

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

В. Н. Сокотушенко^{1✉}, Е. А. Евстафеев², Х. А. А. С. Аль-Кадри¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

²Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Ташкент, Республика Узбекистан

✉ sokotushenko@mail.ru

Аннотация: Представлена новая методика расчета оптимальной депрессии на пласт при эксплуатации обводненных газовых скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Предлагаемый подход включает комплексный учет различных критериев технологического режима эксплуатации, что позволяет определить допустимый диапазон депрессий на пласт. Оптимальное значение депрессии определяется на основе сравнительного анализа основных технологических показателей разработки, полученных в результате гидродинамического моделирования различных сценариев. Методика апробирована на примере шести обводненных газовых скважин месторождения, характеризующегося высоким содержанием коррозионно-активных компонентов в валанжинских отложениях. Результаты показывают, что применение оптимального диапазона депрессий способствует увеличению газоотдачи, снижению эксплуатационных рисков и минимизации коррозионного износа оборудования. Работа подчеркивает важность поддержания стабильного режима течения, что помогает избежать образования жидкостных пробок и максимально увеличить годовую добычу газа. Предложенный подход обеспечивает эффективное и безопасное освоение месторождений на поздних стадиях разработки, продлевая срок их эксплуатации и повышая коэффициент извлечения.

Ключевые слова: скважина, технологический режим, депрессия на пласт, коррозионно-активные компоненты, критерий оптимальности, обводнение, скорость газа, показатели разработки, приближенная математическая модель, варианты разработки

Для цитирования: Сокотушенко В.Н., Евстафеев Е.А., Аль-Кадри Х.А.А.С. Обоснование рациональной депрессии на пласт обводненных газовых скважин с целью повышения газоотдачи месторождения на поздней стадии разработки. *Маркшейдерия и недропользование*. 2025;25(3):36-41. <https://doi.org/10.56195/20793332-2025-25-3-36-41>.

JUSTIFICATION FOR THE RATIONAL DEPRESSION ON THE RESERVOIR OF WATERED GAS WELLS TO ENHANCE GAS RECOVERY OF THE FIELD AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT

V. N. Sokotushenko^{1✉}, E. A. Evstafeev², K. A. A. S. Al-Qadri¹

¹Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkina, Moscow, Russian Federation

²Branch of the Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Tashkent, Republic of Uzbekistan

✉ sokotushenko@mail.ru

Abstract: The article presents a new method for calculating rational depression on the reservoir during the operation of flooded gas wells at fields at a late stage of development. The proposed approach combines multiple criteria for operational regimes, establishing an acceptable range of reservoir depressions. The optimal depression value is then determined through comparative analysis of key technological performance indicators derived from hydrodynamic modeling of various development scenarios. The methodology was validated on six watered gas wells in a field characterized by a high content of corrosive components in Valanginian deposits. Results

demonstrate that applying the optimal depression range enhances gas recovery, mitigates operational risks, and minimizes equipment corrosion. The study emphasizes the significance of maintaining a stable flow regime to prevent issues such as liquid plugs while maximizing annual gas production. This approach contributes to the efficient and safe exploitation of gas reservoirs at advanced stages of depletion, extending field life and improving recovery rates.

Keywords: Well, technological mode, reservoir drawdown, corrosive components, optimality criterion, water cut, gas velocity, development indicators, approximate mathematical model, development options

For citation: Sokotuschenko VN, Evstafeev EA, Al-Qadi Kaas. Justification for the rational depression on the reservoir of watered gas wells to enhance gas recovery of the field at the late stage of development. *Mine Surveying and Subsurface Use*. 2025;25(3):36-41. (In Russ.). <https://doi.org/10.56195/20793332-2025-25-3-36-41>.

Введение

Многие месторождения с природным газом Советского Союза и стран дальнего зарубежья в настоящее время находятся на поздней стадии развития. Как это обычно бывает, такого рода месторождения относятся к сенноманским или валанжинским отложениям и характеризуются сложной структурой компонентов пластового газа, имеющим коррозионно-активные элементы.

