

РОЗРОБКА КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 622.291

Инкин А.В.

Национальный технический университет «Днепропетровская политехника»

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ СТРУКТУРАХ ЗАПАДНОГО ДОНБАССА

В статье для сглаживания сезонных колебаний потребления природного газа на юго-востоке Украины показана возможность создания его хранилища в пермско-триасовом водоносном горизонте Левенцовской структуры Западного Донбасса. По результатам расчетов установлены изменения размеров и давлений формирующейся газовой полости, определены приёмистость одиночной скважины (2–5 тыс. м³/сут) и объем поглощаемого ею газа в период закачки (около 270 тыс. м³). Полученные результаты послужили основой для разработки геотехнологической схемы хранилища, определения необходимого количества эксплуатационных скважин и оптимального порядка их размещения с учетом геоморфологического строения территории, а также позволили обосновать зоны санитарной охраны для обеспечения безопасной работы полигона.

Ключевые слова: подземное хранение газа, водоносный горизонт, технологическая схема.

Постановка проблемы. Устойчивая работа топливно-энергетического комплекса Украины наряду с необходимостью решения проблем импортирования и разработки собственных месторождений природного газа в значительной мере зависит от надежности функционирования единой системы газоснабжения (далее – ЕСГ), включающей в себя технологические объекты по добыче, транспортировке, хранению и распределению газообразных углеводородов. Существенной особенностью ЕСГ является полная взаимосвязанность ее элементов, выражающаяся в изменении режима эксплуатации всей системы при смене условий работы отдельных объектов. Так, неравномерный режим потребления газа может привести к остановкам в его добычи и требует создания крупных резервуаров, способных аккумулировать газообразные углеводороды в объеме, достаточном для сглаживания сезонных колебаний их использования.

В настоящее время для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям предприятие «Укртрансгаз» эксплуатирует 13 подземных хранилищ газа (далее – ПХГ), активный объем которых достигает 32 млрд. м³. При этом на долю хранилищ, расположенных вблизи крупных горнопромышленных центров страны (Донецк, Днепропетровск, Кривой Рог), приходится менее 8% общих запасов (около 2,5 млрд. м³). Почти 70% государ-

ственного резерва природного газа сосредоточено в Западноукраинском комплексе, обеспечивающем надежность его транзита через территорию страны и регулирование неритмичности этого потока. Эти хранилища расположены в районе участков межгосударственных магистральных газопроводов, транспортировка газа из которых в восточные регионы нерентабельна. Недостаточный объем собственных и невозможность получения ресурса других хранилищ привели к ведению ограничений на потребления газа в зимний период на юго-востоке Украины, что вызвало плановые и аварийные прекращения отопления зданий.

Анализ последних исследований и публикаций. Для выхода из сложившейся ситуации в работах [1, с. 19; 2, с. 23–25] уже обоснована необходимость и возможность создания нового газохранилища с активным объемом 150 млн м³ в водоносных структурах Западного Донбасса. В качестве наиболее перспективного участка выбрана Левенцовская площадь (1930 км²), в разрезе которой заключен пермско-триасовый водоносный горизонт, представленный однородным по гранулометрическому составу кварц-полевошпатовым песчаником и характеризующийся высокими фильтрационно-емкостными и герметичными свойствами [3, с. 43–45].

Постановка задания. Для оценки динамики и технической параметризации накопления газа

