УДК 622:51-7; 622:007

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СОЗДАНИЯ БАРЬЕРА МЕЖДУ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ ГЛИНИСТЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

MODELING THE PROCESS OF CREATING A BARRIER BETWEEN THE GAS CAP AND THE OIL RIM BY WATERFLOODING IN OIL-GAS-CONDENSATE FIELDS WITH LOW-PERMEABILITY CLAYEY RESERVOIRS

Агаларова Санубар Видади кызы
научный сотрудник,
SOCAR,
Нефтегазовый научно-исследовательский проектный институт
sanubar.gambarova@gmail.com

Аннотация. Предложена трехфазная десятикомпонентная гидродинамическая модель процесса создания барьера между газовой шапки и нефтяной оторочки путем заводнения на нефтегазоконденсатных месторождениях с низкопроницаемыми глинистыми коллекторами, и, на его основе, изучен процесс закачки пресной воды (воды низкой минерализации) в качестве рабочего агента, снижающего ее проницаемость за счет набухания глины коллектора между газовой шапки и нефтяной оторочки по модели конкретного пласта. За счет обеспечения целостности нефтяной оторочки и в высокой степени ограничения перетока газа из газовой шапки в нефтяную оторочку определена возможность увеличения текущей добычи нефти по сравнению с аналогичным технологическим способом создания барьера с пластовой водой.

Ключевые слова: глинистый пласт, нефтегазоконденсатное месторождение, нефтяная оторочка, пресная вода, коэффициент нефтеотдачи.

Agalarova Алекперов kyzy
Research Associate,
SOCAR,
Oil and Gas Research Design Institute
sanubar.gambarova@gmail.com

Annotation. A three-phase ten-component hydrodynamic model of the process of creating a barrier between the gas cap and the oil rim by waterflooding in oil-gas-condensate fields with low-permeability clayey reservoirs has been proposed, and, on its basis, the process of injection of fresh water (water of low mineralization) as a working agent that reduces its permeability has been studied due to swelling of reservoir clay between the gas cap and the oil rim according to the model of a specific reservoir. By ensuring the integrity of the oil rim and highly limiting the flow of gas from the gas cap into the oil rim, the possibility of increasing current oil production was determined in comparison with a similar technological method of creating a barrier with formation water.

Keywords: clay layer, oil-gas-condensate field, oil rim, fresh water, oil recovery factor.

Введение

Решение проблемы, вызванной наличием и количеством нефтяной фазы в газовых областях нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений считается важнейшим этапом их технологической разработки [1–3]. В то же время, количественные оценки нефтенасыщенности нефтегазоносных зон на многих уже открытых и разрабатываемых месторождениях остаются приблизительными и зачастую противоречивыми [4, 5]. В последнее время, в связи с открытием многочисленных нефтегазоконденсатных месторождений, указанная проблема приобретает особую актуальность.

Нарушение сложного термобарического равновесия в режиме истощения неизбежно сопровождается в процессах дегазации нефти и выпадением кондесата и массообмена процессами между нефтяной и газовой частью залежи через начальную границу их разделения – газонефтяной контакт. В частном случае, когда газовая часть (газовая шапка) разрабатывается в режиме истощения и нефть, поступающая в газовую шапку из нефтяной оторочки в режиме растворенного газа, искусственно создает вторую нефтенасыщенную область. На участках, где первичная и вторичная нефтенасыщенность совпадаются, доля нефти значительно превышает средний показатель по разрезу. Точнее, распределение нефти на газовой шапки может характеризоваться резкой неравномерностью.

Необходимость активной разработки месторождений этого типа требует поиска и оценки возможностей рациональной добычи нефти из нефтяной оторочки, газа и конденсата из газовой шапки. Применение метода создания барьера путем заводнения между нефтяной оторочки и газовой шапки или добыча конденсата циклическим сайклинг-процессом сопровождается изменением газонефтяного контакта. Потери нефти на газовой шапке зависят от значения и распределения начальной нефтенасыщенности. Поэтому во многих случаях принципиальный момент выбора метода разработки зависит от оценки количества нефти в газовой шапке и его подвижности при добыче нефти и газа.

