

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ КУСТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С РАЗЛИЧАЮЩИМИСЯ ПРОДУКТИВНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

В.А. Хилько, к.т.н., ООО «Газпромнефть НТЦ» (Санкт-Петербург, РФ),
khilko.va@gazpromneft-ntc.ru

А.Н. Ситников, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Д.В. Борисов, ООО «Газпромнефть НТЦ», borisov.dmv@gazpromneft-ntc.ru

Статья посвящена решению задачи управления работой куста газовых скважин с различающимися продуктивными характеристиками. Рассмотрена математическая модель работы скважин, продукция которых собирается в единый шлейф. На базе этой математической модели решается многомерная экстремальная задача для оптимизации технологического режима работы куста скважин и газосборной сети как единой системы. Для разрабатываемых ПАО «Газпром нефть» газовых залежей, принадлежащих нефтегазоконденсатным месторождениям Ямало-Ненецкого автономного округа, характерно кустовое размещение скважин. Рациональные системы добычи углеводородов создаются за счет организации оперативного управления и оптимизации работы кустовых газовых скважин. Оснащение скважин телеметрией и дистанционными системами управления требует разработки математического обеспечения и создания быстродействующих моделей, способных в режиме реального времени управлять скважинами.

Сложность оптимизации работы куста скважин состоит в том, что регулирование одной скважины неизбежно вызывает изменение режима эксплуатации всех остальных скважин в кусте. Остановка скважин может происходить как в результате самозадавливания при скорости газа на забое ниже критического значения, так и по причине образования гидратов ввиду невыхода скважины на оптимальный температурный режим из-за ее малого дебита и наличия слоя многолетнемерзлых пород. Верхний предел по ограничению дебита определяется максимально допустимой депрессией на пласт.

Предложена математическая модель, содержащая систему уравнений, которая описывает работу кластера скважин. Полученные алгоритмы расчета параметров работы куста скважин позволяют минимизировать потери пластовой энергии в системе «пласт – скважина – газосборная сеть» для обеспечения дебита каждой скважины в строго заданном диапазоне, поддерживая параметры работы системы в оптимальном состоянии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, МНОГОМЕРНАЯ ЭКСТРЕМАЛЬНАЯ ЗАДАЧА, ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.

В соответствии со стратегией развития ПАО «Газпром нефть» приступило с 2010 г. к разработке сеноманских газовых залежей, составляющих часть нефтегазоконденсатных месторождений компании на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (Муравленковское, Новогоднее и др.). При этом для систем разработки газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера характерно кустовое размещение скважин, обусловлен-

ное отсутствием инфраструктуры и заболоченностью местности.

В условиях резкой неоднородности коллекторов, особенно приуроченных к дельтовым наносам пра-Оби, продуктивность даже близко расположенных скважин нередко значительно различается [1]. При работе в общий шлейф более «сильные» скважины берут на себя основную нагрузку, а более слабые работают вполсилы или останавливаются. Это связано с тем, что дебит газовой скважины

напрямую зависит от противодавления на устье. Регулировка одной скважины неизбежно вызывает изменение режима работы всех остальных скважин в кусте. Пример зависимостей дебитов газовых скважин одного куста от устьевых давлений представлен на рис. 1.

Остановка скважин может происходить в результате самозадавливания при скорости газа на забое ниже некоторого критического значения [2], если продук-

V.A. Khilko, Candidate of Sciences (Engineering), Science and Technology Center Gazpromneft LLC (Saint Petersburg, Russian Federation), khilko.va@gazpromneft-ntc.ru

A.N. Sitnikov, Science and Technology Center Gazpromneft LLC

D.V. Borisov, Science and Technology Center Gazpromneft LLC, borisov.dmv@gazpromneft-ntc.ru

Problem solution of control of a cluster of gas wells with different productive characteristics

The article presents the problem solution of control of a cluster of gas wells with different productive characteristics. The mathematical model of operation of wells which products are collected into a single flowline is considered. The multidimensional extreme problem is solved on the basis of this mathematical model to optimize the technological mode of the well cluster and the gas-gathering system as a single system.

As a part of the oil and gas condensate fields of the Yamalo-Nenets Autonomous District, the gas deposits developed by Gazprom Neft PJSC are characterized by cluster well placement. Rational hydrocarbon production systems are designed by the organization of operational management and optimization of operation of the gas cluster wells. Equipping wells with telemetry and remote-control systems requires the development of mathematical software and the high-speed models capable to control wells in real time.