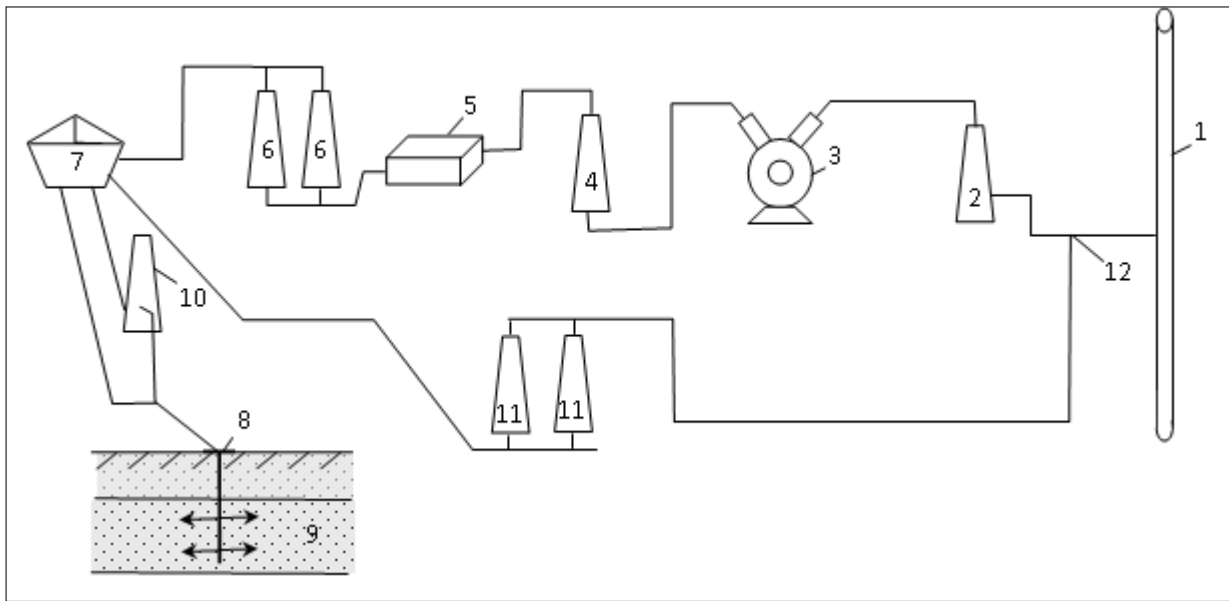


Рис. 1. Технологическая схема эксплуатации хранилища газа: 1 – магистральный газопровод; 2 – пылеуловитель; 3 – компрессор; 4 – сепаратор (горячий газ); 5 – градирня; 6 – сепаратор (охлажденный газ); 7 – распределительный пункт; 8 – скважина; 9 – пласт-коллектор; 10 – сепаратор; 11 – установка осушки газа; 12 – газопровод

в выделенной структуре необходимо разработать геотехнологическую схему хранилища и установить режим работы его эксплуатационных скважин, что составляет цель работы. При этом для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач: 1) установить порядок подготовки и аккумуляции газообразных углеводородов в горно-геологических условиях рассматриваемой территории; 2) оценить изменения размера и давления формирующейся в пласте-коллекторе газовой полости; 3) определить приёмистость скважин, их необходимое количество и оптимальный порядок размещения с учетом геоморфологического строения местности; 4) обосновать зоны санитарной охраны и мониторинговые мероприятия, предназначенные для обеспечения безопасной работы полигона.

Изложение основного материала исследования. Предназначенный для синхронизации газопотребления в юго-восточной части Украины природный газ отбирается из магистрального газопровода в районе г. Перещепино и подается в компрессорный цех на территории Левенцовской площади, где первоначально очищается в пылеуловителях от взвешенных частиц и капельной влаги, а затем направляется на прием компрессоров (рис. 1). Образованный сжатый газ подается в блок охлаждения и последовательно проходит через сепаратор, градирню и опять сепаратор. Для отделения капельного масла газ направляют на адсорберы и фильтры, после которых он посту-

пает в распределительный пункт, служащий для разделения потока по эксплуатационным скважинам. Далее, в соответствии с годовым графиком потребления энергоносителей, через фильтровую зону скважин газ закачивается в пермско-триасовый водоносный горизонт. Поступая в пласт под давлением, он вытесняет содержащуюся в нем воду и образует подземное газохранилище, при проектировании которого необходимо определить число эксплуатационных и наблюдательных скважин, место их размещения, активный и буферный объемы газа, его максимально допустимое и минимально необходимое давление. При расчете этих технологических параметров фильтрационные и физико-механические свойства выделенного коллектора необходимо принимать в соответствии с их пространственно-временными изменениями, вызванными взаимодействием углеводородного газа с горными породами и установленными ранее в работе [4, с. 106–109].