Также при разработке нефтегазоконденсатного месторождения эффективность добычи нефти управляемое смещение нефтяной области к газоноснюю область зависит от соотношения количества нефти, оставшейся на газоносной области, и количества нефти, оставшегося в задней области движущегося водонефтяного контакта [6, 7].

Таким образом, совершенствование соответствующих методов и внедрение новых для разработки нефтегазоконденсатных месторождений сложной структуры, с точки-зрения, их насыщения углеводородами, требует изучение и всесторонний учет гетерогенного характера насыщения пластов жидкостями с неоднородной структурой.

Постановка задачи и метод решения.

Для повышения нефтеотдачи нефтегазоконденсатных месторождений с глинистым коллектором в качестве рабочего агента предлагается закачивать пресную воду, снижающую ее проницаемость за счет набухания глины между газовой шапки и нефтяной оторочки, и добывать нефть из нефтяной оторочки через добывающие скважины. Точнее, закачка рабочего агента (пресной воды) между газовой шапки и нефтяной оторочки с определенной депрессией обеспечивает как создание водного барьера между нефтяной оторочки и газовой шапки, так и поддержание целостности газированного поля (газовой шапки) и нефтяной оторочки путем фильтрации рабочего агента в части пониженного проницаемого пласта путем набухания глины.

В соответствии с предлагаемым технологическим решением при разработке нефтегазоконденсатного месторождения требуется прогнозировать нефтеотдачу нефтяной оторочки и других технологических показателей.

Математическое моделирование технологического процесса описывается следующей системой дифференциальных уравнений, полученных из совместной комбинации уравнений неразрывности и состояния каждого компонента нефтяной, водной и газовой фаз, обобщенного закона Дарси, условий локального термодинамического равновесия фаз, начальных и граничных условий, обусловленных давлением и насыщением фаз [8]:

$$\nabla\left[\left(\frac{khf_г\rho_г}{\mu_г M_г}l_г^i\nabla p_г+\frac{khf_н\rho_н}{\mu_н M_н}l_н^i\nabla p_н+\frac{khf_в\rho_в}{\mu_в M_в}l_в^i\nabla p_в\right)\right]=$$

$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[mh\left(\frac{\rho_г s_г}{M_г}l_г^i+\frac{\rho_н s_н}{M_н}l_н^i+\frac{\rho_в s_в}{M_в}l_в^i\right)+h\omega\frac{\rho_в}{M_в}\right]\pm$$

$$\pm\sum_{\nu=1}^{s}(Q_{г\nu}^i(t)+Q_{н\nu}^i(t)+Q_{в\nu}^i(t))\delta(x-x_\nu)\delta(y-y_\nu),$$

$$i=\overline{1,3},\ (x,y)\in D,\ t\in(0,T). \tag{1}$$

$$div\left(khc\frac{f_в\rho_в}{\mu_в M_в}gradp\right)+\frac{\partial}{\partial t}\left[h(mcs_в+a)\frac{\rho_в}{M_в}\right]=$$

$$+div\left(h\frac{\rho_в}{M_в}Dgradc\right)+\sum_{\nu=1}^{s}cQ_{в\nu}^i(t)\delta(x-x_\nu,y-y_\nu), \tag{2}$$

$$p_г(x,y,t)\big|_{t=0}=p_{г0}(x,y),\ s_г(x,y,t)\big|_{t=0}=s_{г0}(x,y),\ s_н(x,y,t)\big|_{t=0}=s_{н0}(x,y),$$

$$s_в(x,y,t)\big|_{t=0}=s_{в0}(x,y),\ c(x,y,t)\big|_{t=0}=c_в(x,y),\ (x,y)\in D, \tag{3}$$

$$\frac{\partial p_г(x,y,t)}{\partial n}\bigg|_\Omega=0,\ \frac{\partial c(x,y,t)}{\partial n}\bigg|_\Omega=0,\ (x,y)\in\Omega,\ t\in(0,T), \tag{4}$$

$$\sum_{i=1}^{3}l_г^i=\sum_{i=1}^{3}l_в^i=\sum_{i=1}^{3}l_н^i=1,\ s_г+s_н+s_в=1, \tag{5}$$

