



УДК 622.06

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

METHODOLOGY OF EXPRESS-ESTIMATION OF EFFICIENCY OF UNDERGROUND STORAGE OF GAS

Галимова Алина Азатовна

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
galimova.95@mail.ru

Муслимов Булат Шамилевич

преподаватель,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
bmuslimov@mail.ru

Galimova Alina Azatovna

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university
galimova.95@mail.ru

Muslimov Bulat Shamilevich

Teacher,
Ufa state petroleum technological university
bmuslimov@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается методика экспресс – оценки эффективности подземного хранения газа. Приводится сравнение гидродинамической модели с аналитической. Проводится сравнение в части необходимого количества скважин для отбора.

Annotation. The methodology of the rapid assessment of the efficiency of underground gas storage is considered in this article. There is a comparison of the hydrodynamic model with the analytical one. A comparison is made of the required number of wells for selection.

Ключевые слова: временное подземное хранилище газа, попутный газ, закачка.

Keywords: temporary underground gas storage, associated gas, download.

Природные и искусственные горючие газы с каждым годом все шире используются в промышленности и в быту. В этом случае большое значение приобретает повышение надежности систем газоснабжения и снижение себестоимости добычи и транспорта газосборного топлива.

Основной задачей системы газотранспорта является, поставка газа всем потребителям. Задача должна быть выполнена несмотря на сезонность потребления, а также при предельном использовании возможностей магистрального газопровода.

Чтобы компенсировать воздействие данного негативного явления, необходимо проектирование и создание новых ПХГ и увеличение эффективности эксплуатации существующих.

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это искусственно созданный резервуар для хранения природного газа, который располагается в естественных геологических структурах.

Выгодность ПХГ зависит от следующих факторов:

- 1) степень неравномерности газопотребления;
- 2) удаленность ПХГ;
- 3) протяженность магистрального газопровода и пропускная способность;
- 4) промысловые и геологические особенности пласта.

Экономическая эффективность ПХГ зависит от его полезного объема, т.е чем выше его объем, тем эффективнее ПХГ.

Подземные хранилища газа в нефтедобывающих районах приобретают особое значение, так как они позволяют значительно сократить потери попутного газа, которые в настоящее время достигают значительных величин.

Для того чтобы определить, пригоден ли пласт для сооружения в нем ПХГ, геологами изучаются следующие параметры: Первый, и самый важный момент – сколько можно будет закачать газа в пласт? Этот показатель зависит от такого параметра пласта, как пористость. Пористость, это величина показывающее отношение количества (объема) пор, к объему всего пласта (среды). Немало важен тот факт, что пласт может быть, как водоносным, так и безводным.

Еще один параметр – проницаемость (единица измерения – Дарси [1]) – это свойство, характеризующее способность пласта пропускать через свой объем газы и жидкости, под воздействием приложенного давления. Любая пористая среда имеет так называемый коэффициент проницаемости. Чем выше значение этого коэффициента, тем легче газу и воде просачиваться через пласт.

Задача создания временного ПХГ попутного нефтяного газа поставлена в связи с необходимостью утилизации попутного нефтяного газа Миловской группы месторождений.



Объемы попутного нефтяного газа на разрабатываемых месторождениях Миловской группы не велики и строительство соединительного газопровода протяженностью около 190 км для подачи этого газа в ЕСГ РФ экономически не оправдано. Более эффективным представляется вариант закачки попутного газа в газовый пласт ближайшего месторождения на временное хранение с последующей его добычей после ввода в разработку газовых залежей и строительства соединительного газопровода до МГ «Уренгой-Челябинск».

Строительство газопровода до Пурпейской КС к настоящему времени не ведется.

Именно из-за отсутствия соединительных газопроводов, связывающих месторождения Миловской группы с магистральным газопроводом «Уренгой-Челябинск» встал вопрос об утилизации попутного нефтяного газа.

Для создания ВПХГ на Миловском месторождении был выбран пласт ПК1, содержащий природную газовую залежь. Этот пласт залегает на небольшой глубине и по сравнению с вышележающей туронской газовой залежью обладает лучшими фильтрационными свойствами, что позволит сократить число нагнетательно-эксплуатационных скважин.

Период работы ВПХГ включает период закачки и хранения попутного нефтяного газа и период отбора закачанного объема газа.

В соответствии с техническим заданием максимальная продолжительность периода закачки попутного нефтяного газа принята 6 лет.

Продолжительность периода отбора закачанного объема газа принимается по вариантам от одного до пяти лет.