Кроме этого, многие скважины из их резерва являются обводненными по многим технологическим и геологическим причинам. Вследствие некоторых политических, социальных и экономических причин, вынужденных поддерживать высокий годовой отбор природного газа на данных месторождениях, имеют место нарушения технологического режима эксплуатации газовых скважин.

Цель данной работы: разработка методики расчета рациональной депрессии на пласт, при которой возможна безаварийная эксплуатация обводненных газовых скважин месторождения, находящегося на поздней стадии разработки.

Методика заключается в комплексном учете следующих требований к безаварийной эксплуатации обводненных скважин:

- обеспечения сохранности устьевого оборудования и на-сосо-компрессорных труб от коррозионного износа;
- минимизации угрозы самозадавливания скважин;
- поддержания стабильного функционирования системы сбора и промысловой подготовки скважинной продукции.

Задачи работы: обоснование эффективного технологического режима эксплуатации скважин, который бы учитывал все геолого-технические ограничения и обеспечивал максимизацию годовых отборов газа.

Результаты работы

Задача формулируется следующим образом.

Пусть имеется N обводненных добывающих скважин на разрабатываемом газоконденсатном месторождении. Необходимо определить такую депрессию ΔP , при которой будет обеспечена максимальная годовая добыча газа при выполнении соответствующих геолого-технологических ограничений на эксплуатацию скважин в условиях обводнения и наличия коррозионно-активных компонентов в составе добываемого газа.

Математическая запись поставленной задачи выглядит следующим образом:

$$Q_{\text{год}}(\Delta P) \rightarrow \max \quad (1)$$

$$\begin{cases} \vartheta_y \leq \vartheta_{y \max} \\ \vartheta_z \geq \vartheta_{z \min} \\ P_y \geq P_{y \min} \end{cases} \quad (2)$$

$$\Delta P_{\min} < \Delta P_{\max}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{год}}(\Delta P)$ – отбор газа в год на месторождении рассматриваемых скважин, млн м³;

ϑ_y – скорость потока газа на устье скважины, м/с;

$\vartheta_{y \max}$ – максимально допустимая скорость потока газа на устье скважины, м/с;

ϑ_z – скорость потока газа на заборе скважины, м/с;

$\vartheta_{z \min}$ – минимально требуемая скорость потока газа на устье скважины, м/с;

P_y – давление на устье скважины, МПа;

$P_{y \min}$ – минимально допустимое устьевое давление на устье, соответствующее максимально допустимой скорости потока газа на устье скважины, МПа;

$\Delta P_{\min}$ – минимально необходимая депрессия для выноса жидкости и механических примесей с забоя обводненных скважин, МПа;

$\Delta P_{\max}$ – максимально допустимая депрессия, при которой не происходит срыв ингибиторной пленки на устье скважины и абразивный износ оборудования, МПа.

Выражение (1) представляет собой критерий оптимальности, характеризующий условие максимизации годовой добычи газа на месторождении при поддержании на рассматриваемых скважинах оптимальной депрессии ΔP .

Зависимость годовых отборов газа от дебита скважины, пропорционального депрессии, выражается следующей формулой [1]

$$Q_{\text{год}}(\Delta P) = \frac{365 \cdot K_z \cdot q(\Delta P)}{K_p}, \quad (4)$$

где K_z – коэффициент эксплуатации скважины;

K_p – коэффициент резерва скважины;

$q(\Delta P)$ – среднесуточный дебит скважины, тыс. м³/сут, рассчитываемый по формуле

$$(\Delta P) = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P_{\text{пл}} - \Delta P}}{2B} \quad (5)$$

Здесь A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления скважины, определяемые в результате интерпретации газогидродинамических исследований скважин² на стационарных режимах фильтрации, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3}$ и $\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3}\right)^2$;

$P_{\text{пл}}$ – текущее средневзвешенное пластовое давление в месторождении, МПа.

Система неравенств (2) представляет собой набор стандартных критериев технологического режима эксплуатации скважин, описанных в [2].