где $\rho_в, \rho_н, \rho_г$ – плотности водной, нефтяной и газовой фаз, соответственно; $l_в^i$, $l_н^i$, $l_г^i$ – доли *i*-го компонента в водной, нефтяной и газовой фазах, соответственно; *m* – пористость; k – проницаемость; $s_в$, $s_н$, $s_г$ – насыщенность водной, нефтяной, газовой фазой, соответственно; $f_в(s_в)$,

$f_н(s_н)$, $f_г(s_г)$ – относительная фазовая проницаемость водной, нефтяной, газовой фаз, соответственно; $\mu_в(p), \mu_н(p), \mu_г(p)$ – вязкость воды, нефти, газовой фазы, соответственно; $p_в$, $p_н$, $p_г$ – давление водной, нефтяной, газовой фаз, соответственно; $Q^i_{вV}(t)$, $Q^i_{нV}(t)$, $Q^i_{гV}(t)$ – массовая плотность *i*-го компонента по воде, нефти и газу (расход на единицу высоты), соответственно; $M_г = \sum_{i=1}^{3} M_i l^i_г, M_н = \sum_{i=1}^{3} M_i l^i_н, , M_в = \sum_{i=1}^{3} M_i l^i_в$ – молекулярная масса газа, нефти и воды, соответственно; M_i – молекулярная масса *i*-го компонента; *c* – объемная концентрация вытесняющего агента в водной фазе; $\omega = \omega(c, s_в)$ – параметр характеризующий количество поглощенной глинами воды; $a(s_в, c)$ – количество вытесняющего агента, впитавшееся на единицу объема пористой среды; *S* – количество скважин; $\delta(\cdot)$ – функция Дирака; x_V и y_V – координаты скважины по осям абсцисс и ординат, соответственно; ∇ – оператор Гамильтона; *D* – площадь фильтрации; Ω – внешняя граница области фильтрации; *T* – срок разработки; *t* – время.

На границе углеводородных газонефтяных и нефтеводяных фаз связь давлений фаз учитывается капиллярным давлением, которое выражает действие капиллярных сил:

$$p_н = p_г - p_{снг} \quad p_в = p_н - p_{снв}, \tag{6}$$

Здесь $p_{снг}$, $p_{снв}$ – капиллярное давление на границах нефть-газ и нефть-вода, соответственно.

Неизвестными величинами в уравнениях системы (1) – (6) являются давление газовой фазы $p_г(x, y, t)$ и насыщенности смеси по газовой $s_г$, по нефтяной $s_н$ и по водной фазе $s_в$, а также концентрация соли в водной фазе *c*.

Применение конечно-разностной схемы к задаче (1) – (6) позволяет найти ее решение по методу «неявной по давлению, явной по водо-, газо-, нефтенасыщенности и концентрации солей в водной фазе (по минеральности водной фазы)». Конечно-разностная схема для давления решается итерационным точечным методом Якоби, для водо-, газо-, нефтенасыщенности и концентрации солей в водной фазе – методом Эйлера [9].

Результаты расчета.

Рассматривается конкретная модель разработки продуктивного пласта, в котором из 25-летнего периода эксплуатации 9 лет был разработан в водонапорном режиме, а 16 лет в режиме создания барьера с пластовой водой на границе газо-нефтяной оторочки (рис. 1). На основе предложенной расчетной модели спрогнозированы технологические показатели процесса создания барьера путем закачки воды с низкой минерализацией (пресной воды) на границе газовой шапки и нефтяной оторочки.

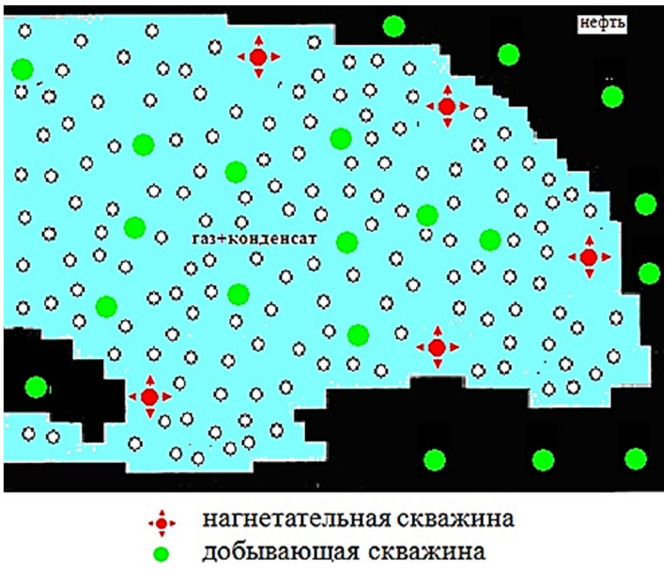

Рисунок 1 – Состояние нефтяной оторочки
после 25 лет эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

