

РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПХГ
ПИКОВОГО И РЕЗЕРВНОГО ТИПОВУ. З. Алиева*¹, З. С. Гадиров², А. Й. Джомардов²¹Транспортное Управление, SOCAR, Баку, Азербайджан²НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Technology and Economic Calculation UGS Indicators of Peak and Reserve Types

U. Z. Aliyeva*¹, Z. S. Gadirov², A. Y. Dzhomardov²¹Transport Department, SOCAR, Baku, Azerbaijan²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article is devoted to the issues of technology and economic indicators of UGS facilities of peak and reserve types. Calculation of options for creating peak gas storage facilities, differing in storage volumes and daily gas withdrawals. Determination and use of physical and dynamic parameters of a porous medium in the development of gas condensate deposits. Determining the technological parameters of the well-fluid system - gas distribution point (GRP), gas flow in the well, through the pipeline, the maximum allowable drawdown, the total volume of gas storage and the productivity of UGS facilities during gas extraction and injection.

KEYWORDS:

Calculation;
Gas movement;
Deposits; Storage;
Tolerable depression;
Dynamic options.

*e-mail: ulkarg@rambler.ru<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20220200032>

На основании данных исследований скважин определяли коэффициенты фильтрационных сопротивлений «а» и «в» по двучленной формуле притока газа, приравнивая дебиты нефтяной и газовой скважин при одинаковых пластовых и забойных давлениях, принимая движение нефти и газа на каждом режиме линейному закону фильтрации,

Установившуюся фильтрацию нефти можно представить в виде [1]:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{Rk}{R_c}} = \frac{Q_h \times B \times \mu}{(P_1 - P_2) \times P_H \times 86400 \times 2} \quad (1)$$

Аналогично при установившейся фильтрации газа по линейному закону:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{Rk}{R_c}} = \frac{Q_z \times T_{пл} \times \mu_k \times Z \times P_{ат} \times 10^{-3}}{(P_1^2 - P_2^2) \times T_{см} \times 86400} \quad (2)$$

Приравнивая правые части уравнений (1) и (2) определяем производительность скважин по газу:

$$Q_z = Q_h \times (P_1 + P_2) \times \frac{B \times \mu_h \times T_{см} \times 10^{-3}}{2 \times \rho_h \times T_{пл} \times \mu_k \times Z \times P_{ат}} \quad (3)$$

где Q_z – дебит газа, тыс.м³/сут.; Q_h – дебит нефти, т/сут.; P_1 и P_2 – пластовое и забойное давление, МПа, ρ – плотность нефти в ст. усл., т/м³; B – объ-

емный коэффициент; μ_h и μ_k – вязкость нефти и газа, мПа·с; $T_{пл}$ и $T_{см}$ – пластовая и стандартная температура, К; $P_{ат}$ – атмосферное давление, МПа; R_k и R_c – радиусы контура питания и скважин, м; Z_k – коэффициент сверхсжимаемости газа.

В результате расчетов получен коэффициент «а» для средней газовой скважины на месторождении Гойт-Корт, равный 60(10МПа)²/тыс. м³/сут. В процессе исследований нефтяных скважин диапазон изменения депрессий был от 1.3 до 2.6 МПа. Исходя из технологических соображений принимаем максимально допустимую депрессию в газовых скважинах 6.0 МПа,

Рассматривались два варианта создания пикового газохранилища, отличающиеся объемами хранения суточными отборами газа:

- I вариант – 75 млн. м³ активного объема хранения и 5 млн. м³ суточного отбора газа;
- II вариант – 45 млн. м³ активного объема хранения и 3 млн. м³ суточного отбора газа.

Для обеспечения I варианта хранения газа необходимо дополнительно 5 добывающих скважин, что ухудшает показатели создаваемого ПХГ.

На основе результатов, изложенных и исходя из выводов, о том, что дальнейший прирост газа насыщенного объема будет соответствовать объему добываемой нефти, была определена динамика изменения газа насыщенного порового объема

и пластового давления в газовой зоне в процессе осуществления газовой репрессии.

