

Использование модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для аналитического контроля объемов газа в пластах-коллекторах подземного хранилища газа

А.А. Михайловский*, А.В. Уколов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, Московская область, Россия

Одна из главных задач анализа хранения газа в водоносных пластах-коллекторах заключается в оперативном контроле дренируемых объемов газа, от величины которых в значительной степени зависят технологические и технико-экономические показатели создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Эффективным инструментом решения этой задачи является использование газогидродинамических прокси-моделей пластов.

Представлена одна из таких моделей, которую с учетом реализованной системы группового (по сборным пунктам) размещения вертикальных эксплуатационных скважин кратко можно описать как модель зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа в пласте.

Приведен пример расчетов изменения в процессе циклической эксплуатации подземных хранилищ газа газонасыщенных поровых объемов и объемов газа в разндренируемых зонах, в том числе в слабоконтролируемой периферийной зоне пласта, с учетом сезонных межзональных перетоков газа, а также объемов техногенных скоплений газа в контрольных горизонтах, образовавшихся вследствие межпластовых перетоков.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, водоносные пласты, дренируемые объемы газа, аналитический контроль, гидродинамические прокси-модели, искусственная газовая залежь, межпластовые перетоки газа

Для цитирования: Михайловский А.А., Уколов А.В. (2023). Использование модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для аналитического контроля объемов газа в пластах-коллекторах подземного хранилища газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 286–291. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.24>

Введение

Для аналитического контроля дренируемых объемов газа в водоносных пластах-коллекторах подземных хранилищ газа (ПХГ) на практике широко используются газогидродинамические прокси-модели, представляющие собой балансовые модели искусственной газовой залежи, в которых учитываются наиболее важные особенности ее формирования и циклической эксплуатации при проявлении водонапорного режима (Бузинов и др., 1984; Закиров, 1998; Зотов, 2000; Колбиков, 1999; Левыкин, 1973; Михайловский, 2013; 2018). Такие модели позволяют получать адекватные оценки балансовых показателей эксплуатации в целом для газовых залежей, таких как средневзвешенное пластовое давление, дренируемый объем газа и общее количество вторгшейся в залежь воды, в пластах простого геологического строения и при равномерной или однозональной системе размещения эксплуатационных скважин.

Цель настоящего исследования – модификация балансовой модели зонального дренирования искусственной газовой залежи для оценки дренируемых объемов газа в сложнопостроенном водоносном пласте ПХГ при недостаточном объеме достоверных детальных сведений

о геологическом строении пласта и многозональной системе размещения эксплуатационных скважин и ее апробация. Определяются дренируемые газонасыщенные поровые объемы и объемы газа по зонам пласта – объекта хранения газа – в условиях проявления водонапорного режима, сезонные внутрпластовые перетоки газа между смежными зонами расположения эксплуатационных скважин, сезонные перетоки газа в удаленную в северо-восточном направлении слабоконтролируемую зону, межпластовые перетоки газа из объекта хранения в расположенные выше по разрезу контрольные горизонты.

Общие сведения о геологическом строении и системе размещения скважин рассматриваемого ПХГ

На рассматриваемом ПХГ ловушка газа в объекте хранения характеризуется сложным геологическим строением. Ее кровля имеет форму узкой, вытянутой в северо-восточном направлении вдоль глубинного тектонического разлома фундамента, антиклинальной гребнеобразной складки с размерами 50 км × 3 км и амплитудой около 13 м по изогипсе –975 м. Эта малоамплитудная складка осложнена пятью, расположенными вдоль большой оси, куполками с амплитудами до 3–5 м. Пласт – объект хранения – не выдержан по толщине, в юго-западной и центральной частях ловушки его толщина изменяется от 2 м до 6–9 м, в северо-восточной части он недостаточно разведан.

* Ответственный автор: Александр Артемович Михайловский
e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

На хранилище реализована зонально-групповая по сборным пунктам (СП) система размещения вертикальных эксплуатационных скважин преимущественно в куполках структуры при среднем расстоянии между скважинами в пределах нескольких десятков метров.

Модельная схема разодреняемых газовых зон пласта и сезонных межзональных перетоков газа на ПХГ

С учетом существующих геолого-гидродинамических условий рассматриваемого ПХГ используется двухобъектная газогидродинамическая модель пластовой части хранилища.