Размер площади пласта составляет 6000 × 3000 м^2, а мощность – 4,6 м. Залежь состоят из песчаника и глинистых минералов, и ограничены двусторонними тектоническими разломами. В исходном случае начальная нефтенасыщенность нефтяной оторочки и газонасыщенность газового части (газовой шапки) составила 0,84, а начальное пластовое давление – 20,9 МПа. Количество добывающих скважин, пробуренных на месторождении, составляет 23, а количество нагнетательных скважин – 5.

Для моделирования месторождения использовались динамики добычи нефти, воды и газа и эксплуатационные показатели, как продуктивность, приемистость скважины и забойное давление в скважине. Некоторые из этих показателей утечняются процессом восстановления истории. В процессе восстановления истории за основу было взято сравнение фактических и расчетных значений общей добычи нефти и воды и показателя обводненности продукции.

На основе фактических данных осредненные эмпирические выражения зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти, газа и водной фазы от насыщенности воды нефте- и газонасыщенности определяются следующим образом:

$$f_г(s_г)=\begin{cases}\left(\dfrac{s_г-0{,}1}{0.9}\right)^{3,5}\left[1+3(1-s_г)\right], & 0{,}1\le s_г\le 1\\ 0, & 0\le s_г\le 0{,}1,\end{cases} \qquad f_в(s_в)=\begin{cases}\dfrac{s_в-0{,}2}{0{,}8}, & 0{,}2\le s_в\le 1\\ 0, & 0\le s_в\le 0{,}2,\end{cases}$$

$$f_н(s_н)=\begin{cases}\left[\dfrac{0{,}85-(s_г+s_в)}{0{,}85}\right]^{2,8}\left[1+(2{,}4+16{,}5s_г)s_в\right], & 0\le s_г+s_в\le 0{,}85\\ 0, & 0{,}85\le s_г+s_в\le 1\end{cases}.$$

С целью увеличения нефтеотдачи нефтегазоконденсатного месторождения с глинистым коллектором осуществляется закачка пресной воды (технологический процесс), минерализация которой значительно ниже минерализации пластовой воды, для снижения проницаемости за счет набухания глины коллектора границы газо-нефтяной оторочки. В это время закачка пресной воды осуществляется с определенным интервалом депрессии, что обеспечивает как фильтрацию рабочего агента в создаваемом проницаемом коллекторе, так и сохранение целостности нефтяной оторочки.

Кроме того, повышению эффективности технологического процесса можно добиться путем бурения возможно-новых нагнетательных скважин на зону пониженной проницаемости, образующуюся между газо-нефтяной оторочки, и закачки рабочего агента, снижающего в более меньшей степени проницаемость коллектора.

Проведение расчетов первичной оценки предлагаемого технологического процесса (снижение проницаемости газонефтяной границы коллектора из-за набухания глины) требует учета физико-геологических параметров вновь формируемого месторождения. Так, длина сформированной за период эксплуатации чистой нефти нового месторождения составляет 300 м, а длина границы нефтегазовой и водонефтяной фаз – 100 м, соответственно. Проницаемость слоя 0,05 мкм^2, пористость 0,2, температура 77 °C, давление 20 МПа. Относительное связанная вода 0,2, остаточная нефтенасыщенность 0,15, начальная газонасыщенность в газовой фазе 0,05, начальная нефтенасыщенность нефтяного, газонефтяного и водонефтяного месторождений 0,8, 0,4 и 0,57 соответственно. Вязкость пластовой нефти 2,1 мПа·с, температура кипения остаточной нефти 320 °C, плотность 870 кг/м^3, минеральность пластовой воды 150 г/л. Состав пластовой нефти CH4 – 0,27 , C2H6 – 0,0237 , C3H8 – 0,0524 , C4H10 – 0,0168 , nC4H10 – 0,0442 , nC5H12 - 0,0203 , iC5H12 - 0,0299 , C6H14 -0,0405, C+7 – 0,507.