Для большинства месторождений природного газа на основании проведенных исследований зависимостей ско-

рости коррозии стали от скорости потока газа $\vartheta_{y \max} = 11 \text{ м/с}$ [3].

Для обеспечения гарантированного поднятия жидкости и механических элементов с забоя обводненной скважины минимальная скорость потока газа на ее забое $\vartheta_{z \min}$ должна не менее чем на 25–30 % превышать критическую скорость, рассчитываемую по формуле [1]

$$\vartheta_{\text{кр.з.}} = \frac{1,604 \cdot (67 - 0,45 \cdot (P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{min}}))^{0,25}}{(0,45 \cdot (P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{min}}))^{0,5}} \quad (6)$$

Так как значение устьевое давление скважины зависит от ее дебита, а значит и от скорости потока на устье, то необходимо поддерживать его допустимую величину, большую, чем минимально допустимое, рассчитываемое по формуле [2]

$$P_{y \min} = \frac{-A\varphi\vartheta_{y \max} + \sqrt{(A\varphi\vartheta_{y \max})^2 + 4[B\varphi^2\vartheta_{y \max}^2 + \omega(\vartheta_{y \max})] \cdot P_{\text{пл}}^2}}{2[B\varphi^2\vartheta_{y \max}^2 + \omega(\vartheta_{y \max})]}; \quad (7)$$

$$\omega(\vartheta_{y \max}) = e^{2S} + \theta\varphi^2\vartheta_{y \max}^2; \quad (8)$$

$$\varphi = \frac{67,86d_{\text{нкт}}^2}{P_{\text{ст}}}, \quad (9)$$

где S и θ – параметры, характеризующие потери энергии потока газа за счет соответственно действия гравитационных сил и наличия гидравлических сопротивлений в стволе скважины [4];

$d_{\text{нкт}}$ – диаметр насосно-компрессорных труб, спущенных в скважину, мм;

$P_{\text{ст}}$ – давление в стандартных условиях, МПа.

Выражение (3) представляет собой условие существования допустимых диапазонов по депрессиям на скважинах. При этом нижняя граница данного диапазона – минимально необходимая депрессия на пласт рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{\min} = P_{\text{пл}} - \sqrt{P_{\text{пл}}^2 - Aq_{\min} - Bq_{\min}^2}, \quad (10)$$

где $q_{\min}$ – минимально необходимый дебит для выноса с забоя скважины жидкости и механических примесей, тыс. м³/сут, рассчитываемый по формуле [5]

$$q_{\min} = \frac{\pi d_{\text{нкт}}^2}{4} \cdot 86,4 \cdot \vartheta_{z \min} \cdot \frac{T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{з}}}{T_{\text{з}} \cdot P_{\text{ст}} \cdot Z_{\text{з}}}, \quad (11)$$

здесь $T_{\text{ст}}$ – температура в стандартных условиях, К;

$P_{\text{з}}$ – давление на забое скважины, МПа;

$Z_{\text{з}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа на забое скважины, исходя из кубического уравнения Пенга – Робинсона [5].

Верхняя точка данного диапазона – максимально разрешенная депрессия на пласт рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{\max} = P_{\text{пл}} - P_{y \min} \sqrt{\omega(\vartheta_{y \max})}. \quad (12)$$

Таким образом, решая задачу (1) – (3), можно получить диапазон допустимых депрессий на пласт каждой скважины, из которого потом путем непосредственного расчета и выбирается оптимальное значение депрессии на пласт ΔP .

Для оценки эффективности применения предлагаемой

методики необходимо спрогнозировать динамику основных показателей разработки месторождения. Применяется приближенная математическая модель разработки месторождения на истощении при проявлении газового режима, состоящая из набора следующих уравнений [6]:

1. Уравнение материального баланса

$$\frac{P_{\text{пл}}(t)}{Z(P_{\text{пл}}(t), T_{\text{пл}})} = \frac{P_{\text{пл}}(0)}{Z(P_{\text{пл}}(0), T_{\text{пл}})} \left(1 - \frac{Q_{\text{доб.т}}}{Q_{\text{зап.газ}}}\right), \quad (13)$$