Разработка месторождения включает период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и период постоянной и падающей добычи.

Продолжительность периода разработки месторождения оценивается в 20 лет, в том числе, продолжительность ОПЭ – 2–3 года и периода постоянной и падающей добычи – 17–18 лет.

Период отбора газа на ВПХГ представляет собой начальный этап разработки месторождения.

Периоды работы ВПХГ и разработки месторождения представлены в хронологическом порядке на рисунке 1.

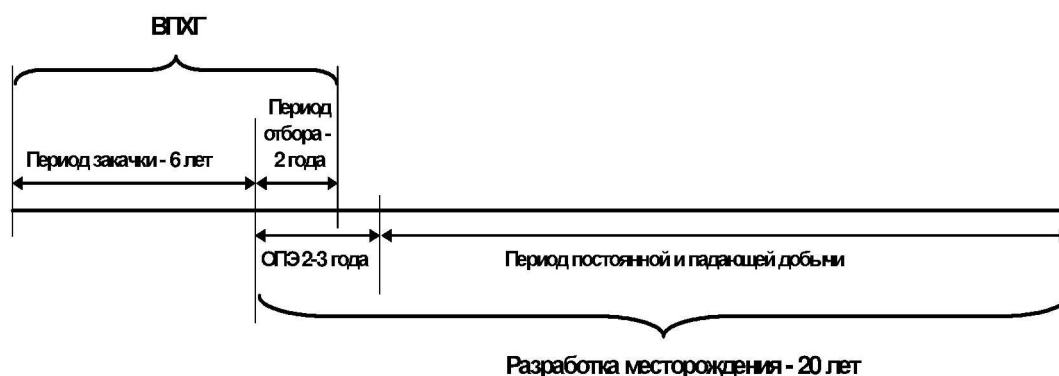


Рисунок 1 – Периоды работы ВПХГ и разработки месторождения

Рассмотрена закачка максимального объема 7,5 млрд м³ очищенного попутного нефтяного газа в течение 6 лет с постоянным уровнем годовой закачки 1,25 млрд м³.

Динамика закачки попутного нефтяного газа приведена в таблице 1.

Рассмотрены следующие варианты по отбору закачанного объема 7,5 млрд м³ газа: в течение одного года, 2-ух, и 5-ти лет.

Таблица 1– Динамика закачки попутного нефтяного газа

1	Объем газа в пласте		млн м ³	196344,00
2	Максимальный объем попутного газа		млрд м ³	7,5
3	Закачка/отбор	1	млн м ³ /год	1,25
4	Закачка/отбор	2	млн м ³ /год	1,25
5	Закачка/отбор	3	млн м ³ /год	1,25
6	Закачка/отбор	4	млн м ³ /год	1,25
7	Закачка/отбор	5	млн м ³ /год	1,25
8	Закачка/отбор	6	млн м ³ /год	1,25
9	Среднесуточный темп закачки		млн м ³ /сут	3,42



Для подземных хранилищ, сооружаемых в истощенных или неразрабатываемых газовых месторождениях, за начальные условия принимаются распределение давления и насыщенности по ячейкам модели пласта на момент начала создания хранилища. Начальное пластовое давление и начальная пластовая температура были приняты равными 108,5 бар и 30° С соответственно.

Для оценки подземного хранилища газа используются объемные гидродинамические расчеты, проводимые с помощью специализированных программных комплексов. Это ресурсоёмкая задача, которая требует больших вложений трудовых ресурсов и времени, однако дает достаточно точные результаты.

Динамика отбора закачанного объема газа и среднесуточного темпа отбора по годам по вариантам приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика годового и среднесуточного темпа отбора закачанного объема газа по годам

1	Максимальный объем попутного газа для закачки/отбора		млрд м3	7,5	7,5	7,5
2	Длительность периода		год	1	2	5
3	Максимальный годовой отбор/максимальная суточная производительность	1	млрд м ³ (млн м ³ /сут)	7,5 (20,5)	3,5 (9,6)	1,0 (2,7)
		2	млрд м ³ (млн м ³ /сут)		4,0 (10,9)	1,25 (3,4)
		3	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			1,5 (4,1)
		4	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			1,75 (4,8)
		5	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			2,0 (5,5)

Ниже представлена методика экспресс – оценки эффективности подземного хранения газа и анализ полученных с ее помощью результатов, сравнение их с результатами гидродинамического моделирования.

Результаты гидродинамического моделирования представлены в таблицах 3, 4, 5.