Динамика изменения давления в залежи при закачке дополнительного объема газа, подлежащего хранению, определялась исходя из уравнения материального баланса для газовой залежи [2,3]:

$$\frac{P_{к.з.}}{Z(P_{к.з.})} = \frac{P(t)}{Z[P(t)]} + \frac{Q_{зак}(t)P(t)}{Q_c^{своб.}(t)Z[P(t)]} \quad (4)$$

где, $P_{к.з.}$ – пластовое давление в газонасыщенной части залежи на конец закачки хранимого газа, МПа; $P(t)$ – пластовое давление в газ насыщенной части залежи на начало закачки хранимого газа, МПа; $Q_{зак}(t)$ – объем газа закачанного в пласт для его хранения при ст. уел., млн. м³; $Q_c^{своб.}(t)$ – объем свободного газа находящегося в пласте на начало закачки при ст. уел., млн. м³; Z – коэффициент сверх сжимаемости газа.

При определении технологических параметров работы системы скважина-шлейф - ГРП использовалось уравнение притока газа к скважине, движение газа в скважине, по трубопроводу. Искомыми параметрами являлись: потенциальная приемистость скважин при нагнетании и давлении на ГРП при отборе газа, т.к. при отборе дебиты скважин определяются максимально допустимой депрессией. Используемые зависимости имеют вид [2,3]

$$q_{зак} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta + B_e^{2s})(P_{сп}^2 e^{2s} - P_{пл}^2) - a}}{2(b + \theta + B_e^{2s})} \quad (5)$$

$$P_{сп}^{омб} = \frac{\sqrt{P_{пл}^2 - aq - (b + \theta + B_e^{2s})q^2}}{e^s} \quad (6)$$

где, $\theta = 1.377\lambda \frac{Z_{cp}^2 \times T_{cp}^2}{d^5} (e^{2s} - 1)$; $S = 0.03415 \frac{\theta \times L}{Z_{cp} \times T_{cp}}$;

$B_w = 640 \frac{I_{мл}}{D^{5.33}}$; «а» = 60 (10 МПа)²/тыс. м³/сут; $S = 1.234$;

e^{2s} – коэффициент, учитывающий весь столба газа; θ – коэффициент, учитывающий потери давления на трение при движении газа по стволу скважины; B_w – коэффициент гидравлического сопротивления течению газа в шлейфе; ρ – относительная плотность газа; L – длина лифтовых труб, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб; d – диаметр лифтовых труб, см; Z_{cp} – средний по стволу скважины коэффициент сверх сжимаемости газа; T_{cp} – средний по стволу скважины температура газа, К; $q_{зак}$ – приёмистость скважин, тыс. м³/сут.

Основным требованием регулирования разработки является равномерная выработка всех прослоев пласта. Для обеспечения этого требования рекомендуются мероприятия по перераспределению объемов закачки газа и добычи нефти, ввод новых скважин, применение специальных методов

регулирования и намечается бурение новых скважин [4,5].

Известно, что общий объем газа в хранилище складывается из трёх частей:

- объёма свободного газа и газовой шапки;
- объёма газа;
- растворенного в остаточной нефти и окклюдируемого газа.

Общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное месторождение при постоянном объеме порового пространство определяется из выражения [2,3]:

$$Q_x = Q_w + Q_p + Q_o \quad (7)$$

где, Q_w – объем газа, который будет закачан в газовую шапку:

$$Q_w = \Omega_z \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (8)$$

Q_p – объем газа, растворенного в остаточной нефти:

$$Q_p = \frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (9)$$

Q_o – объем газа, который будет закачан освобожденную объем порового пространства:

$$Q_o = \frac{V_d \times B}{\rho_n} \left(\frac{P_{max}}{Z_{max}} - \frac{P_k}{Z_k} \right) \quad (10)$$

Ω_z – объем порового пространства газовой зоны, млн.м³; V_s – начальные запасы нефти, млн. т.; V_d – добытое количество нефти, млн. т.; ρ_n – плотность нефти при стандартных условиях ($P = 0.1$ МПа, $t = 20$ °С); B – объемный коэффициент нефти; α – коэффициент растворимости газа в нефти, м³/т на 0.1 МПа; P_{max} – максимальное пластовое давление, МПа; P_k – текущее пластовое давление, МПа; Z_{max} и Z_{min} – коэффициенты сверх сжимаемости газа при P_{max} и P_k .