В первом объекте исследования, который используется как объект хранения, проводится закачка и отбор газа. В условиях формирования значительно вытянутой по главной оси структуры искусственной газовой залежи с учетом промысловых данных объемов закачки и отбора газа по группам скважин выделяются газовые зоны пласта в районах СП 1, СП 2 и СП 3 (рис. 1). На основе данных по контролю пластовых давлений рассматриваются сезонные внутрипластовые перетоки газа между смежными зонами СП 1, СП 2, СП 3 и слабоконтролируемой удаленной (в северо-восточном направлении) зоной наблюдательных скважин № 37 (Н 37). Эти сезонные внутрипластовые межзональные перетоки газа определяют соответствующие объемы оттоков и притоков газа в зонах.

Согласно имеющимся геолого-промысловым данным в хранилище имеют место межпластовые перетоки газа из объекта хранения в расположенные выше по разрезу контрольные горизонты, которые принимаются в качестве 2-го объекта исследования с техногенными скоплениями переточного газа. Между 1-м и 2-м модельными объектами исследования учитывается газодинамическая связь в виде межпластовых перетоков газа, которые локализуются в зоне СП 1 в районе переточной скважины № 101 (2об).

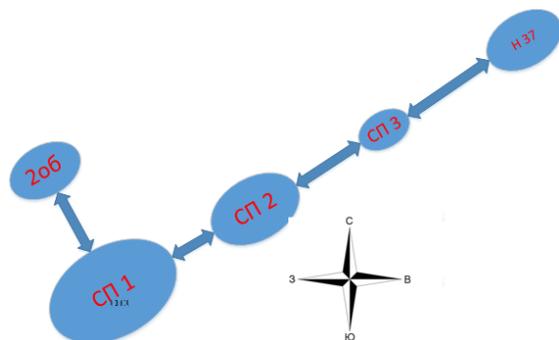


Рис. 1. Модельная схема газовых разодреняемых зон пласта

Математическое описание газогидродинамической модели пласта

Для описания основной по количеству эксплуатационных скважин и объемам закачки и отбора газа газовой зоны СП 1 и с целью учета общей репрессивной и депрессионной воронок пластового давления используется простая (схема полного вытеснения флюидов) балансовая модель двухобъемного дренирования при водонапорном режиме с выделением внутренней, где располагаются эксплуатационные скважины, и внешней подзон. Газовые

зоны СП 2, СП 3, Н 37 и 2-й объект описываются простыми балансовыми моделями при водонапорном режиме, в которые входят средние пластовые давления. Водонапорный режим эксплуатации выделенных зон учитывается путем использования для каждой зоны агрегированного коэффициента приемистости/продуктивности водоносного пласта.

В математической модели зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа для рассматриваемого ПХГ в соответствии со схемой (рис. 1) выделяется 6 виртуальных газонасыщенных поровых объемов (ГПО) – Ω_1 (с двумя подзонами), Ω_2 , Ω_3 , Ω_{37} и $\Omega_{2об}$, относящихся соответственно к зонам СП 1, СП 2, СП 3, Н 37 и 2-му объекту.

Для каждого из 6 неизвестных ГПО указанных выше зон уравнение материального баланса газа имеет вид

$$d(\Omega_i \frac{P_i}{z})/dt = q_i, \quad (1)$$

где Ω_i , P_i/z и q_i – соответственно газонасыщенный поровый объем, приведенное среднее пластовое давление и изменение объема (количества) газа в i -том объеме ($i = 1, 2, 3, \dots, n; n = 6$).

Изменение объема газа в каждом виртуальном объеме складывается из расходов закачки и отбора газа через скважины в этом объеме $q_{i скв}$ и перетоков газа в сопредельные объемы $q_{i пер}$:

$$q_i = q_{i скв} + q_{i пер} \quad (2)$$

Эти перетоки считаются пропорциональными перепаду квадратов давлений, причем в силу несимметричности допустимы разные значения коэффициентов межзональных перетоков в зависимости от направления потока в сезоне:

$$q_{i пер} = \alpha_{i,i+1} (P_i^2 - P_{i+1}^2), \quad (3)$$

где $\alpha_{i,i+1}$ – коэффициент сезонных межзональных перетоков газа, P_i – среднее пластовое давление.

Внутренний переток газа между подзонами СП 1 также описывается формулой (3), величинами которой в данном случае являются постоянный коэффициент перетока и средние давления в подзонах.

Находящиеся в окружении водоносной системы, ГПО изменяют свою величину пропорционально разнице между текущим давлением P_i и начальным гидростатическим давлением P_0 в соответствующем объеме по формуле:

$$d\Omega_i/dt = C_i(P_i - P_0), \quad (4)$$

где C_i – коэффициент приемистости/продуктивности водоносного пласта зоны.

Для зоны СП 1 в уравнении (4) за текущее значение давления принимается давление во внешней подзоне.