Алгоритм расчета

1. Определяем накопленную добычу по годам по формуле:

$$Q_{доб t} = \sum_Q^t Q_{год} , \tag{1}$$

где Q_t добыча газа в текущем году разработки.

2. Определяем пластовое давление в текущем году с момента начала отбора газа по формуле:

$$P_{пл t} = \frac{P_{нач}}{Z_{нач}} \cdot \left(1 - \frac{Q_{доб t}}{Q_{зап}} \right) \cdot Z_t . \tag{2}$$

где $P_{нач}$ – начальное пластовое давление, МПа; $Z_{нач}$ – начальный коэффициент сверхсжимаемости; $Q_{нач}$ – начальные запасы газа, млрд м³; $Q_{доб t}$ – накопленная добыча к году t , Z_t – коэффициент сверхсжимаемости в году t , определяемый по формуле:

$$Z_t = \left[0,4 \log_{10} \left(\frac{T_{пл}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right]^{\frac{P_{пл t}}{P_{кр}}} + 0,1 \cdot \frac{P_{пл t}}{P_{кр}} , \tag{3}$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; $P_{пл t}$ – пластовое давление в году, МПа; $T_{кр}$, $P_{кр}$ – соответственно критические давление и температура определяемые по формулам:

$$P_{кр} = 4,892 - \rho_{отн} \cdot 0,4048 ; \tag{4}$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \rho_{отн} , \tag{5}$$

где $\rho_{отн}$ относительная плотность газа, кг/м³.

3. Определяем забойное давление по уравнению притока:

$$P_{заб} = P_{пл t} - \Delta P . \tag{6}$$



Таблица 3 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 1 год

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Среднезвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «Средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				кгс/см ²	МПа				млн м ³ /сутки	шт.	Тыс. м ³ /сутки	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²
0	31.12.20		0	196344,00	1650,39	108,53	10,64										
1	31.12.21	105,874	1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,23	11,00	119,00	11,67	124,22	12,18	
2	31.12.22	106,164	2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,30	11,11	120,05	11,77	125,20	12,27	
3	31.12.23	106,164	3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,03	11,18	120,73	11,84	125,76	12,33	
4	31.12.24	106,164	5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,62	11,24	121,28	11,89	126,18	12,37	
5	31.12.25	105,874	6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,15	11,29	121,76	11,94	126,47	12,40	
6	31.12.26	106,164	7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,56	11,33	122,14	11,97	126,79	12,43	
7	31.12.27	-636,99	-7500	196344,00	1655,03	108,26	10,61	-20,55	18	-1141,6	83,72	8,21	76,28	7,48	48,22	4,73	



Таблица 4 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 2 года

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Средневзвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				кгс/см ²	МПа				кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа
0	31.12.20			0	196344,00	1650,39	108,53	10,64									
1	31.12.21	105,874		1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,25	11,00	119,11	11,68	123,77	12,13
2	31.12.22	106,164		2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,27	11,10	120,09	11,77	124,65	12,22
3	31.12.23	106,164		3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,04	11,18	120,81	11,84	125,24	12,28
4	31.12.24	106,164		5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,65	11,24	121,39	11,90	125,71	12,32
5	31.12.25	105,874		6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,12	11,29	121,82	11,94	125,99	12,35
6	31.12.26	106,164		7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,62	11,34	122,31	11,99	126,47	12,40
7	31.12.27	-297,26		-3500	200344,00	1654,37	110,34	10,82	-9,59	11	-871,7	101,65	9,97	95,35	9,35	76,30	7,48
8	31.12.28	-339,73		-7500	196344,00	1654,74	108,28	10,62	-10,96	11	-996,3	95,35	9,35	87,93	8,62	61,73	6,05