The optimization of the well cluster operation is difficult because the control of one well inevitably causes a change in the mode of operation of all other wells in the well cluster. Well shutdown may occur as a result of its self-kill if the bottom-hole gas velocity is below the critical value. Another reason is the hydrate formation if a well does not reach the optimum temperature due to its low flow rate and the permafrost presence. The upper limit on the flow rate limitation is determined by the maximum allowed pressure drawdown.

The mathematical model containing a system of equations that describes the well cluster operation is proposed. The obtained calculation algorithms for parameters of the well cluster allow minimizing the loss of reservoir energy in the system "reservoir – well – gas gathering system" to ensure the flow rate of each well in a strictly specified range and maintain the parameters of the system in optimal condition.

KEYWORDS: MATHEMATICAL MODEL, MULTIDIMENSIONAL EXTREME PROBLEM, OBJECTIVE FUNCTION, GAS WELLS OPERATION OPTIMIZATION.

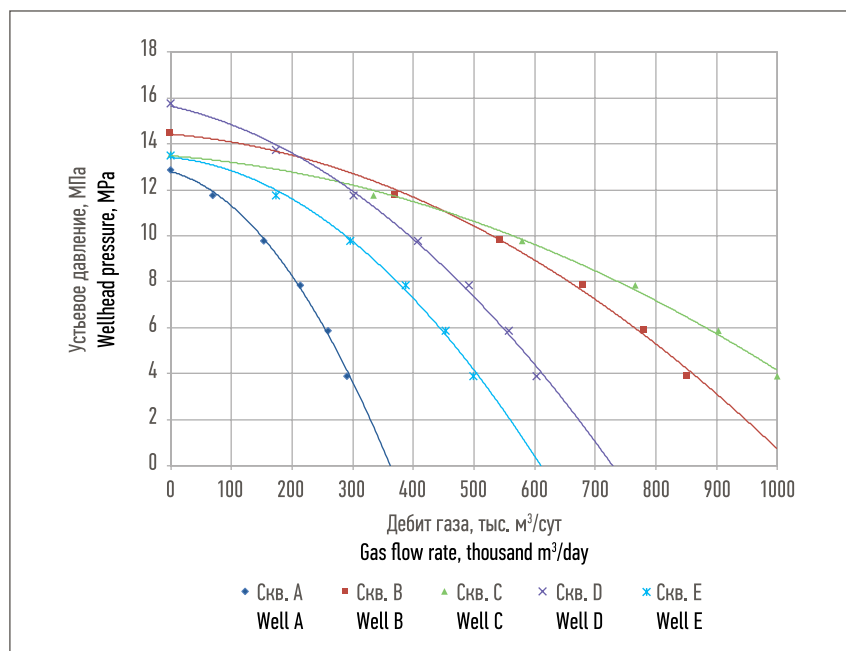


Рис. 1. Зависимости дебитов газовых скважин одного куста от устьевых давлений
Fig. 1. Dependencies of flow rates of gas wells of one cluster on wellhead pressure

ция скважины содержит много жидкости (высокое содержание конденсата, прорыв подошвенной воды, самозадавливание скважин конденсационной водой на поздней стадии эксплуатации).

Оценить величину критического дебита, при котором происходит опрокидывание кольцевого режима течения пленки жидкости по стенкам насосно-компрессорных труб, можно с помощью критери-

ев Уоллиса или Точигина [3] либо экспериментально [4].

Еще одной причиной остановки скважин может стать образование гидратов ввиду невыхода скважины на оптимальный температурный режим из-за ее малого дебита и наличия слоя многолетнемерзлых пород (толщиной 300–400 м). Температура образования гидратов для сеноманских скважин при характерных давлениях на устьях в начальный период эксплуатации 9–10 МПа составляет 11–12 °С [5].