По результатам проведенной рекогносцировки на местности для нагнетательного контура предлагается использовать расположенную в северо-западном направлении балку Лезгина длиной 1 км. Эксплуатационные скважины размещаются в виде линейной галереи вблизи тальвега балки, а наблюдательные – в ее створе в направлении перемещения фронта вытеснения. В данной системе закачка газа в скважины производится через заложенные под землей выкидные линии (шлейфы), соединенные со сборным коллекто-

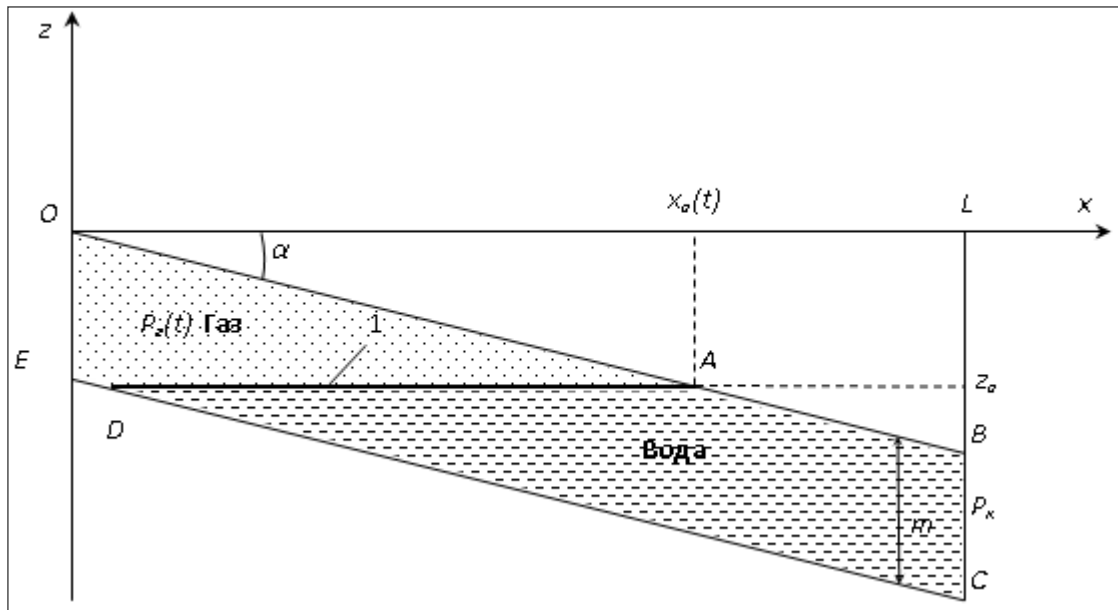


Рис. 2. Схема модели водоносного газохранилища в пологозалегающем пласте-коллекторе

ром, подающим газ из распределительного пункта. Количество скважин во многом зависит от их максимальной приёмности, а выбор расстояния между ними – от глубины проникновения газа в поровое пространство и ширины образующегося фронта вытеснения. При этом в общем случае для определения приёмности одиночной нагнетательной скважины может быть использовано уравнение Дюпюи [5]

$$q_c = \frac{2\pi km(P_n - P_{nl})}{\mu \ln \frac{R}{r_c}}, \quad (1)$$

где κ , m – соответственно проницаемость и мощность пласта; P_n, P_{nl} – давление нагнетания и пластовое; α – вязкость газа; R, r_c – радиус влияния и скважины.

Максимально допустимое давление нагнетания газа напрямую зависит от глубины залегания пласта, структурно-тектонических особенностей участка, прочности и пластичности пород кровли. Его чрезмерное повышение может привести к нарушению герметичности коллектора, раскрытию существующих или образованию новых трещин, приводящих к утечкам газа. С другой стороны, увеличение давления нагнетания повышает экономические показатели хранилища, количество аккумулируемого газа и дебит скважин. Поэтому для нахождения его оптимальной величины рекомендуется использовать следующую зависимость [6, с. 106–108]:

$$2-3 P_{nl} \leq P_n \leq \eta P_z, \quad \eta = \frac{1,73 - tg\phi}{1,73 + 2tg\phi}, \quad P_z = \rho gH, \quad (2)$$

где P_z – горное давление; η, ϕ – соответственно коэффициент пластичности и угол вну-

треннего трения пород; ρ – средняя плотность пород кровли; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания коллектора.

