УДК 622.27.621.52

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПИКОВЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ТИПОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ)

MAIN TECHNOLOGICAL INDICATORS OF PEAK AND RESERVE TYPES OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES (UGS)

Алиева Офелия Арастун кызы
преподаватель,
ассистент,
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
aliyeva.afeliya@inbox.ru

Алиев Амир Сулейман оглы
инженер,
НИИ Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии
amiraliev732@gmail.com

Аннотация. В статье были рассмотрены два варианта создания газохранилища пикового типа, отличающиеся объемами хранения и суточными газовыми инструментами, и выбран оптимальный вариант. На основании отчета было найдено среднее значение сопротивления фильтрации «a» и «б» для газовой скважины. В статье на основании отчета определяются показатели газохранилища и на основании этих показателей определяются правила контроля и регулирования эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, давление, объем газа, минимально максимальное давление, нефтяное месторождение, расход газа, отбор газа, активный и буферный объемы.

Aliyeva Afelia Arastun kyzy
Teacher,
Assistant,
Azerbaijan State Oil and Industry University
aliyeva.afeliya@inbox.ru

Aliyev Amir Suleyman ogly
Engineer,
Research Institute Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry
amiraliev732@gmail.com

Annotation. The article examined two options for creating a peak-type gas storage facility, differing in storage volumes and daily gas instruments, and selected the optimal option. Based on the report, the average value of filtration resistance «a» and «b» was found for the gas well. Based on the report, the article determines the indicators of the gas storage facility and, based on these indicators, determines the rules for monitoring and regulating the operation of the field.

Keywords: underground gas storage, pressure, gas volume, minimum-maximum pressure, oil fields, gas consumption, gas extraction, active and buffer volumes.

На основании данных исследований скважин были определены коэффициенты сопротивления фильтрации «a» и «b» по газовой биномиальной формуле дебита, уравнены дебиты нефтяных и газовых скважин при одинаковых пластовых и забойных давлениях и принят закон линейной фильтрации движения нефти и газа в каждом режиме.

Устоявшуюся фильтрацию нефти можно представить так [1]:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{R_k}{R_г}} = \frac{Q_н \cdot B \cdot \mu_н}{(P_1 - P_2) \cdot \rho_н \cdot 86400 \cdot 2}. \quad (1)$$

Аналогично в случае фиксированной фильтрации газа по линейному закону:

$$\frac{\pi k h}{\ln \frac{R_k}{R_г}} = \frac{Q_г \cdot T_н \cdot \mu_г \cdot Z \cdot P_{anv} \cdot 10^{-3}}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot T_{ct} \cdot 86400} \quad (2)$$

Приравнивая правые части уравнений (1) и (2) определяем газоотдачу скважин:

$$Q_г = Q_н \cdot (P_1 + P_2) \cdot \frac{B \cdot M_н \cdot T_{ст} \cdot 10^{-2}}{2\rho_н \cdot T_п \cdot \mu_г \cdot Z \cdot P_{атм}}, \quad (3)$$

здесь:

$Q_г$ – дебит газа, тыс. м^3 / сут. $Q_н$ – дебит нефти, т / сут.; P_1 и P_2 – пластовое и забойное давление; МПа; $\rho_н$ – плотность нефти в ст. усл, *m* / *m*^{3}; В – объемный коэффициент; $\mu_н$ и $\mu_г$ – вязкость

нефти и газа, $MPa \cdot c$; $T_{пласт}$ и $T_{ст.}$ – пласт и стандартная температура, K; $P_{атм}$ – атмосферное давление, МПа; R_k и $R_г$ – радиусы питающего контура и скважин, *m*; Z_k – коэффициент сжатия газа.

При расчетах коэффициент «а» получен для средней газовой скважины Гойт-Кортского месторождения и составляет 60 (10 МПа) $\frac{2}{мин}$ равно м^3 / сут. В процессе исследования скважин диапазон депрессий составил от 1,3 до 2,6 МПа. Исходя из технологических соображений, максимально допустимую депрессию в газовых скважинах принимаем равной 6,0 МПа.