где $P_{\text{пл}}(t)$ – средневзвешенное пластовое давление в залежи на t -й год разработки, МПа;

$P_{\text{пл}}(0)$ – начальное средневзвешенное пластовое давление в залежи, МПа;

$Z(P_{\text{пл}}(t), T_{\text{пл}})$ – коэффициент сверхсжимаемости газа на t -й год разработки;

$Z(P_{\text{пл}}(0), T_{\text{пл}})$ – коэффициент сверхсжимаемости газа на начало разработки;

$Q_{\text{доб.т}}$ – накопленная добыча газа на t -й год разработки, млн м³;

$Q_{\text{зап.газ}}$ – запасы газа в залежи, млн м³.

2. Уравнение притока газа к добывающей скважине:

$$P_{\text{пл}}(t)^2 - P_{\text{з}}(t)^2 = A(t)q(t) + B(t)(q(t))^2 \quad (14)$$

где $P_{\text{з}}(t)$ – забойное давление добывающей скважины, рассчитываемое как разность текущего пластового давления и оптимальной депрессии на пласт, МПа;

$q(t)$ – среднесуточный дебит скважины на t -й год разработки, тыс. м³/сут.

3. Критерий технологического режима работы скважин – режим постоянной депрессии на пласт

$$\Delta P = \text{const} \quad (15)$$

4. Уравнение связи годовой добычи газа и числа скважин

$$Q_{\text{годт}} = \frac{(q(t) + q(t-1)) \cdot 365 \cdot N(t) \cdot K_{\text{з}}}{2 \cdot K_{\text{р}}}, \quad (16)$$

где $N(t)$ – проектное число добывающих скважин.

5. Уравнение Адамова – Бриксмана для движения газа по стволу скважины

$$P_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{P_{\text{з}}(t)^2 - \theta(q(t))^2}{\text{mathitexp}(2S)}} \quad (17)$$

6. Уравнение движения газа по шлейфовым трубам в системе сбора:

$$q(t) = KD_{\text{шл}}^2 \sqrt{\frac{P_{\text{уст}}^2 - P_{\text{вых}}^2}{\lambda \bar{\rho} Z(P_{\text{срт}}; T_{\text{срт}}) T_{\text{срт}} L_{\text{шл}}}}, \quad (18)$$

где $P_{\text{вых}}$ – давление газа на выходе из системы сбора, МПа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления шлейфовых труб;

$\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху;

$P_{\text{срт}}$ – среднее давление в скважине, МПа.

$T_{\text{срт}}$ – средняя температура газа в системе сбора, К;

$L_{\text{шл}}$ – длина шлейфовых труб, м.

7. Формула расчета требуемой мощности компрессорного агрегата для подачи газа в газопровод [7]

$$N(t) = \frac{0,004 \cdot q(t) \cdot N(t) \cdot T_{\text{срт}} \cdot Z(P_{\text{срт}}; T_{\text{срт}}) \cdot k_t}{\eta \cdot (k_t - 1)} \left(\left(\frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{срт}}} \right)^{\frac{k_t - 1}{k_t}} - 1 \right), (19)$$

где k_t – показатель адиабаты добываемого газа на t -й год разработки.

8. Дебит конденсата [8]

$$q_{\text{конд}}(t) = q(t) \cdot \text{ПС}_{5+}(P_{\text{пл}}(t)) \quad (20)$$

где ПС_{5+} – текущее потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, определяемое в результате проведения РВТ-эксперимента «Дифференциальная конденсация», г/м³ [9].

Таким образом, формируется вариант дальнейшей разработки месторождения, который отличается от утвержденного в проектом документе тем, что каждый год дополнительно по заданной методике пересчитывается величина оптимальной депрессии на пласт, которая и будет задаваться в качестве постоянной на каждый год разработки.

Критерием остановки разработки месторождения является выполнение условия (3), при котором дальнейшая эксплуатация скважины невозможна. Для проверки работоспособности созданной методики проводится сравнительный анализ основных технологических показателей утвержденного и предложенного вариантов разработки.

