



ГИДРОГАЗОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

А. А. Ширалиев

ПО «Азнефть», SOCAR, Баку, Азербайджан

Hydrogasdynamic modeling of optimization of underground gas storage development

A. A. Shiraliev

PA «Azneft», SOCAR, Baku, Azerbaijan

А B S T R A C T

On the basis of large-scale gas-hydrodynamic balance models, the problem of optimizing the cyclic development of underground gas storage (UGS) facilities has been formulated and solved. An algorithm has been developed that allows optimal control of the UGS development process, taking into account the limitations on the flow rates of certain wells. For its implementation, a specific model structure of the Kalmaz UGS facility was selected. It is shown that optimal regulation of the values of flow rates and depressions of wells ensures minimal flooding of well products during the extraction of total gas, the values of reception and repression of wells ensure maximum removal of the gas-water boundary from the bottom of the well during the injection of total gas.

KEYWORDS

Optimization;
Underground gas storage;
Extraction;
Injection;
Flow rate;
Depression;
Repression.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

1. Введение

В практике проектирования, анализа, контроля и оптимизации разработки, а также оценки геологических мероприятий возникают задачи оперативного технологического расчета Подземных Хранилищ Газа (ПХГ) [1-2]. При этом может рассматриваться эксплуатация как отдельных составных частей ПХГ – пластов, скважин, объектов внутрипромыслового транспорта и компримирования газа, так и совместная их эксплуатация в едином технологическом комплексе. ПХГ рассматриваются также как единые технологические комплексы при обосновании уровней добычи газа или оптимизации размещения резервов газа и мощностей ПХГ в системе газоснабжения.

Для решения подобных задач применение сложных мелкомасштабных газогидродинамических моделей - как дифференцированных, описывающих отдельные составные части, так и интегрированных, представляющих технологические комплексы в целом, - во многих случаях оказывается неэффективным, так как требует неоправданно больших трудозатрат и значительного вычислительного времени [3]. Более того, использование сложных интегрированных моделей при обосновании уровней добычи газа на размещения ПХГ в принципе не является рациональным.

Эффективным способом решения указанных задач ПХГ служат крупномасштабные газогидродинамические балансовые модели или их составных частей. Такие модели позволяют проводить адекватно уровню и сложности поставленных задач и объему достоверных исходных геологопромысловых данных достаточно точные и приемлемые по трудозатратам оперативные расчеты, в которых учитываются наиболее существенные особенности технологических процессов на ПХГ.

Применение крупномасштабные газогидродинамические балансовые модели особенно эффективно для оперативных расчетов оптимизация процесса циклической разработки ПХГ, так как для качественного учета технологических особенностей (в частности, значительным диапазоном знакопеременных изменений давлений, расходов и температур в скважинах и объектах внутрипромыслового транспорта и компримирования газа) требуется устанавливать малый шаг по времени - от нескольких часов до нескольких суток [3, 8]. Кроме того в таких моделях не требуется детальных сведений о геологическом строении пласта, газодинамических характеристиках движения газа в призабойных зонах пласта и лифтах скважин, объектах внутрипромыслового транспорта, а используются преимущественно первичные промысловые данные контроля их эксплуатации.

Сказанное определяется тем, что отсутствуют эффективные алгоритмы оптимизации процесса разработки ПХГ на базе крупномасштабной газогидродинамиче-

*E-mail: Shiraliev.alam@gmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220100636>

ской балансовой модели, максимально учитывающей особенности процессов, происходящих в пластах. Вместе с тем, именно такие решения важны для практики разработки ПХГ.

Возможности реализации оптимальных вариантов процессов (процессов добычи и перекачки газа) циклической разработки ПХГ включают в себя целый ряд факторов, в том числе ограничения на значения дебита и депрессии скважин при добыче газа, на значения приема и репрессии скважин при закачке газа, а также ограничения на суммарную добычу газа, минимальное обводнение продукции скважины, максимальное удаление газовой границы от забоя скважины [4, 5].

2. Постановка задачи и решение

Решение задачи по оптимизацию процесса циклической разработки ПХГ требует решения двух задач: оптимизации добычи газа по скважинам и оптимизации объема закаченного газа по скважинам. Они последовательно включены ниже.