Рассмотрим два варианта создания котельной пикового типа, различающиеся объемами хранения и суточными закупками газа: Вариант I: 75 млн м^3 хранение активного объема закупка газа 5 млн м^3 в сутки; Вариант II 45 млн м^3 активного объема хранилища и 3 млн м^3 суточная закупка газа. Для обеспечения I варианта хранения газа необходимо 5 дополнительных добывающих скважин, что негативно сказывается на показателях образующихся ПГ. На основании указанных результатов и применительно к решениям о дальнейшем осмыслении последующего увеличения газонасыщенного объема в соответствии с объемом добываемой нефти изучена динамика изменения газонасыщенного порового объема и пластового давления. определялись при осуществлении газовой репрессии в газовой зоне.

Он определялся на основе уравнения материального баланса газового месторождения при закачке других объемов газа, предназначенных для хранения на месторождении [2, 5].

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

где $P_{к.з.}$ – пластовое давление в газонасыщенной части залежи на конец закачки хранимого газа, МПа; $P(t)$ –пластовое давление в газонасыщенной части залежи на начало закачки хранимого газа, МПа; объем газа, закачанного в пласт $Q_{зак}(t)$ при стандартных условиях его хранения, млн м^3; объем свободного газа в пласте в начале закачки при стандартных условиях, $Q_г^{своб.}(t)$ млн м^3; Z – коэффициент сжатия газа.

При определении технологических параметров работы системы скважина-флюид-ГРП использовалось уравнение притока газа к скважине, движение газа к скважине, по трубопроводу. Искомыми параметрами являлись: потенциальная поглощающая способность скважин при закачке и давления на газораспределительном пункте (ГРП) при отборе газа, так как дебиты скважин при отборе определяются максимальной депрессией. Используемые зависимости будут следующими [2, 5]:

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

$$P_{грп}^{отб} = \frac{\sqrt{P_{пл}^2 \neg aq \neg (b + \theta + B_e{}^{2s})q^2}}{e^s} \quad (6)$$

где

$$\theta = 1{,}377\lambda \frac{Z_{ср.}^2 \times T_{ср.}^2}{d^s}(e^{2s} - 1)$$

«а» = 60 (10 МПа)^2 тыс. м^2 / сут.

где e^{2s} – коэффициент, учитывающий вес газового столба газа; θ – коэффициент,учитывающий потери давления на трение при движении газа по стволу скважины; ρ – относительная плотность газа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб; d – диаметр лифтовых труб, см; $q_{зак.}$ – приемная мощность скважины, тыс. м^3 / сут.

Основными требованиями регламента обработки является одинаковая обработка всех слоев пласта. Для удовлетворения этого спроса выдвигаются данные меры по перераспределению объемов закачки газа и включают добычу нефти, ввод новых скважин, применение специальных методов регулирования и бурение новых скважин [3, 4]. Известно, что общий объем газа в пласте собирается тремя частями: объем свободного газа и газовой шапки, объем газа, растворенного в остаточной

нефти, и объем окклюзированного газа. Суммарный объем газа, который можно закачать в частично выработанный пласт, и постоянный объем порового пространства определяются из выражения [2, 5]:

$$Q_x = Q_щ + Q_p + Q_0 \text{,(7)}$$

где $Q_щ$ – объем газа, который необходимо закачать в газовую шапку:

$$Q_ш = \Omega_г (\frac{P_{мах}}{Z_{мах}} - \frac{P_к}{Z_к}, \quad (8)$$

Q_p – объем газа, растворенного в остаточной нефти:

$$Q_p = \frac{V_з - V_д}{\rho_н} \alpha (\frac{P_{\max}}{Z_{\max}} - \frac{P_k}{Z_k}), \quad (9)$$