Обсуждение результатов

В качестве объектов исследования были выбраны шесть обводненных добывающих скважин одного из разрабатываемых газоконденсатных месторождений страны постсоветского пространства. Выбранные скважины выделены на карте данного месторождения, приведенной на рисунке 1.

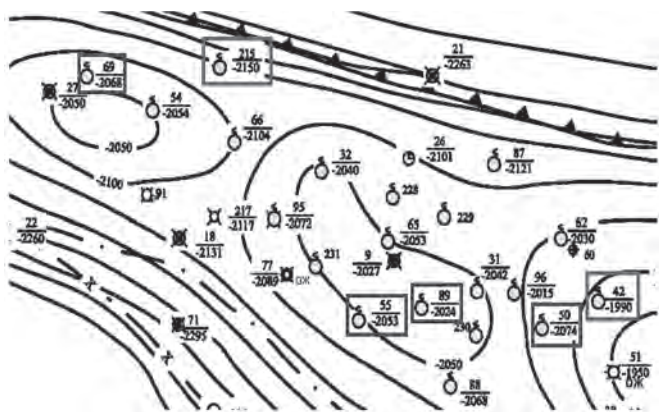


Рис. 1. Определение объектов исследования на карте месторождения / Fig. 1. Identification of study objects on the field map

Согласно проектному документу на разработку указанного месторождения, на данный момент на добывающих скважинах имеется скоростной режим эксплуатации скважин. В соответствии с этим максимально разрешенная скорость потока газа на устье не должна быть выше 10 м/с.

Установленный технологический режим эксплуатации скважин представлен в таблице 1.

Таблица 1 / Table 1

Утвержденный технологический режим эксплуатации скважин исследуемого месторождения / Approved technological operation mode of wells at the studied field

№ скв.	$P_{\text{заг}}, \text{МПа}$	$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	$\Delta P, \text{МПа}$	$P_{\text{у}}, \text{МПа}$	$\vartheta_{\text{у}}, \text{м/с}$	$Q_{\text{р}}, \text{тыс. м}^3/\text{сут}$
42	4,41	5,13	0,72	3,73	3	45
215	4,41	4,79	0,37	3,73	3	69
50	4,53	5,10	0,57	3,82	11	149
55	4,41	5,20	0,78	2,75	11	118
69	4,64	5,08	0,44	3,92	11	158
89	4,64	5,05	0,41	3,92	11	155

Стоит отметить, что на основании проведенного детального изучения технологического режима эксплуатации данных скважин и расчета показателей, входящих в (2), было установлено, что на двух из шести выбранных скважинах наблюдается недостаток скорости на забое, что приводит к образованию жидкостных пробок. А на остальных четырех – избыток устьевой скорости, что приводит к повышению скорости коррозии насосно-компрессорных труб.

На рисунке 1 скважины с нарушением забойной скорости выделены красным цветом, а с нарушением устьевой – синим. Результаты проверки выполнения критерия технологического режима эксплуатации скважин на исследуемом месторождении приведены в таблице 2.

Таблица 2 / Table 2

Результаты проверки выполнения критерия технологического режима эксплуатации скважин исследуемого месторождения / Results of the assessment of compliance with the technological operation mode criteria for wells at the studied field

№ скв.	$\Delta P_{\text{min}}, \text{МПа}$	$\Delta P_{\text{max}}, \text{МПа}$	$\Delta P_{\text{факт}}, \text{МПа}$	$Q_{\text{min}}, \text{тыс. м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{max}}, \text{тыс. м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{факт}}, \text{тыс. м}^3/\text{сут}$
42	2,41	2,74	0,72	127,847	134,564	45
215	1,15	1,84	0,37	127,847	163,363	69
50	0,22	0,54	0,57	79,056	146,394	149
55	0,24	0,55	0,78	52,423	94,291	118
69	0,17	0,41	0,44	80,086	150,568	158
89	0,17	0,39	0,41	80,086	149,178	155

Для устранения выявленных нарушений была применена предложенная методика расчета оптимальной депрессии на пласт, которая удовлетворяла бы критерию оптимальности (1). В результате решения задачи полученные значения оптимальной депрессии на пласт совпадают с верхней границей, рассчитанной ранее. Это означает, что поддержание максимально допустимой депрессии на пласт гарантированно поможет избежать образования жидкостных пробок на забоях данных скважин, а также снизит скорость коррозии устьевого оборудования.