Таким образом, представленная газогидродинамическая модель зонального дренирования и сезонных межзональных перетоков газа для рассматриваемого ПХГ содержит 20 неизвестных взаимосвязанных параметров по выделенным газовым зонам: 6 дренируемых газонасыщенных поровых объемов зон СП 1 (в т.ч. внутренней и внешней подзон), СП 2, СП 3, Н 37 и 2-го объекта на начало периода адаптации; 5 коэффициентов приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам; 2 (1 пара) коэффициента сезонных перетоков газа между 1-м и 2-м объектами; 6 (3 пары) коэффициентов сезонных

межзональных перетоков газа между смежными зонами в 1-м объекте; 1 коэффициент внутренних перетоков газа между подзонами СП 1.

Адаптация газогидродинамической модели пласта по промысловым данным

Рассмотрен период адаптации модели с 31 марта 2016 г. по 30 апреля 2023 г., в течение которого эксплуатация хранилища осуществлялась в квазипериодическом режиме закачки и отбора газа при одинаковом общем объеме газа в пласте. Принималось, что все коэффициенты перетоков газа и коэффициенты приемистости/продуктивности водоносного пласта постоянны в соответствующих сезонах и не изменяются по годам. Начальное гидростатическое давление в 1-м объекте составляет 11,5 МПа, во 2-м – 11 МПа. В табл. 1 приведены объемы закачки и отбора газа на СП 1, СП 2 и СП 3 в разные сезоны за период адаптации.

В расчетах с целью наиболее точного учета фактических режимов закачки и отбора газа на ПХГ шаг по времени принимался равным одним суткам.

Адаптация модели проведена методом последовательного группового перебора параметров по сгущающейся сетке. С целью регуляризации решения некорректной задачи идентификации параметров модели на область изменения варьируемых параметров накладывались дополнительные ограничения.

Для адаптации используемой газогидродинамической модели по истории эксплуатации искусственной газовой залежи хранилища в условиях проявления водонапорного режима необходимо иметь две группы

Сезон закачки, отбора, годы	СП 1	СП 2	СП 3	Суммарно по СП
2016	1070	270	59	1399
2016/2017	852	340	174	1366
2017	1059,5	232	100,8	1392,3
2017/2018	813	277,7	228,5	1319,2
2018	997	269,3	60,6	1326,9
2018/2019	776	232	205	1213
2019	1030	187	16	1233
2019/2020	776	225	173	1174
2020	1038	271,3	17	1326,3
2020/2021	842,6	272,3	172	1286,9
2021	1080	156	15,6	1251,6
2021/2022	814	218,5	196,6	1229,1
2022	1122	100	18	1240
2022/2023	841	167	142	1150
Суммарная закачка газа за период адаптации	7396,5	1485,6	287,0	9169,1
Среднегодовая закачка	1056,6	212,2	41,0	1309,9
Суммарный отбор газа за период адаптации	5714,6	1732,5	1291,1	8738,2
Среднегодовой отбор	816,4	247,5	184,4	1248,3

Табл. 1. Объемы закачки и отбора газа на СП 1, СП 2 и СП 3 в сезонах за период адаптации, млн м³

геолого-промысловых данных, первая – по изменению контролируемых средних пластовых давлений и вторая – по изменению ГПО выделенных газовых зон пласта СП 1, СП 2, СП 3, зоны Н 37 и 2-го объекта.

При существующей практике на рассматриваемом ПХГ средние пластовые давления в зонах определяются как среднеарифметические значения контролируемых пластовых давлений в останавливаемых для замера эксплуатационных скважинах.

Дополнительными геолого-промысловыми данными для оценки изменения дренируемых ГПО выделенных зон могут быть данные ГИС-контроля по продвижению газовой зоны контакта и обводнению скважин, укрупненные оценки объемов оттеснения/вторжения в залежь пластовых вод по изменению уровней и давлений в пьезометрических скважинах.

В связи с ограниченным объемом достоверных данных для оценки изменения ГПО выделенных зон СП 1, СП 2, СП 3, зоны Н 37 и 2-ого объекта адаптация описанной модели проведена только по промысловым данным контроля пластовых давлений в зонах.

В качестве критерия оптимальности принимался минимум среднеквадратического отклонения расчетных по модели от контролируемых средних пластовых давлений в зонах за период адаптации с учетом «веса» последних по точности определения

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{расч}} - P_{\text{контр}})_i^2 \varepsilon_i}{n}} = \min, \quad (5)$$

где $P_{\text{расч}}$ и $P_{\text{контр}}$ – расчетное и контролируемое средние пластовые давления в зоне соответственно; ε_i – «вес» по точности определения контролируемых средних пластовых давлений в зонах (0, 1); n – количество используемых в расчетах контролируемых средних пластовых давлений ($i = 1, 2, \dots, n$).