Q_0 – объем газа, который необходимо закачать в высвободившийся объем порового пространства:

$$Q_0 = \frac{V_д \times B}{\rho_н} (\frac{P_{мах}}{Z_{мах}} - \frac{P_к}{Z_k}), \quad (10)$$

где $\Omega_г$ – объем порового пространства газовой зоны, млн м^3; $V_н$ – начальные запасы нефти, млн т; $V_д$ – добытое количество нефти, млн т; ρ_m – плотность нефти в стандартных условиях $(P = 0{,}1МПа, m = 20°C)$; B – объемный коэффициент нефти; α – коэффициент растворимости газа в нефти, м^3 / т при 0,1 МПа; $P_{мах}$ – максимальное пластовое давление, МПа; $P_к$ – текущее пластовое давление, МПа; $Z_{мах}$ и $Z_{мин}$ – коэффициенты верхнего сжатия газа при $P_{мах}$ и $P_к$.

Поскольку в XXIII нефтяном пласте отсутствует первая газовая шапка, общий, активный и буферный объемы газа собираются в объеме, растворенном в остаточной нефти и объема окклюдированного газа. Общий объем хранения газа определяется исходя из максимального давления $(P_{мах})$ в конце закачки [2, 5]:

$$Q_x = (\frac{V_з - V_д}{\rho_н} \alpha + \frac{V_д \times B}{\rho_н}) \frac{P_{мах}}{Z(P_{мах,} T)} \quad (11)$$

Объем буферного газа определяется по следующей формуле исходя из возможных значений величин минимального $(P_{мин})$ давления в пласте:

$$Q_б = (\frac{V_з - V_д}{\rho_н} \alpha + \frac{V_д \times B}{\rho_н}) \frac{P_{мин.}}{Z(P_{мин}, T)}. \quad (12)$$

Объем активного газа определяется разницей между общим объемом хранилища и объемом буферного газа:

$$Q_а = (\frac{V_з - V_д}{\rho_н} \alpha + \frac{V_д \times B}{\rho_н})(\frac{P_{мах}}{Z(P_{мах}, T)} - \frac{P_{мин}}{Z(P_{мин} T)}) \quad (13)$$

Эти формулы можно использовать для умножения текущих пластовых давлений на конец предыдущего месяца и начало следующего месяца:

$$\frac{(P_t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{н.з.}}{Z(P_{н.з.,} T)} + \frac{1}{(\frac{V_з - V_д}{\rho_н} \alpha + \frac{V_д \times B}{\rho_н}) \cdot} \int_{tm.з.}^{t} Q(t) dt, \quad (14)$$

где $P_{м.з.}$ – среднее рассеянное пластовое давление в момент начала закачки газа, МПа; $t_{н.з.}$ – время начала закачки газа, для покупки:

$$\frac{P(t)}{Z[P(t)]} = \frac{P_{н.з.}}{Z(P_{н.о},T)} + \frac{1}{(\frac{V_з \neg V_д}{\rho}\alpha + \frac{V_д \times B}{\rho})} \int_{тп.о.}^{t} Q(t)dt\,, \quad (15)$$

где $P_{н.о.}$ – среднее давление дисперсного слоя в момент отбора газа, МПа; $t_{н.о.}$ – время начала отбора газа; $Q(t)$ – объемы газа при приеме и закачке,m^3.

Будем считать, что изменение объемов газа при впуске и впрыске происходит по синусоидальному закону. Расчет пластовой части пласта сводится к определению активного и буферного объемов газа и соответствующих им давлений, а также общего объема хранилища и текущего пластового давления.