С учетом того что рассматриваемые скважины обеспечивают значительную часть добычи газа на данном месторождении, оптимизация технологического режима эксплуатации скважин приводит к росту годовых отборов газа уже с первого года применения нового критерия.

Результаты расчетов оптимальной депрессии на пласт и годового отбора на первый год применения нового критерия технологического режима совместно со сравнением утвер-

денных и рассчитанных значений годового отбора газа приведены в таблице 3.

Таблица 3 / Table 3

Сравнение оптимальной депрессии на пласт и годовых отборов газа при ее применении с проектными показателями по результатам расчетов /
Comparison of the optimal reservoir pressure depletion and annual gas withdrawals when applied, with design parameters based on calculation results

№ скв.	$\Delta P_{\text{опт}}, \text{ МПа}$	$\Delta P_{\text{проект}}, \text{ МПа}$	$Q_{\text{год проект}}, \text{ МЛН м}^3$	$Q_{\text{год}}(\Delta P_{\text{опт}}), \text{ МЛН м}^3$	$Q_{\text{год}}(\Delta P_{\text{опт}}) / Q_{\text{год проект}}$
42	2,74	0,7	199,26	239,7	1,2
215	1,84	0,4			
50	0,54	0,6			
55	0,55	0,8			
69	0,41	0,4			
89	0,39	0,4			

Как видно из таблицы 3, применение оптимальной депрессии на рассматриваемых скважинах позволит уже в первый год разработки повысить годовые отборы газа на 20 %, несмотря на период падающей добычи газа на рассматриваемом месторождении.

Аналогичным образом были рассчитаны оптимальные депрессии на пласт для выбранных скважин на прогноз до достижения минимального пластового давления или давления «забрасывания» [10].

Для проведения сравнительного анализа были рассмотрены следующие основные показатели разработки:

1. Коэффициент извлечения газа – КИГ, %.
2. Коэффициент извлечения конденсата – КИК, %.
3. Срок разработки месторождения – $T_{\text{разраб}}$ лет.

Для наглядного представления была построена сравнительная диаграмма данных показателей разработки, представленная на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, применение нового критерия технологического режима эксплуатации обводненных газовых скважин позволит не только продлить срок их эксплуатации, но и улучшить значения основных показателей разработки.

При этом стоит отметить, что выполнение ограничения по скорости потока газа на забое позволит выносить не толь-

ко пластовую и конденсационную воды, но и выпавший в призабойной зоне в результате ретроградных явлений газоконденсат, что может повысить величину коэффициента его извлечения.

Таким образом, работоспособность предлагаемой методики подтверждается.

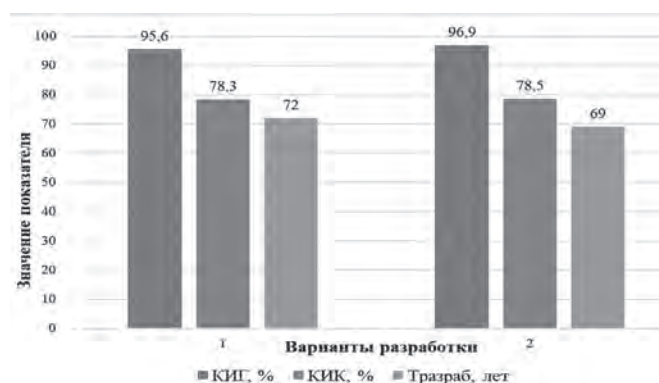


Рис. 2. Сравнительная диаграмма основных показателей для следующих вариантов разработки:

1 – утвержденный вариант; 2 – предлагаемый вариант /

Fig. 2. Comparative diagram of key indicators for the following development options: 1 – approved option; 2 – proposed option

Заключение

1. Предложена методика расчета оптимальной депрессии на пласт обводненных газовых скважин газоконденсатного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки. Методика не требует проведения большого количества сложных вычислений и обращения к гидродинамическому симулятору, а исходные данные для расчетов можно взять из одной таблицы – технологического режима эксплуатации скважин.