При расчете давления нагнетания также необходимо учитывать потери на трение, возникающие вследствие движения газа к забою скважины и определяемые из выражения:

$$P_n = P_y - P_{mp}; \quad P_{mp} = \lambda \cdot \frac{H}{2r_c} \cdot \frac{\rho_z}{2} \cdot v^2, \quad (3)$$

где P_y – давление на устье скважины; λ – коэффициент трения; ρ_z, v – соответственно плотность и скорость газа

После определения приёмности «усредненной» скважины их необходимое количество может быть получено из выражений:

$$n = \frac{Q_z}{q_c}; \quad Q_z = \frac{V_z}{t}; \quad V_z = \frac{V_0 P_{am}}{P_y}, \quad (4)$$

где Q_z, V_z – расход и объем закачиваемого газа; t – время закачки; V_0 – объем газа в нормальных условиях.

На первой (разведочной) стадии сооружения хранилища в водоносном пласте отсутствует газовый объем, поэтому при пуске в работу нагнетательных скважин в окрестности каждой из них образуется отдельная газовая область, ограниченная от подземных вод газовой водяным контактом. Ее конфигурация определяется физико-геологическими характеристиками пласта, геометрией расположения скважин и темпом нагнетания. Непрерывно расширяясь и деформируясь, очаговые зоны сначала смыкаются, а затем полностью сливаются, формируя сплошной фронт вытеснения,

продвигающийся по мере закачки газа. Необходимо отметить, что математическое описание возникновения и объединения газовых зон, ввиду наличия эмпирических функций в уравнениях, в настоящее время весьма затруднительно, поэтому в научно-практических расчетах на момент начала промышленной закачки принимается некоторое начальное количество газа в хранилище.

Работа нагнетательного контура характеризуется сочетанием процессов вытеснения воды и возрастанием давления в пласте-коллекторе. При этом величина $P_{нз}$ в уравнении (1) с течением времени будет повышаться, что приведет к уменьшению проницаемости скважин и увеличению их необходимого количества. Для нахождения изменения давления в хранилище можно воспользоваться математической моделью [7, с. 50–55], основанной на следующих допущениях: 1) параметры закачки и отбора газа близки к синусоидальному закону, соответствующему сезонности газопотребления; 2) фильтрация фаз происходит перпендикулярно эксплуатационной галерее скважин шириной M (ось OX) в пласте постоянной мощности m , наклоненном к горизонту под углом α (рис. 2); 3) фронт вытеснения представляется контактной поверхностью, разделяющей пласт на две зоны ($OADE$ и $ABCD$), в каждой из которых движется только одна фаза; 4) давление газа равномерно распределено на фронте вытеснения; 5) водоносный пласт ограничен контуром питания с постоянным давлением P_{κ} в сечении $x = L$.

При принятых допущениях давление в газовой полости практически не зависит от пространственной координаты вследствие малой вязкости газа, а скорость фильтрации воды v_w определяется законом Дарси в виде:

$$v_w = -\frac{\kappa}{\mu_w} \cdot \left[\frac{P_z - P_{\kappa}}{L - x_a} + \rho_w g \cdot \operatorname{tg} \alpha \right], \quad (5)$$

где ρ_w , μ_w – соответственно плотность и вязкость воды.

Для определения давления в газовой зоне используется дифференциальное уравнение массового баланса:

$$\frac{dM_z}{dt} = q_z(t), \quad (6)$$

при этом масса газа в хранилище M_z определяется из выражения:

$$M_z = \rho_g V_z, \quad (7)$$

а объем газа V_z на единичной длине галереи находится как площадь поровой части трапеции ($OADE$):

$$V_z = \frac{x_a + m / 2 \sin \alpha}{\cos \alpha} \cdot n_a m, \quad (8)$$

где q_z – массовый расход газа; n_a – активная пористость пласта.