Ввиду того, что в нефтяном пласте первоначальная газовая шапка отсутствует, общий, активный и буферный объёмы газа складываются из объёма газа, растворенного в остаточной нефти и объёма окклюдируемого газа. Общий объём хранения газа определяется исходя из максимального давления (P_{max}) в залежи на конец закачки [2, 3]:

$$Q_x = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{max}}{Z(P_{max}, T)} \quad (11)$$

Объём буферного газа определяется исходя из возможных значений величин минимального давления в залежи (P_{min}) по формуле:

$$Q_o = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{min}}{Z(P_{min}, T)} \quad (12)$$

По разнице между общим объёмом хранения и объёмом буферного газа определяется объём

активного газа:

$$Q_a = \left(\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n} \right) \frac{P_{\min}}{Z(P_{\min}, T)} \quad (13)$$

Текущие пластовые давления на конец предыдущего и начало последующего месяца определялись по формулам, для закачки:

$$\frac{P(t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{n.з.}}{Z(P_{n.з.}, T)} + \frac{1}{\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n}} \int_{t_{n.з.}}^t Q(t) dt \quad (14)$$

где $P_{n.з.}$ – средневзвешенное пластовое давление на момент начала закачки газа, Мпа; $t_{n.з.}$ – время начала закачки газа, для отбора

$$\frac{P(t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{n.о.}}{Z(P_{n.о.}, T)} + \frac{1}{\frac{V_s - V_d}{\rho_n} \alpha + \frac{V_d \times B}{\rho_n}} \int_{t_{n.о.}}^t Q(t) dt \quad (15)$$

где $P_{n.о.}$ – средневзвешенное пластовое давление на момент начала отбора газа, Мпа; $t_{n.о.}$ – время начала отбора газа; $Q(t)$ – объёмы газа при отборе и закачке, м³.

Принимаем синусоидальный закон изменения объёмов газа при отборе и закачке. Расчёт пластовой части хранилища сводится к определению объёмов активного и буферного газа и соответствующих им давлений, а также общего объёма хранения и текущего пластового давления.

При расчёте основных показателей ПХГ необходимо решить систему трёх уравнений [4]:

- приток газа из пласта к забою скважины;

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aq + bq^2 \quad (16)$$

- движение газа по стволу скважины;

$$P_{заб}^2 - P_y^2 e^{2s} = \theta q^2 \quad (17)$$

- движение газа по стволу скважины по шлейфу до ГРП.

$$P_y^2 - P_{ГРП}^2 = Bq^2 \quad (18)$$

Из совместного решения этих уравнений получаем формулы, по литораль определяются производительность скважин при отборе и приемистость при закачке с учетом потерь давления на преодоление сопротивлений при движении из пласта до ГПМ. [4]:

$$q_{зак\ i} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})(P_{ГРП}^2 e^{2s} - P_{пл}^2)} - a_i}{2(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})} \quad (19)$$

$$q_{отб\ i} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})(P_{ГРП}^2 e^{2s} - P_{пл}^2)} - a_i}{2(b_i + \theta_i + b_i e^{2S_i})} \quad (20)$$

Значения S_i , θ_i и B_i приведены выше.

Производительность ПХГ при отборе и закачке газа определяется суммированием значений величин приёмистости и производительности всех скважин при одних и тех же значениях $P_{пл}$ и $P_{ГРП}$ [4]. Необходимое число скважин, обеспечивающее заданные объёмы газа определялось по [4]. При максимальном объёме закачке газа мощность КС определялась по [4].

Расчёты показывают, что активный объём газа находится в пределах 1.0-7.7 млрд. м³ в зависимости от принятых минимальных-максимальных пластовых давлений.