2. Выполнена проверка работоспособности предлагаемой методики прогнозированием основных показателей разработки реального газоконденсатного месторождения, расположенного в постсоветском пространстве.

3. Предлагаемый вариант разработки, предполагающий изменение критерия технологического режима эксплуатации скважин, позволит по сравнению с утвержденным помимо сохранения фонда скважин и увеличения их межремонтного периода дополнительно извлечь 1,334 млрд м³ газа и 2,38 тыс. тонн конденсата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Алиев ЗС, Мараков ДА. Разработка месторождений природных газов: учебное пособие для вузов. Москва, 2011: 340. [Aliyev ZS, Marakov DA. Development of natural gas fields: a textbook for universities. Moscow, 2011: 340 (In Russ.)]
2. Алиев ЗС, Андреев СА, Власенко АП. Технологический режим работы газовых скважин. Москва, 1978: 279. [Aliyev ZS, Andreev SA, Vlasenko AP. Technological operation mode of gas wells. Moscow, 1978: 279 (In Russ.)]
3. Гриценко АИ, Алиев ЗС, Ермилов ОМ и др. Руководство по исследованию скважин. Москва, 1995: 523. [Gritsenko AI, Aliyev ZS, Ermilov OM, et al. Guide to well research. Moscow, 1995: 523 (In Russ.)]
4. Адамов ГА. Движение газа по вертикальным трубам. Вопросы добычи, транспорта и переработки газа: труды ВНИИГАЗ. Москва; Ленинград, 1951. [Adamov GA. Gas flow in vertical pipes. Issues of gas production, transportation, and processing: Proceedings of VNIIGAZ. Moscow; Leningrad, 1951 (In Russ.)]
5. Адамов ГА. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях. Вопросы добычи, транспорта и переработки газа: труды ВНИИГАЗ. Москва; Ленинград, 1951. [Adamov GA. Flow of real gases in vertical pipes under high pressures. Issues of gas production, transportation, and processing: Proceedings of VNIIGAZ. Moscow; Leningrad, 1951 (In Russ.)]
6. Альтшуль АД. Гидравлические потери давления в трубопроводах. Москва, 1963. [Altshul AD. Hydraulic pressure losses in pipelines. Moscow, 1963 (In Russ.)]
7. Арманд АА, Невструева ЕИ. Исследование механизма двухфазной смеси в вертикальной трубе. Известия ВТИ. 1950: 2. [Armand AA, Nevstrueva EI. Study of the mechanism of two-phase mixture in a vertical pipe. Izvestiya VTI. 1950;2 (In Russ.)]