Давление в газовой зоне выражается уравнением состояния:

$$P_z = Z \cdot \rho_g \cdot RT, \quad (9)$$

где T , Z – температура и коэффициент сжимаемости газа; R – газовая постоянная.

В результате интегрирования уравнения материального баланса (6) с учетом (8) и (9), а также изотермичности процесса выражение давления относительно координаты x_a будет иметь вид:

$$P_z(t) = P_0 \frac{\phi(x_0)}{\phi(x_a)} + \frac{ZRT \cdot \cos \alpha}{n \cdot m \cdot \phi(x_a)} \int_0^t q_z(t) dt, \quad (10)$$

где $\phi(x_a) = x_a(t) + m / 2 \sin \alpha$.

Система уравнений (5) и (10) позволяет определить динамику движения газовой контактной поверхности и давление газа в хранилище. Граничные условия для решения этой системы могут быть следующими:

$$\begin{cases} P(t)|_{t=0} = P_0 \\ x_a(t)|_{t=0} = x_0 \end{cases}. \quad (11)$$

Введя безразмерные переменные, соответствующие размерным величинам в формуле (10):

$$X_a = \frac{x_a}{L}; \quad \tau = \frac{t}{t^*}; \quad t^* = \frac{nL}{(\kappa / \mu_w) \cdot (P_{\kappa} / L)}; \quad \dot{q}_z = \frac{q_z(t)}{q_{z0}};$$

$$P = \frac{P_z}{P_{\kappa}}; \quad \Phi = \frac{\phi}{L}; \quad G = \frac{\rho_w g L}{P_{\kappa}} \operatorname{tg} \alpha,$$

получим

$$P(\tau) = Q(\tau) / \Phi(X_a), \quad (12)$$

где

$$Q(\tau) = \Phi_0 P_0 + \frac{ZRT q_{z0} \cdot t^* \cdot \cos \alpha}{nmLP_{\kappa}} \int_0^{\tau} \dot{q}_z(\tau) d\tau.$$

Уравнение (5) после подстановки в него выражения (12) примет следующий вид:

$$\frac{dX_a}{d\tau} = \frac{Q(\tau) - \Phi(X_a)}{\Phi(X_a) \cdot (1 - X_a)} - G. \quad (13)$$

При заданных начальных условиях (11) решение уравнения (13) проведено в программной среде MatCad методом численного интегрирования по времени. При этом массовый расход газа принимался как кусочно-постоянная функция в пределах:

$$\bar{q}_z = \begin{cases} q_{\text{закачки}}, \\ 0, \\ q_{\text{отбора}}. \end{cases}$$

После определения положения газовой контактной поверхности по формуле (12) рассчитывалось давление в газовой зоне. Затем из уравнения состояния (9) находилась масса газа, содержащегося в хранилище.

На рис. 3 приведены результаты расчета динамики движения газовой контактной поверхности и давления газа в хранилище в условиях Левенцов-