Оптимизация добычи газа по скважинам

В задаче выбора рационального режима работы скважин на стадии добычи газа из ПХГ предусматривается нахождение благоприятных дебитов скважин и оптимальное распределение добычи по скважинам. В условиях выполнения технологического ограничения и заданного требования при рациональном режиме работы выбираются значения технологических параметров (дебит и депрессия), характеризующих режим эксплуатационных скважин, соответствующие обеспечению минимального обводнения продукции скважины по значению суммарного добываемого газа из ПХГ. Под технологическим ограничением понимается наличие определенных ограничений на значения добычи и депрессии скважин.

Выполнение технологических ограничений считается равносильным выполнению условий неразрушимости призабойной зоны скважин, а также не допускается понижение устьевого давления ниже минимально допустимого с обеспечением удаления жидких и твердых частиц из призабойной зоны.

Принято считать, что количество скважин, отводимых на добычу газа из ПХГ, заранее известно. С учетом вышеизложенного, проблему оптимального распределения добычи газа между скважинами ПХГ (задача выбора рациональных режимов работы скважин на стадии добычи газа из ПХГ) можно формулировать в следующем виде:

На стадии добычи газа из ПХГ ищутся значения изменений депрессии на забое и дебита скважины в зависимости от времени, позволяющие обеспечить минимальное количество жидкости в газе, добываемого из подземного хранилища, при соблюдении технологических ограничений и требований к суммарному объему газа, подаваемого в магистральный газопровод.

Основываясь на балансовых соотношениях, изменение объема газа, добываемого из ПХГ, в пределах принятых допущений выражается системой дифференциальных уравнений [3, 8]:

$$V_0 \frac{d\eta}{dt} = \sum_{i=1}^N q_i(\eta(t), \Delta p_i(t)), V_0 = V_a + V_b \quad (1)$$

$$\eta(t)|_{t=0} = \eta_0 \quad (2)$$

$$V_a = \tau \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^N q_i(\eta_j, \Delta p_{ij}) \quad (3)$$

$$q_{i \min}(\eta(t), \Delta p_i(t)) \leq q_i(\eta(t), \Delta p_i(t)) \leq q_{i \max}(\eta(t), \Delta p_i(t)),$$

$$q_{i \min}(\eta(t), \Delta p_i(t)) = \alpha \sqrt{p_{Li}(\eta(t)) - \Delta p_i(t)},$$

$$q_{i \max}(\eta(t), \Delta p_i(t)) = \sqrt{\frac{1}{C_i} (p_{Li}(\eta(t)) - \Delta p_i(t))^2 - (p_{yi} e^{\beta_i})^2}, \quad (4)$$

$$0 \leq \Delta p_i(t) \leq \Delta p_{i \max}(t), \Delta p_{i \max}(t) = \gamma p_{Li}(\eta(t)) \quad (5)$$

где V_0 - объем газа, хранящегося в ПХГ в начале стадии извлечения газа; $\eta(t)$ - текущий коэффициент газотдачи ПХГ; V_a - объем активного газа, добываемого из ПХГ за период τ_0 ; t - текущий период времени, $t \in (0, \tau_0)$; $\tau_0 = j\tau$, $j = 1, 2, \dots, J$, j - индекс заранее выбранной продолжительности текущего периода времени (например, его можно выбрать в качестве порядкового номера недели или месяца на этапе извлечения газа из подземного хранилища); τ - шаг времени; V_b - объем буферного газа; $q_{i \min}(\eta(t), \Delta p_i(t))$, $q_{i \max}(\eta(t), \Delta p_i(t))$ - зависимость допустимого минимального и максимального дебита от текущей газотдачи и депрессий для i -й скважины; $\Delta p_{i \max}(t)$ - зависимость допустимой максимальной депрессии от текущей газотдачи для i -й скважины; $\Delta p_i(t)$ - депрессия в течение текущего времени t в i -й скважине; p_{yi} - максимально допустимое устьево давление в i -й скважине; C_i , β_i - коэффициенты, характеризующие потери давления в потоке по стволу скважины при добыче газа по i -й скважине; α - коэффициент, функционально зависящий от плотности твердых частиц, поступающих в ствол скважины и удаляемых из призабойной зоны скважины и от конструктивной характеристики скважины (например, диаметра скважины); $\gamma \in (0, 1)$ - заданный параметр; N - количество скважин; $p_{Li}(\eta(t))$ - пластовое давление, зависящее от текущего коэффициента газотдачи, соответствующего объему добытого газа в зоне дренирования скважины.