Были рассмотрены следующие варианты разработки способа создания барьера путем заводнения на нефтегазоконденсатном месторождении:

Вариант I: Реализована закачка воды той же минерализации, что и пластовая вода (в этом случае не происходит набухание пластовой глины). Забойное давление в нагнетательных скважинах поддерживалось на уровне 22 МПа, а в добывающих – 19 МПа (базовый вариант).

Вариант II: Реализована закачка воды с содержанием минералов 20 г/л (в этом случае происходит набухание пластовой глины). Забойное давление в нагнетательных скважинах поддерживалось на уровне 22 МПа, в добывающих – 19 МПа.

В расчетах по этим вариантам использовались следующие значения параметров, характеризующих физические свойства жидкостей по составу и межфазному капиллярному давлению:

$$\rho_г=0{,}636\ \ г/см^3;\mu_г=0{,}0252\ \ мПа\cdot с;\ \rho_н=0{,}862\ г/см^3;\ \mu_н=1{,}76\ \ мПа\cdot с;\rho_в=0{,}978\ \ г/см^3;$$

$$\mu_в=0{,}31\ \ мПа\cdot с;\ p_{снг}(s_н,s_г)=П\cdot J(s_н,s_г);\ \ J(s_н,s_г)=\frac{0{,}2(0{,}9-s_{нг})}{(1{,}2-s_{нг})^2(2s_{нг}-s_{нг}^{\ 2})};\ \ s_{нг}=\frac{2s_н s_г}{s_н+s_г};$$

$$p_{снв}(s_н, s_в) = П \cdot J(s_н, s_в);\ \ J(s_н, s_в) = \frac{0,2(0,9 - s_{нв})}{(1,2 - s_{нв})^2 (2s_{нв} - s_{нв}^2)};\ \ s_{нв} = \frac{2s_н s_в}{s_н + s_в};$$

$$k_0 \in (0,024 - 0,05)\,мкм^2;\ \ m_0 = 0,2;\ m = m_0(1 + \tau \cdot \ln(c/c_0)),$$

$$k = k_0(0,085 + 2,561(c/c_0) - 2,725(c/c_0)^2 + 1,081(c/c_0)^3).$$

Сравнение показателей эффективности технологического процесса по вариантам приведено в таблицах 1 и 2. Из результатов расчета следует, что способ разработки позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи в зависимости от объема закачиваемой воды без снижения темпов добычи нефти. После 8 лет разработки коэффициент суммарно добытых углеводородов по варианту II значительно превышает аналогичные результаты, полученные по варианту I.

Оценка технико-экономической эффективности предлагаемого технологического способа проводилась одновременно и для одного и того же количества закачиваемой воды.

Таблица 1 – Сравнение показателей эффективности вариантов после 10 лет разработки по методу технологического решения

Варианты	Объем закачиваемой воды, тыс. тонн	Коэффициент нефтеотдачи	Коэффициент углеводородоотдачи
Вариант I	284	0,263	0,32
Вариант II	237	0,278	0,342

Сравнение вариантов I и II показывает, что за один и тот же время разработки предлагаемый способ экономит 47 тыс. тонн закачиваемой воды, при этом коэффициент нефтеотдачи увеличивается на 1,5 %, а коэффициент углеводородоотдачи увеличивается на 2,2 %.

Таблица 2 – Сравнение показателей эффективности вариантов при закачке 300 тыс. тонн воды при разработке по методу технологического решения

Варианты	Время достижения указанного объема закачки, лет	Коэффициент нефтеотдачи	Коэффициент углеводородоотдачи
I variant	10,7	0,264	0,32
II variant	12,4	0,293	0,385

При одинаковом объеме закачки воды (300 тыс. тонн закачки воды) при оценке эффективности предлагаемого метода получен дополнительный прирост общей добычи нефти на 2,9 % и добычи углеводородов на 6,5 % (табл. 2). Это составляет рост на 14,2 тыс. тонн или примерно 1,145 тыс. тонн нефти в год, а по добыче углеводородов – на 31,83 тыс. тонн или 2,57 тыс. тонн в год.