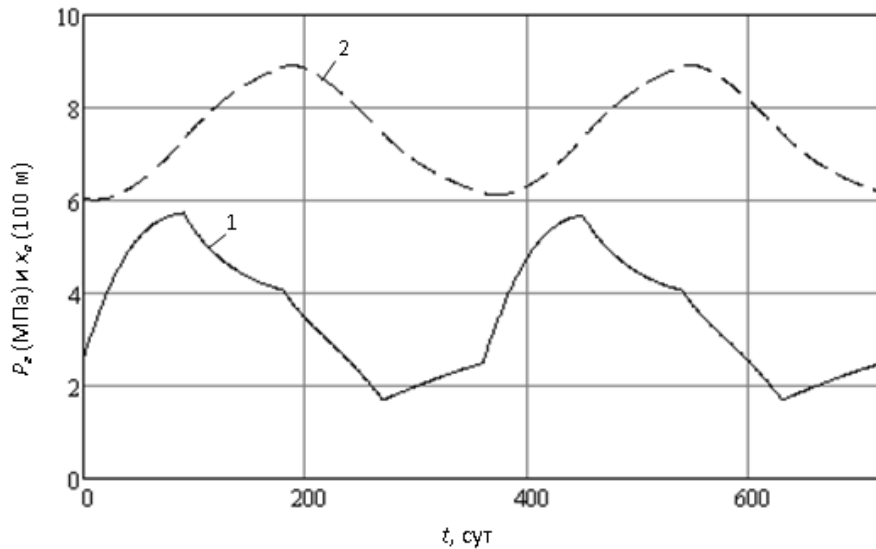


Рис. 3. Изменение давления (1) и положения газовой контактной (2) в Левенцовском водоносном газохранилище

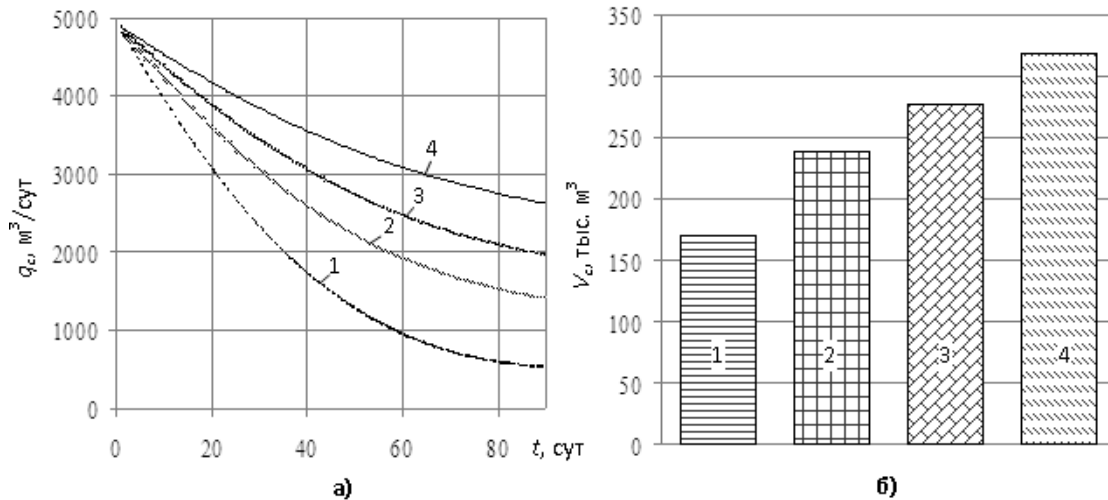


Рис. 4. Изменение приёмности «усредненной» скважины (а) и объема поглощенного ею газа (б): 1–4 – при длине нагнетательной галереи 300; 450; 600 и 900 м соответственно

ской структуры: $m = 120$ м; $M = 300$ м; $\alpha = 10^\circ$; $\rho_g = 1000$ кг/м³; $\rho_w = 0,001$ Па·с; $\rho_{гг\text{ норм. усл.}} = 0,8$ кг/м³; $T = 300$ К; $Z = 0,85$; $P_0 = 2,6$ МПа; $P_k = 4$ МПа; $x_0 = 600$ м; $L = 1000$ м; $t_{зак. (отб.)} = 90$ сут; $H = 450$ м; $q_{с0} = 0,05$ кг/м·с. Параметры проницаемости и пористости коллектора задавались последовательно, в соответствии с их временными изменениями при увеличении пластового давления, по закономерностям, установленным в работе [4, с. 106–109].