Пластовое давление определяется решением следующей нелинейной системы дифференциальных уравнений с частными производными с учетом соответствующих начальных и граничных условий [3]:

$$\operatorname{div} \left[\frac{kp\beta}{\mu(p)Z(p)p_{at}} \operatorname{grad} p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{mp}{Z(p)p_{at}} \right] \pm$$

$$\pm \sum_{i=1}^N q_i(t) \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) \delta(z - z_i),$$

$$D = ((x, y) \in G, 0 \leq z \leq h), t \in (0, T) \quad (6)$$

$$p(x, y, z, t)|_{t=0} = p_0(x, y, z), (x, y, z) \in D \quad (7)$$

$$\frac{\partial p}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, (x, y, z) \in \Omega \quad (8)$$

где $k \subset (k_x, k_y, k_z)$ - проницаемость; m - пористость; $\delta(\cdot)$ - функция Дирака; μ - вязкость газа; Z - коэффициент сверхсжимаемости газа; β - температурная поправка для газа; p_{at} - атмосферное давление; D - область фильтрации; G - площадь фильтрации; Ω - внешняя граница области фильтрации; n - нормальный вектор, проведенный к внешней границе области фильтрации.

При возникновении вертикальных трещин по обсад-

ной колонны за счет разрушение цементного камня в скважине и при ее обводнении моделирование дебита по жидкости, по результатам работы [4], обеспечивается с выражением:

$$q_g(\Delta p_i(t), L_i(t)) = c(L_i)(\Delta p_i(t) - \rho_g g L_i(t)) \quad (9)$$

где $L_i(t)$ - расстояние от газо-водяной границы до самого нижнего перфорационного отверстия за период времени t в i -й скважине; ρ_g - плотность жидкости (воды); g - ускорение свободного падения; $c(L_i)$ - характеризует степень обводненности i -й скважины.

Прежде всего, чем меньше депрессия, тем меньше водопроницаемость продукции скважины за счет разрушения цементного камня с образованием вертикальных трещин по обводной колонны скважины. Во-вторых, чем меньше депрессия, тем меньше происходит обводнение продукции скважины за счет поднятия газо-водяной границы, образования конуса подошвенных вод и поступления воды в пласты с более высокими фильтрационными свойствами. В-третьих, низкий уровень депрессии может приводить к обеспечению добычи газа из ПХГ с большой экономией пластовой энергии. Также следует учитывать, что чем меньше расстояние между газо-водяной границы и забоя скважины, тем выше скорость обводненности может быть при применении любого механизма заводнения. Эта скорость обводненности в уравнении (6) учитывается (при расчете дебита воды в продукции скважины) с параметром $c(L_i)$. То есть, в скважинах, где значение $L_i(t)$ ниже, возникает необходимость в уменьшении депрессии.

При решении задачи принято продолжение добычи газа в скважинах, где значение $c(L_i)$ ниже, а точнее, на стадии добычи газа, предполагается, что режим разработки активной зоны ПХГ близок к газовому режиму. На самом деле, это часто не так. Однако для учета возможного изменения состояния газо-водяной границы в любой степени можно заранее оценить значение параметра $c(L_i)$ при наиболее неблагоприятном продвижении газо-водной границы, наблюдаемом в зоне дренирования соответствующих скважин. Также считается возможным оценить движение газо-водяной границы с помощью результатов многовариантных расчетов, выполняемых с помощью геолого-гидродинамической модели [6].

