости трещинных ячеек составляет 948,43·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Для моделирования законтурной водоносной области использовалась аналитическая модель Фетковича.

Вторая среда в модели представлена системой субвертикальных и субгоризонтальных трещин. Выбор положения горизонтальных трещин проводился с учетом интервалов обводнения скважин, которые были выделены по результатам геофизических исследований скважин. Положение каналов вертикальной миграции определялось при настройке модели на историю обводненности (рис. 2). Часть интервалов скважин, расположенных вблизи ВНК, обводняется за счет фильтрации воды по матрице.

Модель адаптирована по истории добычи газа и воды, динамике пластовых давлений. На адаптированной модели проведена оценка эффективности предлагаемых методов предупреждения обводнения.

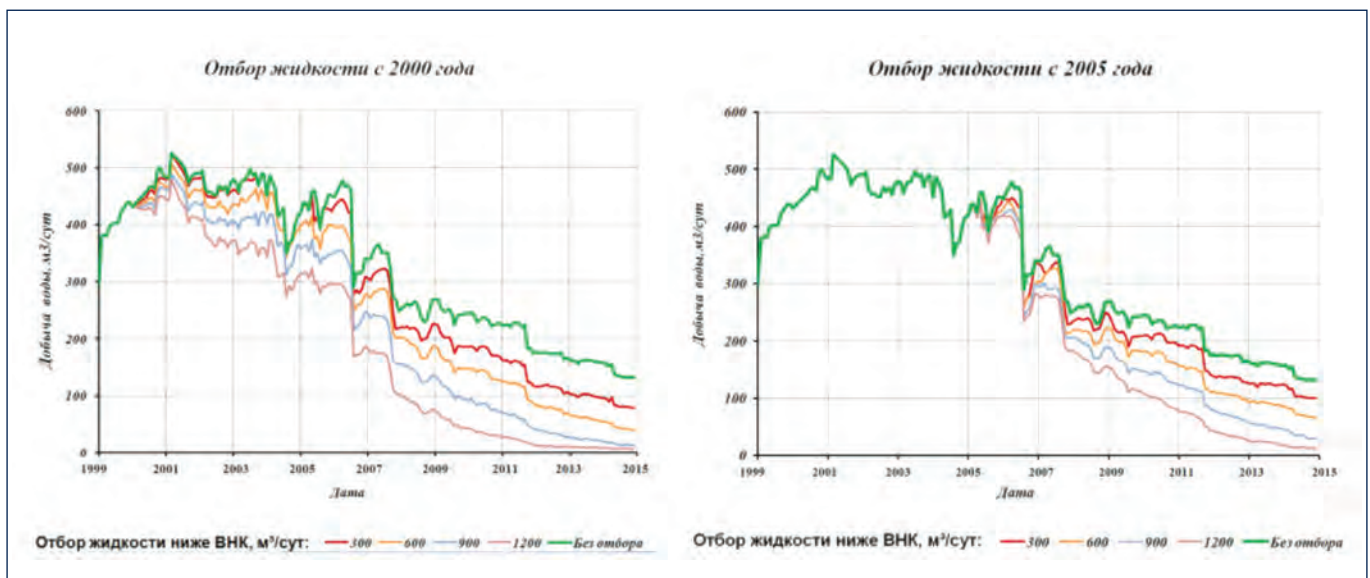


Рис. 3. Динамика добычи воды с участка при различных отборах жидкости ниже ВНК  
 Fig. 3. Water production history from the site at various fluid drain below WOC



## МЕТОД ОБРАТНОГО ВОДЯНОГО КОНУСА

Для оценки эффективности метода пластовую воду предполагается отбирать из бокового ствола скважины 465 (рис. 1), расположенного на 40 м ниже уровня ВНК.

Базовый расчет, соответствующий истории разработки, сравнивался с двумя группами расчетов, которые должны были дать ответ на вопрос, что было бы, если своевременно начать отбор жидкости ниже ВНК. В первой группе расчетов отбор жидкости начинался с 2004 г., во второй – с 2000 г. Рассмотрены варианты отбора жидкости в объеме 300, 600, 900 и 1200 м<sup>3</sup>/сут.

Динамика добычи воды в целом по локальной модели по вариантам представлена на рисунке 3.

При отборе жидкости с 2004 г. в объеме 300 м<sup>3</sup>/сут. добыча воды в 2011 г. из газовой части залежи снижается на 23,5%, при отборе 600 м<sup>3</sup>/сут. – на 50%, при отборе 1200 м<sup>3</sup>/сут. – на 92,8%.

Эффективность снижения обводненности могла бы быть еще выше, если бы отбор воды ниже ВНК начался с 2000 г. При отборе жидкости с 2000 г. в объеме 300 м<sup>3</sup>/сут. добыча воды в 2014 г. из газовой части залежи снижается на 40%, при отборе 600 м<sup>3</sup>/сут. – на 70%, при отборе 1200 м<sup>3</sup>/сут. – на 95%.