Таким образом, применение предлагаемого технологического способа при разработке нефтегазоконденсатного месторождения с глинистым коллектором устраняет отклонение запасов нефти из процесса фильтрации за счет регулирования набухания глинистых минералов породы коллектора, в результате, это приводит к удовлетворительному увеличению добычи нефти и углеводородов.

Выводы

Разработано математическое моделирование оценки технологических показателей процесса снижения проницаемости за счет набухание глины созданием водного барьера при закачке пресной воды в коллектор между газовой шапки и нефтяной оторочки в нефтегазоконденсатных месторождениях с глинистым коллектором.

Закачка пресной воды в коллектор между газовой шапки и нефтяной оторочки нефтегазоконденсатного месторождения с глинистым коллектором, обеспечивающая целостность нефтяного месторождения и вовлечение его запасов в разработку, приводит к значительному увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Список литературы:

1. Желтов Ю.В. Особенности применение метода водогазового воздействия в нефтяных залежах с терригенными коллекторами содержащими набухающие глины / Ю.В. Желтов, И.А. Кибаленко, В.Е. Ступоченко // НТИС Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – № 10. – С. 10–13.

2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра,1985. – 308 с.
3. Мартос В.Н. Анализ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. – М. : ВНИИОЭНГ, 1976. – 73 с.
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Недра, 1975. – 358 с.
5. Малюгин Н.К. Определение объемной нефтегазонасыщенности при подсчете запасов нефти и газа по данным промысловой геофизики / Н.К. Малюгин, Н.М. Свихнушин // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1972. – № 5. – С. 41–43.
6. Абрамова Л.М. К вопросу о полноте вытеснения нефти из сводовой части нефтяной залежи Калиновско-Новостепановского месторождения при формировании газовой шапки / Л.М. Абрамова, К.Б. Аширов // Труды Гипровостокнефть. – 1965. – № 9. – С. 29–37.
7. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений / Ю.П. Желтов, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Н. Мартос [и др.]. – М. : Недра, 1979. – 278 с.
8. Фейзуллаев Х.А. Численное моделирование водогазового воздействия на газоконденсатный пласт на завершающей стадии разработки / Х.А. Фейзуллаев, М.С. Халилов // Инженерно-физический журнал. – 2019. – Т. 92. – № 5. – С. 2252–2262.
9. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; Пер. с английского. – М. : Недра, 1982. – 407 с.

List of references:

1. Zheltov Yu.V. Features of the application of the water-gas stimulation method in oil deposits with terrigenous reservoirs containing swelling clays / Yu.V. Zheltov, I.A. Kibalenko, V.E. Stupochenko // STIC Scientific and production achievements of the oil industry in new economic conditions. Ser. Geology, geophysics and oil field development. – M. : VNIIOENG, 1989. – Iss. 10. – P. 10–13.
2. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods for enhancing oil recovery. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
3. Martos V.N. Analysis of the development of oil and gas and oil and gas condensate deposits. – M. : VNIIOENG, 1976. – 73 p.
4. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Nedra, 1975. – 358 p.
5. Malyugin N.K. Determination of volumetric oil and zone saturation when calculating oil and gas reserves according to field geophysics data / N.K. Malyugin, N.M. Svikhnushin // Oil and Gas Geology and Geophysics. – 1972. – № 5. – P. 41–43.
6. Abramova L.M. On the issue of the completeness of oil displacement from the roof of the oil deposit of the Kalinovsko-Novostepanovskoye field during the formation of the gas cap / L.M. Abramova, K.B. Ashirov // Proceedings of Giprovostokneft. – 1965. – Iss. 9. – P. 29–37.
7. Development and operation of oil and gas condensate fields / Yu.P. Zheltov, A.Kh. Mirzajanzadeh, V.N. Martos [et al.]. – M. : Nedra, 1979. – 278 p.
8. Feyzullaev Kh.A. Numerical modeling of water-gas impact on a gas-condensate reservoir at the final stage of development / Kh.A. Feyzullaev, M.S. Khalilov // Engineering and Physical Journal. – 2019. – Vol. 92. – № 5. – P. 2252–2262.
9. Aziz H. Mathematical modeling of reservoir systems / H. Aziz, E. Settari; Transl. from English. – M. : Nedra, 1982. – 407 p.