В результате проведения обобщения в качестве критерия оптимальности добываемого газа по скважинам ПХГ выбирается минимизация осредненной по времени депрессии в скважинах с учетом усредненного значения параметров $c(L_i)$:

$$\frac{1}{N\tau_0} \sum_{i=1}^N c(L_i) \int_0^{\tau_0} \Delta p_i(t) dt \Rightarrow \min \quad (10)$$

Таким образом, задача об оптимальном распределении добычи газа по скважинам при эксплуатации ПХГ реализуются на базе уравнений вычислительной модели (1)-(5), (6)-(8), (9),(10). При этом значения депрессии и дебита в скважинах по суммарному объему газа, подаваемого в магистральный газопровод, а также их изменения, зависящие от времени, идентифицируются на основе критерия минимизации (10), соответствующего обеспечению достаточного уменьшения количества жидкости в добываемом газе.

Оптимизация объемов перекачиваемого газа по скважинам
Задача об оптимальном распределении объемов закачки газа в скважины ПХГ можно охарактеризовать как задача о выборе оптимального режима работы скважин на стадии закачки газа.

В связи с этим, количество скважин, отводимых на перекачку газа, считается известным. Обычно для таких скважин используют скважины, расположенные в центральной зоне ПХГ.

Обоснованная постановка задачи об оптимальном распределении объемов перекачки газа по скважинам формулируется следующим образом:

При выполнении требования на технологические ограничения режима эксплуатации скважин и на суммарный объем перекачиваемого газа, значения забойного давления и объема перекачки газа, позволяющие обеспечить максимальное удаление газо-водяной границы от забоя скважины.

Если прием скважины по газу можно определить по квадратичной зависимости, то функция $q_i(p_{qij}, V_{qj})$ определяется уравнением [7]:

$$q_i(p_{qij}, V_{qj}) = \frac{A_i}{2B_i} \left[\sqrt{1 + \frac{4B_i}{A_i^2} (p_{qij}^2 - p_{Li}^2(V_{qj}))} - 1 \right] \quad (11)$$

где A_i, B_i - коэффициенты фильтрационных сопротивлений при закачке газа в i -м скважине; $q_i(p_{qij}, V_{qj})$ - дебит приема для i -й скважины в интервале времени $\tau_n = j\tau$, зависящий от забойного давления p_{qij} и объема закачиваемого газа V_{qj} ; τ - шаг времени; j - индекс заранее выбранной продолжительности периода времени (например, его можно выбрать в качестве порядкового номера недели или месяца на этапе закачки газа в подземное хранилище); показатели p_{qij} и V_{qj} идентифицируются в виде зависимостей $p_{qij} = p_{qij}(\tau_n)$ и $V_{qj} = V_{qj}(\tau_n)$.

Забойное давление $p_{qij} = p_{qij}(\tau_n)$ и объем закачиваемого газа $V_{qj} = V_{qj}(\tau_n)$ считаются искомыми параметрами в течение периода времени τ_n .

В математическом описании задачи принята справедливость предположения о том, что чем ближе газо-водяная граница к нижнему перфорационному отверстию скважины в начале фазы закачки газа, тем большая репрессия обеспечивается при закачке.

В этом случае в качестве критерия оптимальности задачи может быть выбрана максимизация репрессий в зависимости от времени по скважинам с учетом параметра $c(L_i)$.

Решение задачи оптимального распределения объемов закачиваемого газа по скважинам с учетом уравнение (11), имея ввиду требований к суммарному объему закачиваемого газа, технологических ограничений режимов работы скважин и стабильность параметров N и τ_n , приводится к решению следующей системы уравнений [3, 8, 9]:

$$\frac{dV_q}{dt} = \sum_{i=1}^N q_i(p_{qij}, V_{qj}) \quad (12)$$

$$V_q(t) \Big|_{t=0} = V_{q0} \quad (13)$$

$$V_a = \tau \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N q_i(p_{qij}, V_{qj}) \quad (14)$$

$$(p_{qij})^2 + C_i [q_i(p_{qij}, V_{qj})]^2 \leq (p_{yi} e^{\beta})^2 \quad (15)$$

$$\sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^N c(L_i)(p_{qij} - p_{Li}(V_{qj})) \Rightarrow \max \quad (16)$$

$$p_{Li}(V_{qj}) \leq p_{qij} \leq p_{\max i} \quad (17)$$

где p_{yiv} , $p_{\max iv}$ - максимально допустимое устевое и забойное давление i -й скважины; p_{Li} - пластовое давление, зависящее от текущего значения объема газа, закачанного в зону эксплуатации скважины; C_i , β_i - коэффициенты, характеризующие потери давления в потоке по стволу скважины при закачке газа в i -ю скважину; V_a - объем газа (объем активного газа), который должен быть закачан в скважину за период времени τ_n ; $V_q(t)$ - объем газа, закачанного в скважину за период времени t .