Время реакции добывающих скважин на отбор жидкости ниже ВНК различно и зависит от их удаленности от скважины 465, отбирающей жидкость. Наблюдается существенное снижение добычи воды скважинами 460 и 467 уже в первый год отбора пластовой воды из скважины 465. Скважина 735 реагирует на отбор пластовой воды лишь с 2004 г.

Снижение дебитов при максимальных отборах жидкости ниже ВНК составляет 88–100% (скважины 460, 467, 735). Скважины 455 и 736 имеют слабую связь с системой трещин, поэтому максимальное снижение дебита по воде составляет 77 и 69% соответственно.

Эффективность обратного водяного конуса во многом зависит от степени связи добывающей газовой скважины с системой трещин, удаленности добывающей скважины от места отбора пластовой воды.

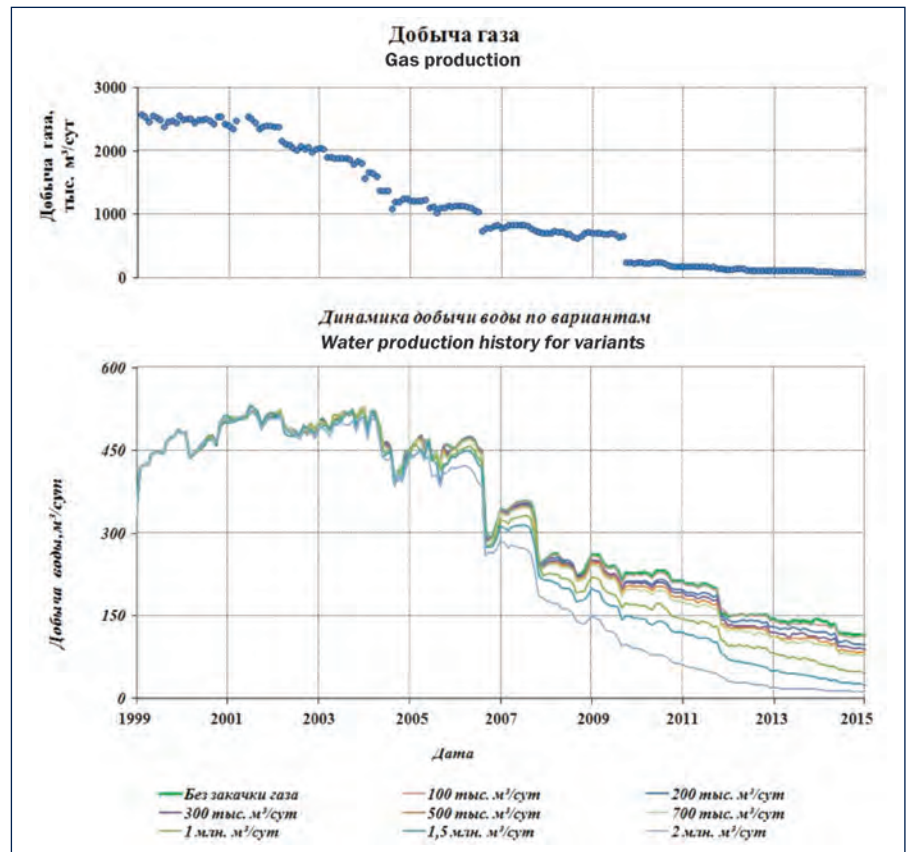


Рис. 4. Динамика добычи газа по участку в целом. Динамика добычи воды по участку в целом при различных объемах закачки газа

Fig. 4. Gas production history for the whole site. Water production history for the whole site at different volumes of gas injection

## МЕТОД СНИЖЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ВОДЫ

Снижение фазовых проницаемостей может быть достигнуто путем закачки газа в обводненную часть пласта на пути фильтрации воды из законтурной области к забоям добывающих скважин. Газ предполагается закачивать выше газонефтяного контакта в боковой ствол скважины 465.

В расчетах закачка газа начинается с 2000 г. Всего выполнено 14 вариантов расчета. Дебиты закачиваемого газа менялись от 1 тыс. до 2 млн м<sup>3</sup>/сут.

Весь расчетный срок можно условно разделить на три этапа разработки (рис. 4). На первом этапе разработки (до 2001 г.), когда суммарная добыча газа превышает 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут., эффект от закачки не успевает проявиться. На втором этапе (2004–2009 гг.) с суммарной добычей газа от 500 тыс. до 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут. становится заметен эффект при объеме закачки газа от 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Влияние закачки газа в объеме 100–200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на обводненность добываемой продукции различно только на третьем этапе с суммарной добычей газа менее 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Закачка газа в объемах менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. не оказывает влияния на обводнение продукции добывающих скважин, поэтому не приведена на рисунке 4.

Закачка газа в различной степени влияет на динамику обводнения продукции скважин. В наибольшей степени обводненность продукции снижается в скважинах 460 и 735. В скважинах 467 и 736 эффект незначителен. Эффективность данного метода ограничена степенью связи отдельных скважин с системой трещин и их удаленностью от нагнетательной скважины.