Верхний предел по ограничению дебита диктуется максимально допустимой депрессией на пласт. Для высокопроницаемого рыхлого коллектора максимально допустимую депрессию определяют в результате специальных гидродинамических исследований с применением малогабаритных сепарационных установок [6]. Обычно она составляет не более 0,3 МПа. Для газовых и газоконденсатных пластов с коллектором, не подверженным разрушениям вследствие больших градиентов

давления, оптимальную депрессию определяют в процессе газодинамических исследований скважин. Диапазон значений оптимальных депрессий составляет 20–25 % от пластового давления. Еще одним фактором ограничения депрессии выступает опасность конусообразования подошвенной воды [7]. Для оптимизации работы кустовых скважин необходимо перераспределить нагрузку на скважины, желательнее без потери производительности куста в целом, и предотвратить остановки отдельных скважин.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Рассмотрим математическую модель работы куста скважин. В качестве исходных данных использованы следующие параметры: результаты исследований скважин на стационарных режимах фильтрации; рабочие дебиты скважин; давления на устьях остановленных скважин (статические давления); рабочие давления и температуры на устьях скважин; рабочее давление на шлейфе; текущее давление на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ); суммарный дебит куста.

Дебит скважины можно вычислить по любой известной формуле, например по степенной формуле притока газа, записанной относительно устьевых параметров [8]:

$$Q_i = C_i \cdot (P_{sti}^2 - P_{bi}^2)^{N_i}, \quad (1)$$

где Q_i – дебит i -й скважины куста, тыс. м³/сут; C_i , N_i – коэффициенты, получаемые в результате газодинамических исследований на стационарных режимах фильтрации i -й скважины куста, безразмерные величины; P_{sti} – статическое давление на устье i -й скважины куста, МПа, P_{bi} – давление на устье i -й скважины куста на рабочем режиме, МПа.

Регулировка работы скважины осуществляется угловым штуцером. Данный процесс можно смо-

делировать местным сопротивлением, поскольку точка замера давления на шлейфе лежит очень близко от точки замера давления на устье скважины и потерями на трение по длине трубопровода можно пренебречь. В качестве модели местного сопротивления удобнее всего взять диафрагму с некоторым эквивалентным диаметром. Следовательно, правомочно записать выражение [9]:

$$Q_i = \alpha \varepsilon \frac{\pi d_{ei}^2}{4} \cdot \frac{86,4 \rho_g}{\rho_0} \sqrt{2 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{bi} - P_c}{\rho_g}}, \quad (2)$$

где α – коэффициент расхода диафрагмы, безразмерная величина; ε – поправочный множитель на расширение измеряемой среды, безразмерная величина; d_{ei} – диаметр диафрагмы, создающей сопротивление, эквивалентное сопротивлению углового штуцера и обвязки фонтанной арматуры i -й скважины куста, м; ρ_g – плотность газа при устьевых давлении и температуре, кг/м³; ρ_0 – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³; P_c – давление на шлейфе, МПа.

Таким образом, изменяя диаметр диафрагмы в выражении (2), можно моделировать открытие и закрытие углового штуцера, или увеличение и уменьшение устьевого давления и дебита скважины, и, соответственно, остальных параметров системы.

Суммарный дебит куста скважин описывается выражением [10]:

$$Q_{sum} = K \sqrt{P_c^2 - P_{in}^2}, \quad (3)$$

где Q_{sum} – суммарный дебит скважин куста, тыс. м³/сут; K – коэффициент расхода шлейфа, безразмерная величина; P_{in} – давление на входе в УКПГ, МПа. Использование этой формулы в нашем случае корректно, поскольку шлейф практически не включает в себя местных сопротивлений. Коэффициент расхода шлейфа, который зависит от режима течения газа, шероховатости стенок

и внутреннего диаметра, вычисляется экспериментально при известном суммарном дебите куста, давлениях на шлейфе и на входе в УКПГ.

С другой стороны, суммарный дебит куста можно найти из выражения:

$$Q_{sum} = \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (4)$$

где n – число скважин в кусте, шт.

Таким образом, при совместном решении уравнений (1–4) возможно моделировать поведение куста газовых скважин, работающих в один шлейф, за счет изменения любого из параметров, перечисленных выше в качестве исходных.

Систему уравнений удобнее решать численными методами. Для примера рассмотрим случай, когда нужно смоделировать закрытие или открытие углового штуцера на какой-либо скважине куста, или изменение значения d_{ei} в формуле (2).