Зависимость пластового давления от текущего значения объема газа, закачанного в зону эксплуатации скважины (i -ой скважины) определяется как результат гидродинамического моделирования (6)-(8).

Итак, при перекачке газа в ПХГ в каждый момент времени оптимальные значения забойного давления и объема закачиваемого газа определяются из решения задачи

(11), (12)-(17), (6)-(8) на основе максимизации репрессий по скважинам в зависимости от времени, и на основе этих значений идентифицируются текущие оптимальные значения скважин $q_i(p_{qij}, V_{qj})$.

На базе предлагаемых расчетных моделей оптимизации процесса периодической разработки ПХГ за 2020-2021 гг. из 102 скважин, задействованных в I и III блоках структуры ПХГ Кальмаз [10], в сезон отбора газа было отобрано 837447 тыс. м³ газа, а в сезон перекачки газа в эти горизонты закачено 840508 тыс. м³ газа. Если быть точнее, то в период перекачки газа одной скважиной в ПХГ было закачено в среднем около 54.935 тыс. м³ газа, а в период отбора газа это значение составляло около 39.2394 тыс. м³. При отборе газа проявилась изменение давления в каждой скважине по режиму пульсации и тенденция его постепенного снижения, а в динамике изменения устевой температуры - периодичность. В среднем, в достаточной степени незначительность объемного содержания воды в продукции, добываемом из каждой скважины, свидетельствовало о слабой имитации характера осложнений в пласте и забое скважины.

Выводы

Предложена математическая постановка задачи об оптимальном распределении добываемого газа и объема перекачиваемого газа по скважинам ПХГ. Решение задачи сводится к установлению зависимой от времени динамики изменения значений дебита и депрессии на стадии отбора газа из подземного хранилища, а на стадии закачки газа в подземное хранилище - значений приема и репрессии скважин. При этом учитываются ограничения на значения дебитов и депрессий скважин, обеспечивающих минимальное обводнение продукции скважины при добыче суммарного газа, на значения приема и репрессий скважин, обеспечивающих максимальное удаление газо-водяной границы от забоя скважины при закачке суммарного газа.

Литература

1. Лурье, М. В., Дидковская, А. С., Варчев, Д. В., Яковлева, Н. В. (2004). Подземное хранение газа. Москва: Нефть и газ.
2. Гилл, Ф., Мюррей, У., Райт, М. (1985). Практическая оптимизация. Москва: Мир.
3. Фейзуллаев, Х. А. (1992). Численное исследование задач теории нестационарной фильтрации газа и газоконденсатной смеси в пористой среде. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Баку.
4. Вяхирев, В. И., Гриценко, А. И., Тер-Саркисов, Р. М. (2002). Разработка и эксплуатация газовых месторождений. Москва: Недра-Бизнесцентр.
5. Ермилов, О. М., Ремизов, В. В., Ширковский, А. И., Чугунов, Л. С. (1996). Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. Москва: Наука.
6. Агаев, Г. С., Палатник, Б. М. (1990). Оперативное регулирование разработки крупной газовой залежи. Газовая промышленность, 10, 28-33.
7. Бузинов, С. Н., Умрикин, И. Д. (1984). Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. Москва: Недра.
8. Вяхирев, Р. И., Коратаев, Ю. П. (1999). Теория и опыт разработки месторождений природных газов. Москва: ОАО Издательство Недра.
9. Фейзуллаев, Х. А., Самедова, Г. Э., Фейзуллаева, Н. М. (2021). Оптимизация процесса разработки газоконденсатных залежей в режиме истощения. Вестник БГУ. Серия физико-математических наук, 3, 59-70.
10. Гурбанов, А. Н. (2014). Повышение эффективности технологии подготовки газа к транспорту на подземных газохранилищах Азербайджана. Нефтегазовая энергетика, 2(22), 57-62.