При представлении основных показателей ПХГ [1] необходимо решить три системы уравнений: расход газа из пласта на забой скважины:

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

движение газа в теле скважины:

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

движение газа от устья скважины по шлейфу до ГРП:

$$P_y^2 \neg P_{грп}^2 + Bq^2\,. \quad (18)$$

Из совместного решения этих уравнений получаем формулы, по которым определяется продуктивность скважин при отборе и закачке с учетом потерь давления на преодоление сопротивлений при движении от пласта к ГРП [1]:

$$q_{зак.i} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + B_i e^{2si})(P_{грп}^2 e^{2s} \neg P_{пл}^2) \neg a_i}}{2(b_i + \theta_i + B_i e^{2si})}\,, \quad (19)$$

$$q_{отбi} = \frac{\sqrt{a_i^2 + 4(b_i + \theta_i + B_i e^{2si})(P_{пл.}^2 e^{2s} \neg P_{грп}^2) \neg a_i}}{2(b_i + \theta_i + B_i 2^{si})}\,. \quad (20)$$

Значения S_i, θ_i, и B_i приведены выше.

Продуктивность ПХГ определяется суммированием значений производительности и продуктивности всех скважин при одинаковых значениях $P_{пл.}$ и $P_{грп.}$ при отборе и закачке газа [1]. Необходимое количество скважин, обеспечивающих заданные объемы газа, определялось по [1]. Мощность КС при максимальной закачке газа определяется по [1]. В отчетах указывается, что активный объем газа колеблется от 1,0 – 7,7 млрд м^3 в зависимости от предполагаемых минимально-максимальных пластовых давлений.

Список литературы:

1. Мустафаев С.Д. Влияние движения пятнистой воды, скапливающейся в водоломе, на режим работы подземных хранилищ газа / С.Д. Мустафаев, О.А. Алиева, А.С. Алиев // Азербайджанский журнал Нефтяное Хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 19–21.

2. Асланов В.Д. Геологические основы создания подземных запасов газа в в связи с решением проблем газоснабжения. – Баку, 2001. – С. 97–100.

3. Ахундова Н.Р. Определение точной суточной нормы газа объем незавершенной планшетной газонагнетательной скважины в зависимости от степени открытие пласта в подземном хранилище газа (ГАЗ) НАФТА-ГАЗ, 10.18668/НГ.2023.09.04 / Н.Р. Ахундова, О.А. Алиева. – 2023. – № 9. – С. 592–595.

4. Мустафаев С.Д. Влияние движения пяточная вода, собранная в водоотделителе на рабочем режиме подземного газа хранилища / С.Д. Мустафаев, О.А. Алиева А.С. Алиев // Нефтяное хозяйство Азербайджана. – 2019. – № 8. – С. 19–21.

5. Алиева О.А. Моделирование циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор / О.А. Алиева, А.С. Алиев // Сборник материалов V Международные научно-практические

конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» / Государственный бюджет. образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт». – 2020. – Т. 1. – С. 9–13.

List of references:

1. Mustafaev S.D. The influence of the movement of spotty water accumulating in a reservoir on the operating mode of underground gas storage facilities / S.D. Mustafaev, O.A. Alieva, A.S. Aliyev // Azerbaijani Oil Industry Journal. – 2019. – № 8. – P. 19–21.
2. Aslanov V.D. Geological basis for the creation of underground gas reserves in connection with solving gas supply problems. – Baku, 2001. – P. 97–100.
3. Akhundova N.R. Determination of the exact daily gas rate, the volume of an unfinished flatbed gas injection well, depending on the degree of formation opening in an underground gas storage (GAS) NAFTA-GAZ, 10.18668/NG.2023.09.04 / N.R. Akhundova, O.A. Alieva. – 2023. – № 9. – P. 592–595.
4. Mustafaev S.D. Influence of movement of heel water collected in a water separator in the operating mode of an underground gas storage facility / S.D. Mustafaev, O.A. Alieva A.S. Aliyev // Oil industry of Azerbaijan. – 2019. – № 8. – P. 19–21.
5. Alieva O.A. Modeling of cyclic geomechanical impact on a carbonate reservoir / O.A. Alieva, A.S. Aliyev // Collection of materials V International scientific and practical conferences «Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry» / State budget Educational institution of higher education «Almetyevsk State Oil Institute». – 2020. – Vol. 1. – P. 9–13.