Предположим, что значение давления на входе в УКПГ P_{in} задано технологическими ограничениями и останется неизменным. Тогда задача сводится к совместному численному решению системы уравнений:

$$K \sqrt{P_c^2 - P_{in}^2} - \sum_{i=1}^n Q_i = 0 \quad (5)$$

и (для каждой скважины куста)

$$\alpha \varepsilon \frac{\pi d_{ei}^2}{4} \cdot \frac{86,4 \rho_g}{\rho_0} \sqrt{2 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{bi} - P_c}{\rho_g}} - C_i \cdot (P_{sti}^2 - P_{bi}^2)^{N_i} = 0. \quad (6)$$

В качестве метода последовательных приближений выбран способ бисекции [11]. Количество итераций определяется достижением заданной точности. Другие способы численного решения, например метод Ньютона, сходятся быстрее, но они требуют более точного выбора нулевого приближения и в ряде случаев могут приводить к расходящемуся процессу. Выбор способа

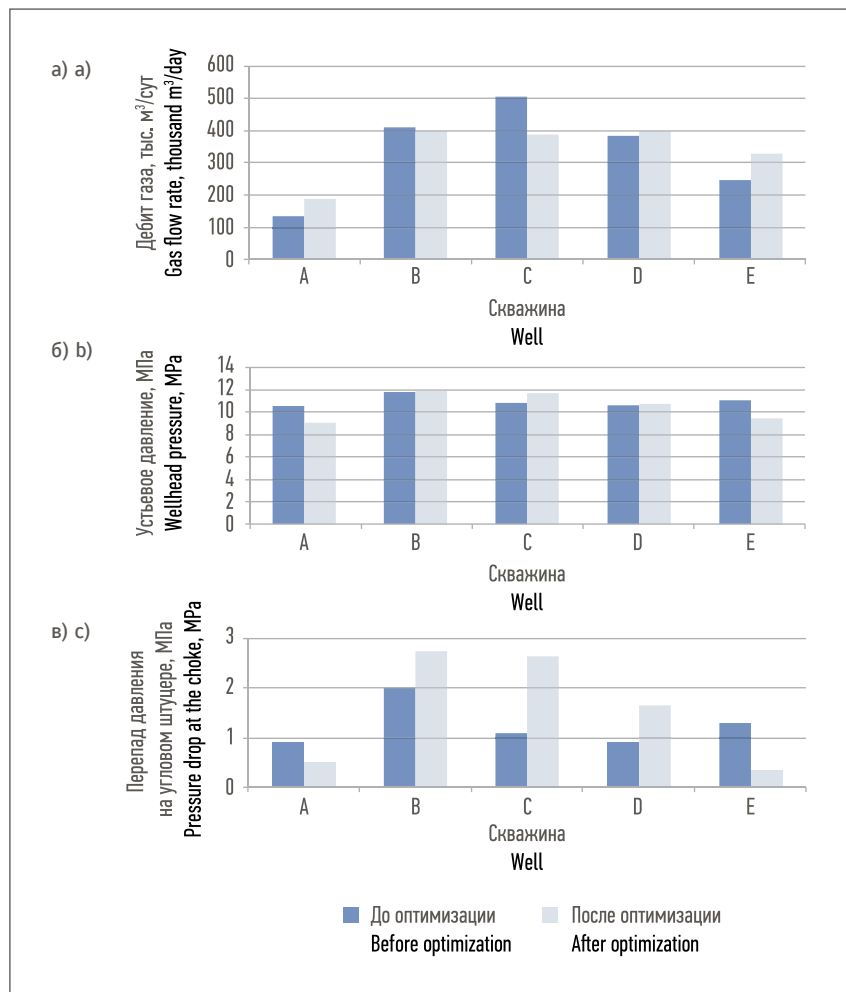


Рис. 2. Изменение технологического режима работы куста скважин в результате оптимизации: а) дебита газа; б) устьевого давления; в) перепада давления на угловом штуцере

Fig. 2. Changes in the technological mode of the well cluster as a result of optimization of the: a) gas flow rate; b) wellhead pressure; c) pressure drop at the choke

бисекции представляется правильным ввиду его надежности, а число итераций не играет решающей роли в связи с высоким быстродействием современных компьютеров.

Основным в этом случае является назначение правильного диапазона для искомой величины. В уравнении (5) значение величины P_c не может быть меньше, чем P_{in} , и больше, чем наименьшее значение среди скважин куста статического давления на устье. В свою очередь, в уравнении (6) устьевого давления P_{bi} не может быть меньше P_c и больше, чем значение P_{sti} .