Анализ полученных графиков показывает, что к концу закачки газ-водяной контакт переместится на 200 м, однако в следующий период скорость его продвижения уменьшится, к окончанию простоя хранилища он достигнет 900-метровой отметки. Спустя 15 суток после начала отбора газа контакт

начнет обратное движение в сторону эксплуатационной галереи скважин, к завершению отбора остановится на отметке 680 м. При последующей паузе газовая полость продолжит уменьшаться и дойдет до своего начального положения. Также при закачке газа будет увеличиваться его давление в хранилище, однако своего максимума (5,8 МПа) оно достигнет уже к окончанию этого периода. Далее при простое и последующем отборе давление снизится до минимальных значений (около 2 МПа) и возвратится к своим начальным показателям (2,6 МПа) в следующий период простоя. Приведенные данные свидетельствуют, что максимальные и минимальные размеры газовой полости достигаются в моменты времени, не совпадающие с предельными

значениями давлений. Объем полости экстремален, когда давление в ней равняется давлению на контуре питания и полость находится в равновесии с окружающими подземными водами, что в годовом цикле эксплуатации хранилища происходит 2 раза: при закачке газа ($t \approx 10$ сут, x_a min) и при его отборе ($t \approx 190$ сут, x_a max).

Установленные закономерности распределения давления в пласте-коллекторе подставлялись в формулу (1) для нахождения изменения приёмности эксплуатационных скважин во времени. С целью подбора наиболее благоприятного режима закачки газа выполнено варьирование размеров нагнетательной галереи, результаты которого приведены на рис. 4. Анализ графиков показывает увеличение приёмности скважин и объема поглощаемого ими газа с повышением длины эксплуатационного ряда, что объясняется расширением фронта вытеснения и снижением пластового давления.

Таким образом, с одной стороны, увеличение расстояния между скважинами нагнетательного контура позволяет повысить объем аккумулируемого газа, с другой – это расстояние должно удовлетворять условию (2) по всему фронту вытеснения, чтобы избежать разрывов газовой контактной линии. При этом, исходя из геоморфологических условий, длина предполагаемой линии размещения скважин не должна превышать 1 км.

Для нахождения распределения избыточного давления и оценки оптимального расстояния между скважинами можно использовать уравнение Дюпюи, записанное в виде (1). Полученные в программной среде MatCad изолинии давления свидетельствуют, что удаление эксплуатационных скважин более чем на 90 м друг от друга приводит к недопустимому вклиниванию фронта вытеснения к нагнетательному контуру (более половины расстояния между скважинами и границей раздела), что может стать причиной нарушения сплошности формирующейся газовой полости.

С учётом установленных количественных закономерностей по приёмности скважин можно сделать вывод, что в условиях Левенцовской структуры предполагаемый для хранения объем углеводородного газа (150 млн м³) рационально закачать под давлением 6 МПа через линейный 600-метровый ряд из 9 скважин. При этом, ввиду их длительной эксплуатации в резко изменяющихся термобарических условиях и возможной кольматации, необходимо предусмотреть резервные скважины для проведения профилактического ремонта.

Конструкции эксплуатационных скважин, с учетом их опыта сооружения, назначения и геологического строения участка, должны отвечать следующим требованиям [8: 9]. Закачка и отбор газа из хранилища осуществляется через колонны, собранные из насосно-компрессорных труб диаметром от 127 до 273 мм. Забой скважин, ввиду возможных процессов осыпания породы, оборудуется фильтром, а устье – колонной и трубной головкой. Колонная головка обвязывает верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство и является опорой трубной головки, предназначенной для подвязки фонтанных труб и заделки пространства между ними и эксплуатационной колонной. Непосредственно на трубную головку устанавливается фонтанная «елка» крестовидного или тройникового типа, служащая для контроля и регулирования работы скважин.

Выводы. Подводя итог, можно резюмировать, что в горно-геологических условиях Левенцовской площади Западного Донбасса возможно создание водоносного газохранилища, способного снизить сезонную неравномерность потребления газообразных углеводородов на юго-востоке Украины в объеме до 150 млн м³. Решенная в программной среде MatCad методом численного интегрирования газогидродинамическая задача, основанная на установленных ранее закономерностях изменения фильтрационных параметров пласта-коллектора при взаимодействии с природным газом, позволила определить темп его закачки, зависимость между приёмностью скважин и давлением нагнетания, характер перемещения газовой контактной линии. По результатам расчетов установлено, что приёмность одиночной скважины в период закачки изменяется от 2 до 5 тыс. м³/сут, а объем поглощаемого ею газа в среднем равен 270 тыс. м³. Полученные результаты послужили основой для разработки геотехнологической схемы газохранилища, обоснования оптимального порядка размещения 9 эксплуатационных скважин в виде линейного 600-метрового ряда и трех зон санитарной охраны (строгого режима, ограниченных мероприятий и профилактической) с радиусами 50, 920 и 3000 м соответственно. Полученные размеры значительно меньше территории Левенцовской структуры (1930 км²) и свидетельствуют о возможности локализации газохранилища в её пределах.