References

1. Lure, M. V., Didkovskaya, A. S., Varchev, D. V., YAKovleva, N. V. (2004). Podzemnoe hranenie gaza. Moskva: Neft i gaz.
2. Gill, Ph. E., Murray, W., Wright, M. H. (1982). Practical optimization. United Kingdom: Emerald Group Publishing Limited.
3. Feyzullaev, H. A. (1992). CHislennoe issledovanie zadach teorii nestatsionarnoy filtratsii gaza i gazokondensatnoy smesi v poristoy srede. Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata tehnikeskikh nauk. Baku.
4. Vyakhirev, R. I., Gritsenko, A. I., Ter-Sarkisov, R. M. (2002). Development and operation of gas fields. Moscow: Nedra-Business Center.
5. Ermilov, O. M., Remizov, V. V., SHirkovskiy, A. I., CHugunov, L. S. (1996). Fizika plasta, dobyicha i podzemnoe hranenie gaza. Moskva: Nauka.
6. Agaev, G. S., Palatnik, B. M. (1990). Operativnoe regulirovanie razrabotki krupnoy gazovoy zaleji. Gazovaya promyshlennost, 10, 28-33.
7. Buzinov, S. N., Umrikin, I. D., Buzinov, S. N., Umrikin, I. D. (1984). Investigations of petroleum and gas wells and pools. Moscow: Nedra.
8. Vyahirev, R. I., Korataev, YU. P. (1999). Teoriya i opyt razrabotki mestorojdeniy prirodnyih gazov. Moskva: OAO Izdatelstvo Nedra.
9. Feyzullaev, H. A., Samedova, G. E., Feyzullaeva, N. M. (2021). Optimizatsiya protsessa razrabotki gazokondensatnyih zalejev v rejime istoscheniya. Vestnik BGU. Seriya fiziko-matematicheskikh nauk, 3, 59-70.
10. Gurbanov, A. N. (2014). Povyishenie effektivnosti tehnologii podgotovki gaza k transportu na podzemnyih gazohranilishah Azerbaydjana. Neftgazovaya energetika, 2(22), 57-62.

Гидрогазодинамическое моделирование оптимизации процесса разработки подземных хранилищ газа

A. A. Shiraliev

ПО «Азнефть», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

На базе крупномасштабных газогидродинамических балансовых моделей сформулирована и решена задача оптимизации процесса циклической разработки ПХГ. Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки ПХГ с учетом ограничений на дебиты определенных скважин. Для его реализации выбрана конкретная модельная структура ПХГ Калмаз. Показано, что оптимальное регулирование значений дебитов и депрессий скважин обеспечивают минимальное обводнение продукции скважин при добыче суммарного газа, значений приема и репрессий скважин обеспечивают максимальное удаление газо-водяной границы от забоя скважины при закачке суммарного газа.

Ключевые слова: оптимизация; подземное хранение газа; отбор; закачка; дебит; депрессия; репрессия.

Yeraltı qaz anbarlarının işlənməsi prosesinin optimallaşdırılmasının hidroqazdinamik modelləşdirilməsi

A. A. Şirəliyev

«Azneft» İB, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Genişmiqyaslı qazhidrodinamik balans modelləri əsasında Yeraltı qaz anbarlarının (YQA) dövrü işlənməsi prosesinin optimallaşdırılması problemi formulə və həll edilmişdir. Quyuların debitləri üzrə məhdudiyətləri nəzərə almaqla YQA-nın işlənməsi prosesinə optimal nəzarət etməyə imkan verən alqoritm işlənilib hazırlanmışdır. Onun realizə edilməsi üçün Kalmaz YQA-nın xüsusi model strukturu seçilmişdir. Göstərilmişdir ki, cəm qaz hasilatında quyu məhsulunun minimal sulaşması quyuların debiti və depressiyanın, həmçinin cəm qazın vurulmasında qaz-su sərhədinin quyudibindən maksimum uzaqlaşdırılması quyuların qəbuletmə və repressiya qiymətlərinin optimal tənzimlənməsi ilə təmin edilir.

Açar sözlər: optimallaşdırma; yeraltı qaz anbarı; hasilat; inyeksiya; debit; depressiya; repressiya.