Рассмотрим порядок решения системы уравнений. Задается приближение P_c , и численно ре-

шается уравнение (6) для каждой скважины куста, при этом приближения P_{bi} задаются по методу бисекции, приближение P_c считается истинным значением. Когда найдены значения P_{bi} для каждой скважины, по формуле (1) вычисляются их дебиты. Далее полученные дебиты суммируются и подставляются в уравнение (5). Если модуль результата превышает заданную погрешность, необходимо взять следующее приближение P_c по методу бисекции и повторить расчет. Расчет повторяется до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность. Расчеты при изменении других параметров аналогичны вышеописанному, но уравнения

решаются относительно соответствующих величин.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

С развитием так называемых умных скважин [12] разработки быстродействующих моделей, подобных вышеизложенной, становятся все более актуальными, к тому же в настоящей статье рассмотрены кластеры скважин. Оснащение скважин телеметрией и дистанционным управлением обеспечивает не только высокий уровень контроля параметров добычи, но также позволяет внедрять кибернетические системы, оперативно поддерживающие параметры работы системы в оптимальном состоянии. Таким образом, уместно применить концепцию самоорганизующихся систем и рассмотреть постепенный переход от «умных» скважин к «умному» месторождению. На базе предложенной математической модели в качестве управляющего модуля может быть решена многомерная экстремальная задача.

Функция цели представлена выражением, по которому возможна минимизация потерь пластовой энергии в системе «пласт – скважина – газосборная сеть» и обеспечение дебита каждой скважины в строго заданном оптимальном диапазоне:

$$F = \sum_{i=1}^n (P_{ri} - P_{in}) + \Delta_1 + \Delta_2, \quad (7)$$

где P_{ri} – пластовое давление i -й скважины куста, МПа.

Выражения для Δ_1 и Δ_2 имеют вид:

$$\begin{cases} \Delta_1 = \sum_{i=1}^n \psi (P_{bi} - P_{maxi}) \\ \psi = 0, \text{ при } P_{bi} \leq P_{maxi} \\ \psi > 0, \text{ при } P_{bi} > P_{maxi} \end{cases} \quad (8)$$

и

$$\begin{cases} \Delta_2 = \sum_{i=1}^n \psi (P_{mini} - P_{bi}) \\ \psi = 0, \text{ при } P_{bi} > P_{mini} \\ \psi > 0, \text{ при } P_{bi} \leq P_{mini} \end{cases} \quad (9)$$

где P_{\min} , P_{\max} – минимально и максимально допустимые давления на устье i -й скважины соответственно, МПа; ψ – коэффициент пропорциональности, безразмерная величина.

Размерность задачи зависит от числа скважин в кусте. Аргументами целевой функции являются давление на входе в УКПГ и эквивалентные диаметры шайб на каждой скважине. Подробные способы решения многомерных задач поиска экстремума изложены в [13].

Пример оптимизации технологического режима работы куста газовых скважин, пробуренных на юрские отложения, с применением функции цели (7) представлен

на рис. 2. Скважина А работала с дебитом ниже критического по выносу жидкости из забоя. Дебиты всех скважин куста были приведены в рамки оптимальных значений за счет увеличения проходных сечений в угловых штуцерах на скважинах А, В, С, Е, уменьшения проходного сечения штуцера на скважине D и снижения давления на входе в УКПГ с 9,2 до 8,5 МПа (см. рис. 2).

ВЫВОДЫ

Организация оперативного управления и оптимизации работы кустовых газовых скважин представляется актуальной задачей при создании рациональных систем добычи углеводородов.

Оснащение скважин телеметрией и дистанционными системами управления диктует необходимость разработки математического обеспечения и создания быстродействующих моделей, способных в режиме реального времени управлять скважинами.