Дальнейшее развитие работы целесообразно путем установления потерь аккумулируемого газа за счет горно-геологических, физико-химических

и технических факторов, а также сопоставления полученных результатов с практическим опытом эксплуатации газохранилищ в разных странах мира. Кроме того, необходима экономическая оценка эффективности подземного хранения газа в пределах Левенцовской площади на основе современных критериев рентабельности инвестиционных проектов.

Список литературы:

1. Садовенко И.А., Инкин А.В., Якубовская З.Н. Оценка потерь газа при его хранении в водоносных пластах Западного Донбасса. *Научный вестник Национального горного университета*. 2012. № 6. С. 18–24.
2. Инкин А.В., Деревягина Н.И., Хрипливец Ю.В. Перспективы создания водоносного газохранилища в горно-геологических условиях Левенцовской площади. *Сборник научных трудов Национального горного университета*. 2014. № 44. С. 22–27.
3. Садовенко И.А., Рудаков Д.В., Инкин А.В. Моделирование теплопереноса в водоносном горизонте при аккумуляции и отборе тепловой энергии. *Научный вестник Национального горного университета*. 2012. № 1. С. 40–45.
4. Инкин А.В. Оценка изменения коллекторских свойств пород водоносного газохранилища. *Вестник Национального политехнического университета Армении*. 2015. № 2. С. 103–110.
5. Черных В.А. Гидрогеомеханика нефтегазодобычи. Москва, 2001. 277 с.
6. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. Москва, 1999. 659 с.
7. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. Москва, 2001. 350 с.
8. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. Москва, 1998. 433 с.
9. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. Москва, 2003. 160 с.

ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНИХ СТРУКТУРАХ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

У статті для згладжування сезонних коливань споживання природного газу на південному сході України показано можливість створення його сховища в пермському-тріасовому водоносному горизонті Левенцовської площі Західного Донбасу. За результатами розрахунків встановлено зміни розмірів і тисків газової зони, визначено прийомистість одиночної свердловини (2–5 тис. м³/добу) й обсяг газу, який поглинається нею в період закачування (близько 270 тис. м³). Отримані результати послугували основою для розроблення геотехнологічної схеми сховища, визначення необхідної кількості експлуатаційних свердловин та оптимального порядку їх розташування з урахуванням геоморфологічної будови території, а також дали можливість обґрунтувати зони санітарної охорони для забезпечення безпечної роботи полігону.

Ключові слова: підземне зберігання газу, водоносний горизонт, технологічна схема.

JUSTIFICATION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS PERATION OF GAS STORAGE IN THE AQUARIUS STRUCTURES OF THE WESTERN DONBASS

The insufficient volume of natural gas storage facilities and the inability to obtain the resource of other storage facilities led to the maintenance of limits on its consumption and the termination of heating of buildings in the winter period in the southeast of Ukraine. To overcome this situation, earlier the possibility of creating a new gas storage facility in the Permian-Triassic aquifer of the Lev-entsovskaya area of the Western Donbass was justified. On the basis of the solved gas-hydrodynamic problem, it is shown that in the mining and geological conditions considered, the injectivity of a single well during the injection period varies from 2 to 5 thousand m³/day, and the volume of gas absorbed by it on average is 270,000 m³. In the MatCad software environment, the calculations for determining the size and pressure changes formed by the gas cavity, determining the injectivity of the wells and their optimal order of location, taking into account the geomorphological structure of the territory, were carried out. Based on the study and systematization of regulatory documents to ensure the safe operation of the landfill, the sanitary protection zones and monitoring activities were justified.

Key words: underground storage of gas, aquifer, technological scheme.