## Результаты расчетов по закачке газа показали следующее:

- закачка газа в объемах менее 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. не оказывает существен-

Таблица. Основные технологические показатели разработки скважин участка  
Table. The main process parameters of site wells development

Скважина Well	Дебит газа начальный, тыс. м <sup>3</sup> /сут. Initial gas rate, th. m <sup>3</sup> /day	Рпл. нач., МПа P <sub>sq. init.</sub> , MPa	Текущие показатели Current values						
			Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут. Gas rate, th. m <sup>3</sup> /day	Накопл. добыча газа, млн м <sup>3</sup> Accumulated gas production, mln m <sup>3</sup>	Дебит воды, м <sup>3</sup> / сут. Water discharge, m <sup>3</sup> /day	P <sub>уст.</sub> , МПа P <sub>спес.</sub> , МПа	P <sub>пл.</sub> , МПа P <sub>sq.</sub> , МПа	P <sub>заб.</sub> , МПа P <sub>bt-hl.</sub> , МПа	Дренир. запасы (млн м <sup>3</sup> ) Drain reserves (mln m <sup>3</sup> )
455	835	18,7	16	5732,3	23,4	1,9	8,3	2,3	9584,2
459	407	19,7	–	146,6	–	11,5	16,6	–	146,5
460	515	18,4	1	1155,8	0,6	1,9	10,2	2,2	1694,3
465	489	17,8	7	5938,8	1,3	1,9	8,1	2,7	10089,7
467	990	19,1	2	5089,6	0,5	1,9	9,3	3,1	9225,9
731	940	18,5	–	1718,7	–	–	11,5	–	1718,7
735	1007	19,1	58	3284,6	115,4	2,5	6,4	3	4649,3
736	1007	19,6	1	4436,5	0,5	1,9	9,6	2,2	8198,6
12020	476	14,6	5	88,6	1	30	69,9	5,4	313,9

ного влияния на обводнение продукции скважин;

- объемы закачиваемого газа должны меняться в процессе разработки в зависимости от объемов добываемой продукции;
- значительная часть закачиваемого газа прорывается к забоям добывающих скважин. Концентрация закачиваемого газа в добываемом газе достигает 90%;
- необходимые объемы закачки газа сопоставимы с объемом добываемой продукции.

## ВЫВОДЫ

В представленной работе с использованием трехмерной фильтрационной модели с двойной средой проведена оценка эффективности метода обратного водяного конуса и метода снижения фазовых проницаемостей воды закачкой газа в пласт.

Результаты моделирования показывают возможность управления обводненностью добывающих скважин путем отбора жидкости ниже водонефтяного контакта. Эффективность метода зависит от сообщаемости скважины с си-

стемой трещин, ее удаленности от места отбора жидкости, продолжительности откачки жидкости ниже водонефтяного контакта.

Метод снижения фазовых проницаемостей воды закачкой газа в пласт также позволяет снизить обводненность продукции добывающих скважин. Однако, согласно выполненным расчетам, эффективность метода закачки газа невелика вследствие необходимости закачки больших объемов газа, прорыва закачиваемого газа к забоям добывающих скважин.

## Литература:

1. Карцева В.П., Марьенко Н.Н., Резванов Р.А. О моделях и механизме обводнения Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 1989. № 7. Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1989/07/Stat/stat09.html>.
2. Перепеличенко В.Ф., Багринцева К.И., Максимов С.П. и др. О разработке Оренбургского газоконденсатнонефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1987. № 9. С. 44–49. Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1987/09/Stat/stat11.html>.
3. Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 124 с.
4. Чельцов В.Н., Микляев М.И., Чельцова Т.В. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах // Геология нефти и газа. 2009. № 3. С. 37–64.

## References:

1. Kartseva V.P. Maryenko N.N. Rezvanov R.A. O modeljah i mehanizme obvodnenija Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdenija [On the models and mechanism of Orenburg gas-condensate field inundation]. *Geologija nefiti i gaza = Oil and gas geology*, 1989, No. 7. Access mode: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1989/07/Stat/stat09.html>.
2. Perepelichenko V.F. Bagrintseva K.I. Maksimov S.P. et al. O razrabotke Orenburgskogo gazokondensatnoneftjanogo mestorozhdenija [On the development of the Orenburg gas-condensate field]. *Geologija nefiti i gaza = Oil and gas geology*, 1987, No. 9. P. 44–49. Access mode: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1987/09/Stat/stat11.html>.
3. Stepanov N.G., Dubina N.I., Vasilyev Yu. N. *Vlijanie rastvorennogo v plastovykh vodah gaza na obvodnenie gazovykh zalezhej* [Influence of the gas dissolved in reservoir waters on the gas deposits encroachment]. Moscow, Nedra-Business Center LLC, 1999. 124 pp.
4. Cheltsov V.N. Miklyayev M.I. Cheltsova T.V. Model' obvodnenija zalezhi i produkcii skvazhin v karbonatnykh nizkopronicaemykh kolektorah [The model of deposit and well production encroachment in low-permeability carbonate reservoirs]. *Geologija nefiti i gaza = Oil and gas geology*, 2009, No. 3. P. 37–64.