В данной работе подробно рассмотрена математическая модель работы газовых скважин с различающимися продуктивными характеристиками, работающими в один шлейф. На базе этой математической модели решена многомерная экстремальная задача для оптимизации технологического режима работы куста скважин и газосборной сети как единой системы. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера / под ред. Р.И. Вяхирева. М.: Наука, 1997. 655 с.
2. Ремизов В.В., Ермилов О.М., Чугунов Л.С. и др. Методы анализа геолого-технических причин обводненности продукции скважин с целью прогноза надежности обеспечения проектных показателей. М.: ИРЦ Газпром, 1995. 64 с.
3. Мулявин С.Ф., Облеков Г.И. Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 160 с.
4. Серeda М.Н., Баранов А.В., Дегтярев Б.В. и др. Контроль выноса пластовой воды из газовых скважин по данным специальных газодинамических исследований и химического анализа // Актуальные проблемы освоения газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера. М.: ВНИИГАЗ, 1995. С. 130–134.
5. Ширяев Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения Каменномысское-море // Молодой ученый. 2015. № 17. С. 323–326.
6. Дегтярев Б.В., Березняков А.И., Хилько В.А. и др. Экспериментальное исследование выноса жидкости и механических примесей в процессе освоения и отработки скважины // Труды молодых ученых и специалистов, посвященные 25-летию ДП «Надымгазпром». М.: ИРЦ Газпром, 1996. С. 37–41.
7. Veeken C.A.M., Chin H.-V., Ross R.W., Newell M.D. Monitoring and Control of Water Influx in Strong Aquifer Drive Gas Fields Offshore Sarawak // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, 2000. P. 1–11.
8. Хилько В.А., Дегтярев Б.В. Определение параметров пласта по степенной формуле Роулинса – Пирса // Газовая промышленность. 2000. № 9. С. 63–64.
9. Правила измерения расхода массы и объема природного газа стандартными сужающими устройствами. М.: Госстандарт России, 1997. 183 с.
10. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.
11. Жилкин В.А. Прикладная математика в инженерных расчетах на базе программных комплексов. СПб.: Проспект Науки, 2018. 528 с.
12. Raw I., Tenold E. Achievements of Smart Well Operations: Completion Case Studies for Hydro // SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. London, 2007. P. 1–15.
13. Бельков В.Н., Ланшаков В.Л. Автоматизированное проектирование технических систем. М.: Академия Естествознания, 2009. 143 с.

REFERENCES

1. Improvement of the Efficiency of Development of Gas Fields in the Far North. Edited by R.I. Vyakhirev. Moscow, Nauka, 1997, 655 p. (In Russian)
2. Remizov V.V., Ermilov O.M., Chugunov L.S., et al. Methods for Analyzing Geological and Technical Reasons for the Water-Cut of Well Production in Order to Predict the Reliability of Ensuring the Design Indicators. Moscow, Information and Advertising Center of Gazprom, 1995, 64 p. (In Russian)
3. Mulyavin S.F., Oblekov G.I. Design of Development of Gas and Gas Condensate Fields. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University, 2015, 160 p. (In Russian)
4. Sereda M.N., Baranov A.V., Degtyarev B.V., et al. Control of Removal of Formation Water from Gas Wells According to Special Gas-Dynamic Research and Chemical Analysis. Actual Problems of Development of Gas and Gas Condensate Fields in the Far North. Moscow, VNIIGAZ, 1995, P. 130–134. (In Russian)
5. Shiryaev E.V. Methods of Combating Hydrate Formation and the Choice of Hydrate Formation Inhibitor in the Construction of the Kamennomysskoe-More Gas Field. Molodoy ucheny = Young Scientist, 2015, No. 17, P. 323–326. (In Russian)
6. Degtyarev B.V., Bereznyakov A.I., Khilko V.A., et al. Experimental Study of the Removal of Fluid and Mechanical Impurities in the Process of Development and Performance of Wells. Proceedings of Young Scientists and Specialists Dedicated to the 25th Anniversary of the Nadymgazprom Subsidiary. Moscow, Information and Advertising Center of Gazprom, 1996, P. 37–41. (In Russian)
7. Veeken C.A.M., Chin H.-V., Ross R.W., Newell M.D. Monitoring and Control of Water Influx in Strong Aquifer Drive Gas Fields Offshore Sarawak. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, 2000, P. 1–11.
8. Khilko V.A., Degtyarev B.V. Determination of Reservoir Parameters by the Rawlins-Pierce Power Formula. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2000, No. 9, P. 63–64. (In Russian)
9. Rules for Measuring the Flow of Mass and Volume of Natural Gas Standard Narrowing Devices. Moscow, Gosstandart of Russia, 1997, 183 p. (In Russian)
10. Zakirov S.N. Development of Gas, Gas Condensate and Oil and Gas Condensate Fields. Moscow, Struna, 1998, 628 p. (In Russian)
11. Zhilkin V.A. Applied Mathematics in Engineering Calculations Based on Software Systems. Saint Petersburg, Prospekt Nauki, 2018, 528 p. (In Russian)
12. Raw I., Tenold E. Achievements of Smart Well Operations: Completion Case Studies for Hydro. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. London, 2007, P. 1–15.
13. Belkov V.N., Lanshakov V.L. Automated Design of Technical Systems. Moscow, Akademiya Estestvoznaniya, 2009, 143 p. (In Russian)