8. Басниев КС, Шаталов АТ, Ширковский АИ и др. Комплексные промысловые исследования на Оренбургском месторождении. Москва, 1980. [Basniev KS, Shatalov AT, Shirkovsky AI, et al. Comprehensive field studies at the Orenburg field. Moscow, 1980 (In Russ.)]
9. Барнаев МК, Тавровский ЕН, Трегубова ЭЛ. О размере минимальных пульсаций в турбулентном потоке. *Труды ДАН СССР*. 1949;66(5). [Barnaev MK, Tavrovsky EN, Tregubova EL. On the size of minimal pulsations in a turbulent flow. *Proceedings of the USSR Academy of Sciences*. 1949;66(5) (In Russ.)]
10. Вяхирев РИ, Коротаев ЮП. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. Москва, 1999. [Vyakhirev RI, Korotaev YuP. Theory and practice of natural gas field development. Moscow, 1999 (In Russ.)]
11. Брусиловский АИ. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Москва, 2002: 575. [Brusilovsky AI. Phase transitions in the development of oil and gas fields. Moscow, 2002:575 (In Russ.)]
12. Касьянов ВМ. Гидромашины и компрессоры: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва, 1981: 295. [Kasyanov VM. Hydro-machines and compressors: textbook for universities. 2nd ed., revised and expanded. Moscow, 1981: 295 (In Russ.)]
13. Сокотущенко ВН. Определение удельных коэффициентов продуктивности и дебита группы скважин с учётом неоднородности призабойной зоны пласта. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2023;2:41-5. [Sokotushchenko VN. Determining specific productivity coefficients and well rates for a group of wells considering the heterogeneity of the near-wellbore zone. *Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields*. 2023;2:41-5 (In Russ.)]
14. Сокотущенко ВН, Григорьев БА, Григорьев ЕБ. Моделирование процессов массообмена и фильтрации пластовых газоконденсатных систем, содержащих неуглеводородные компоненты. *Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*. 2022;3(308):82-100. [Sokotushchenko VN, Grigoryev BA, Grigoryev EB. Modeling of mass exchange and filtration processes in reservoir gas-condensate systems containing non-hydrocarbon components. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2022;3(308):82-100 (In Russ.)]
15. Позевалкин ВВ. Исследование проблем эксплуатации обводненных газовых скважин на поздней стадии разработки. *Научные исследования*. 2016;6(7):19-24. [Pozyevalkin VV. Study of the problems of operation of water-bearing gas wells in the late stages of development. *Scientific Research*. 2016;6(7):19-24 (In Russ.)]
16. Горюнова АМ. Системный анализ проблем эксплуатации газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки. *Теория и практика современной науки*. 2017;12(30):190-8. [Goryunova AM. System analysis of problems in the operation of gas-condensate fields in the late stages of development. *Theory and Practice of Modern Science*. 2017;12 (30):190-8 (In Russ.)]

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Вадим Николаевич Сокотущенко –
доктор технических наук, доцент, РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И. М. Губкина, 119991, г. Москва, Российская
Федерация, e-mail: sokotushchenko@mail.ru

Евгений Александрович Евстафеев –
преподаватель, Филиал РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, 100125, г. Ташкент, Республика
Узбекистан

Аль-Кадхи Халил Ахмед Али Салех –
инженер по УЭЦН (III категория), магистрант РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 119991, г. Москва,
Российская Федерация

Критерии авторства / Contribution:

В. Н. Сокотущенко – общее руководство, планирование исследований, участие в обработке результатов; Е. А. Евстафеев – анализ данных, проверка рукописи, написание текста, редактирование, редактирование; Х. А. А. С. Аль-Кадхи – концептуализация, методология, обработка данных, написание текста. / V. N. Sokotushchenko – supervision, project administration; E. A. Evstafeyev – data analysis, validation, writing – review & editing; Khalil Ahmed Ali Saleh Al-Qadi – conceptualization, methodology, data curation, writing – original draft.

Конфликт интересов / Conflict of interest:

Авторы заявляют об отсутствии любых финансовых или личных интересов, которые могут повлиять на результаты исследования и его интерпретацию. / The authors declare that they have no financial or personal interests that could have influenced the results of the research or its interpretation.

Информация о статье

Поступила в редакцию: 17.03.2025.

Поступила после рецензирования: 20.05.2025.

Принята к публикации: 25.05.2025.

Article info

Received: 17.03.2025.

Revised: 20.05.2025.

Accepted: 25.05.2025.

ABOUT THE AUTHORS

Vadim N. Sokotushchenko –
Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Russian State University
of Oil and Gas (NRU) named after I. M. Gubkina, 119991,
Moscow, Russian Federation, e-mail: sokotushchenko@mail.ru

Evgeniy A. Evstafeyev – Lecturer, Branch of the Russian State
University of Oil and Gas (NRU) named after I. M. Gubkin,
100125, Tashkent, Republic of Uzbekistan

Al-Qadi Khalil Ahmed Ali Saleh –
Master's Student, Russian State University of Oil and Gas
(NRU) named after I. M. Gubkina, 119991, Moscow, Russian
Federation