Таблица 5 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 5 лет

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Средневзвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				млн м ³	МПа				кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа
0	31.12.20			0	196344,00	1650,39	108,53	10,64									
1	31.12.21	105,874		1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,23	11,00	119,00	11,67	124,22	12,18
2	31.12.22	106,164		2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,30	11,11	120,05	11,77	125,20	12,27
3	31.12.23	106,164		3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,03	11,18	120,73	11,84	125,76	12,33
4	31.12.24	106,164		5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,62	11,24	121,28	11,89	126,18	12,37
5	31.12.25	105,874		6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,15	11,29	121,76	11,94	126,47	12,40
6	31.12.26	106,164		7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,56	11,33	122,14	11,97	126,79	12,43
7	31.12.27	-84,932		-1000	202844,00	1655,30	111,56	10,94	-2,74	4	-684,9	110,34	10,82	106,23	10,41	91,79	9,00
8	31.12.28	-105,87		-2250	201594,00	1655,99	110,88	10,87	-3,42	4	-853,8	108,51	10,64	103,29	10,13	85,24	8,36
9	31.12.29	-127,4		-3750	200094,00	1656,56	110,08	10,79	-4,11	4	-1027,4	106,52	10,44	100,10	9,81	77,06	7,56
10	31.12.30	-148,63		-5500	198344,00	1656,98	109,17	10,70	-4,80	4	-1198,6	104,47	10,24	96,80	9,49	67,14	6,58
11	31.12.31	-169,86		-7500	196344,00	1657,25	108,13	10,60	-5,48	4	-1369,9	102,43	10,04	93,45	9,16	54,64	5,36



4. Определим дебит одной скважины в текущий год по уравнению притока:

$$Q_t = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot B \cdot \Delta P (2P_{плt} - \Delta P)}}{2 \cdot B} \quad (7)$$

5. Определим число скважин необходимых для отбора газа из пласта:

$$N = \frac{Q_{год} \cdot 10^6 \cdot K_p}{365 \cdot Q_t \cdot K_э} \quad (8)$$

Проведем аналитический расчет и определим количество скважин, необходимых для отбора газа из ВПХГ. Исходные данные приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Величина	Единица измерения
Начальные запасы газа	$Q_{зап}$	203,844	млрд м ³
Относительная плотность газа	$\rho_{отн}$	0,612	кг/м ³
Начальное пластовое давление	$P_{нач}$	11,33	МПа
Пластовая температура	$T_{пл}$	303	К
Максимально допустимая пластовая депрессия	ΔP	0,7	МПа
Темп разработки в период постоянной добычи	$Q_{год}$	3,75	млрд м ³
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений притока газа к забою скважин	A	0,008	$\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс} \cdot \text{м}^2}$
	B	0,00174	$\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{сут}}{\text{тыс} \cdot \text{м}^2}\right)^2$
Коэффициент резерва скважин	K_p	1,15	
Коэффициент эксплуатации	$K_э$	0,9	

Рассмотрены следующие варианты по отбору закачанного объема 7,5 млрд м³ газа: в течение одного года, 2-х, и 5-ти лет.

Полученные результаты сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета

Параметр	1	2	5
Накопленная добыча по годам	7,5	3,75	1,5
Пластовое давление в текущем году с момента начала отбора газа	10,92	11,12	11,25
Коэффициент сверхсжимаемости в году t	0,83	0,83	0,83
Критическое давление	4,64	4,64	4,64
Критическая температура	199,2	199,2	199,2
Забойное давление	10,21	10,42	10,54
Дебит одной скважины в текущий год	1239,2	1246,3	1250,4
Число скважин необходимых для отбора газа из пласта	21	11	4

В результате проведения экспресс – оценки мы получили схожие результаты. Для больших сроков откачки газа из ВПХГ получили схожие результаты с гидродинамическим моделированием. При экспресс оценке откачки газа из ВПХГ в течение одного года получено отклонение по количеству скважин, равное 3. Гидродинамическая модель позволяет более точно смоделировать поведение газа при переходе от пластовых условий к поверхностным, также его движение в пласте – коллекторе. Можно сделать вывод об эффективности метода, в случае его использования в целях оперативной оценки пригодности резервуара для хранения газа и экономической рентабельности.

Литература:

1. Ширковский А.И. Добыча и подземное хранение газа / А.И. Ширковский, Г.И. Задора. – М. : Недра, 2005. – 496 с.



2. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учебник / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – М. : Недра, 1984 – 487 с.
3. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М. : Недра, 1973. – 208 с.
4. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М., Недра, 1971.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под. ред. Г.А. Зотова и З.С. Алиева. – М., 1980.

References:

1. Shirkovsky, AI Extraction and underground gas storage / AI Shirkovsky, GI Zador. – Moscow: Nedra, 2005 – 496 p.
2. Korotaev, Yu. P. Production, transport and underground gas storage: textbook / Yu.P.Korotaev, A.I. Shirkovsky. – Moscow: Nedra, 1984 – 487 p.
3. Levykin, EV Technological design of gas storage in aquifers / E.V. Levykin. – Moscow: Nedra, 1973. – 208 p.
4. Rules for the development of gas and gas condensate fields. // Moscow, Nedra, 1971.
5. Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells. under. Ed. G.A. Zotova and Z.S. Alieva, M. 1980.