Әдәбиyyат

1. Канц, Д. Л., Корнелл, Д., Кобаяши, Р. и др. (1965). Руководства по добыче, транспорту и переработке природного газа. Москва: Недра.
2. Каратаев, Ю. П., Широковский, А. И. (1984). Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Москва: Недра.
3. Широковский, А. И. (1971). Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных залежей. Геология, разведка и разработка газовых газоконденсатных месторождений. Москва: НТО ВНИИГазпром.
4. Левыкин, Е. В. (1973). Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. Москва: Недра.
5. Дегтярев, Н. М., Полянский, В. Г. (1982). Вопросы контроля и регулирования вытеснения нефти из пластов под высоким давлением. Труды «СевКавНИПИнефть», 36, 36-42.
6. Дегтярев, Н. М., Багов, Р. А., Коновалов, В. И. (1986). Исследования процесса закачки углеводородного газа под высоким давлением в ХНХИИ пласт месторождения Гойт-Корт ЧИ АССР. Труды «СевКавНИПИнефть», 44, 5-9.

References

1. Kants, D. L., Kornell, D., Kobayashi, R. i dr. (1965). Rukovodstva po dobyche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza. Moskva: Nedra.
2. Karatayev, YU. P., Shirokovskiy, A. I. (1984). Dobycha, transport i podzemnoye khraneniye gaza. Moskva: Nedra.
3. Shirokovskiy, A. I. (1971). Opredeleniye i ispol'zovaniye fizicheskikh parametrov poristoy sredy pri razrabotke gazokondensatnykh zalezhey. Geologiya, razvedka i razrabotka gazovykh gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moskva: NTO VNIIEgazprom.
4. Levykin, Ye. V. (1973). Tekhnologicheskoye proyektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh. Moskva: Nedra.
5. Degtyarev, N. M., Polyanskiy, V. G. (1982). Voprosy kontrolya i regulirovaniya vytesneniya nefiti iz plastov pod vysokim davleniyem. Trudy «SevKavNIPIneft'», 36, 36-42.
6. Degtyarev, N. M., Bagov, R. A., Konovalov, V. I. (1986). Issledovaniya protsesssa zakachki uglevodorodnogo gaza pod vysokim davleniyem v KHKHIIII plast mestorozhdeniya Goyt-Kort CHI ASSR. Trudy «SevKavNIPIneft'», 44, 5-9.

**Расчет технико-экономических показателей ПХГ
пикового и резервного типов**У. З. Алиева¹, З. С. Гадиров², А. Й. Джомардов²¹Транспортное Управление, SOCAR, Баку, Азербайджан²НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан**Реферат**

Статья посвящена вопросам расчета технико-экономических показателей ПХГ пикового и резервного типов, а также расчета вариантов создания пикового газохранилища, отличающихся объемами хранения суточных отборов газа. Определение и использование физических и динамических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных залежей. Определение технологических параметров работы системы скважина-шлейф – на газораспределительном пункте (ГРП), движение газа в скважине, по трубопроводу, максимально допустимой депрессии, общий объем хранения газа и производительность ПХГ при отборе и закачке газа.

Ключевые слова: расчет; движение газа; залежи; хранения; допустимой депрессией; динамических параметров.

**Yeraltı Qaz Anbarlarının (YQA) pik və ehtiyat növlərinin
iqtisadi və texniki hesablama göstəriciləri**Ü. Z. Əliyeva¹, Z. S. Qədirov², A. Y. Cəmərdov²¹Nəqliyyat İdarəsi, SOCAR, Bakı, Azərbaycan²«Neftqazəlmətdiəqiqatlayihə» İnstitutu SOCAR, Bakı, Azərbaycan**Xülasə**

Məqalə YQA-nın pik və ehtiyat növlərinin iqtisadi və texniki hesablama göstəricilərindən, gündəlik qaz çıxarılma həcmələri ilə fərqlənən pik qaz anbarlarının yaradılması variantlarının hesablanmasından, Qaz kondensat yataqlarının işlənməsi zamanı məsələli mühitin fiziki və dinamik parametrlərinin təyini və istifadəsinə həsr olunmuşdur. Quyu-boru kəməri-Qaz Paylama Məntəqəsi sisteminin texnoloji parametrlərinin, qazın quyuda, boru kəməri ilə hərəkətinin, maksimum buraxıla bilən depresiyanın, qaz anbarının ümumi həcmi və qazın çıxarılması və vurulması zamanı YQA qurğularının məhsuldarlığı müəyyən edilməsi.

Açar sözlər: hesablanma; qazın hərəkəti; yataqlar; qazsaxlama; buraxıla bilən depresiya; dinamik parametrlər.