Для одного из расчетных вариантов в табл. 2 представлены дренируемые ГПО и объемы газа по зонам на начало периода адаптации, а также результаты идентификации коэффициентов приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам и коэффициентов сезонных межзональных перетоков газа.

Для полученных значений модельных параметров среднеквадратическое отклонение расчетных по модели от контролируемых средних пластовых давлений в зонах СП 1 (внутренняя подзона), СП 2, СП 3 и периферийной зоне Н 37 за период адаптации составило 0,34, 0,35, 0,39 и 0,63 МПа соответственно (рис. 2).

Необходимо отметить, что при большом количестве искомых параметров описанной газогидродинамической модели и ограниченном объеме геолого-промысловых данных по контролю дренируемых ГПО выделенных зон приведенные в качестве примера результаты идентификации следует рассматривать как один из возможных вариантов значений параметров адаптированной модели, которые незначительно отличаются по критерию оптимальности минимума среднеквадратического отклонения расчетных от контролируемых пластовых давлений (5).

Для рассмотренного примера изменения в течение периода адаптации модели расчетных дренируемых ГПО и объемов газа в выделенных зонах с учетом сезонных

Зона	Начальный газонасыщенный поровый объем/объем газа, млн м ³	Коэффициент приемистости/продуктивности водоносного пласта, млн м ³ /сут/(кгс/см ²)	Направление перетока (из зоны – в зону СП)	Коэффициент перетока, (млн м ³ /сут)/(кгс/см ²)	
				в сезонах закачки	в сезонах отбора
СП 1	12,47/1285	0,5194	СП 1 – СП 2	1,625	
			СП 2 – СП 1		0,312
СП 2	2,5/218	0,0216	СП 2 – СП 3	1,993	
			СП 3 – СП 2		0,378
СП 3	1,0/104	0,3423	СП 3 – Н 37	0,839	
Н 37	1,5/191	0,2619	Н 37 – СП 3		1,025
2 объекта	2,5/282	0,0973	СП 1 – 2 объекта	0,0424	
			2 объекта – СП 1		0,0883
Сумма	19,97/2080				

Табл. 2. Расчетные дренируемые газонасыщенные поровые объемы и объемы газа по зонам на начало периода адаптации, коэффициенты приемистости/продуктивности водоносного пласта по зонам, коэффициенты сезонных межзональных перетоков газа

межзональных перетоков газа в условиях проявления водонапорного режима представлены на рис. 3, 4.

Полученные значения коэффициентов сезонных межзональных перетоков газа показывают следующее. Коэффициенты оттока газа из зоны СП 1 в СП 2 и далее из СП 2 в СП 3 примерно в 5 раз превышают коэффициенты обратного притока. Это означает, что с учетом известного приближения $(P_1^2 - P_2^2) = 2P_{ср}(P_1 - P_2)$ при одинаковом перепаде давления $(P_1 - P_2)$ расход оттока газа из зоны СП 1 в СП 2 и далее из СП 2 в СП 3 примерно в 5 раз больше расхода притока. Поэтому для обеспечения равенства указанных перетоков газа необходимо, чтобы соответствующий перепад пластовых давлений в сезонах закачки был бы примерно в 5 раз меньше, чем в сезонах отбора газа. В противном случае следует ожидать продолжение межзональных перетоков газа. Очевидно, что на практике выполнить такое технологическое условие по перепадам давлений не представляется возможным.

Расчетные коэффициенты сезонных перетоков газа между зоной СП 3 и периферийной зоной наблюдательной скважины № 37 имеют примерно одинаковое значение. Поэтому для баланса объемов сезонных перетоков газа между этими зонами необходимо стремиться обеспечить равенство импульсов повышенного и пониженного перепадов давления.

Значения коэффициентов сезонных перетоков газа СП 1 – 2-й объект более чем на порядок меньше коэффициентов межзональных перетоков газа в 1-м объекте, что указывает на локально ограниченную газодинамическую связь между ними. Пониженное значение коэффициента перетока газа из СП 1 в 2-й объект по сравнению с обратным направлением перетока может быть связано с погрешностью малых значений, вносимой некорректностью исходных промысловых данных по 2-му объекту.

Заключение

На основании проведенных исследований по использованию модели зонального дренирования искусственной газовой залежи ПХГ можно сделать следующие выводы.

1. Созданная с учетом геолого-гидродинамических особенностей рассмотренного ПХГ и реализованной системы зонально-группового (по сборным пунктам)

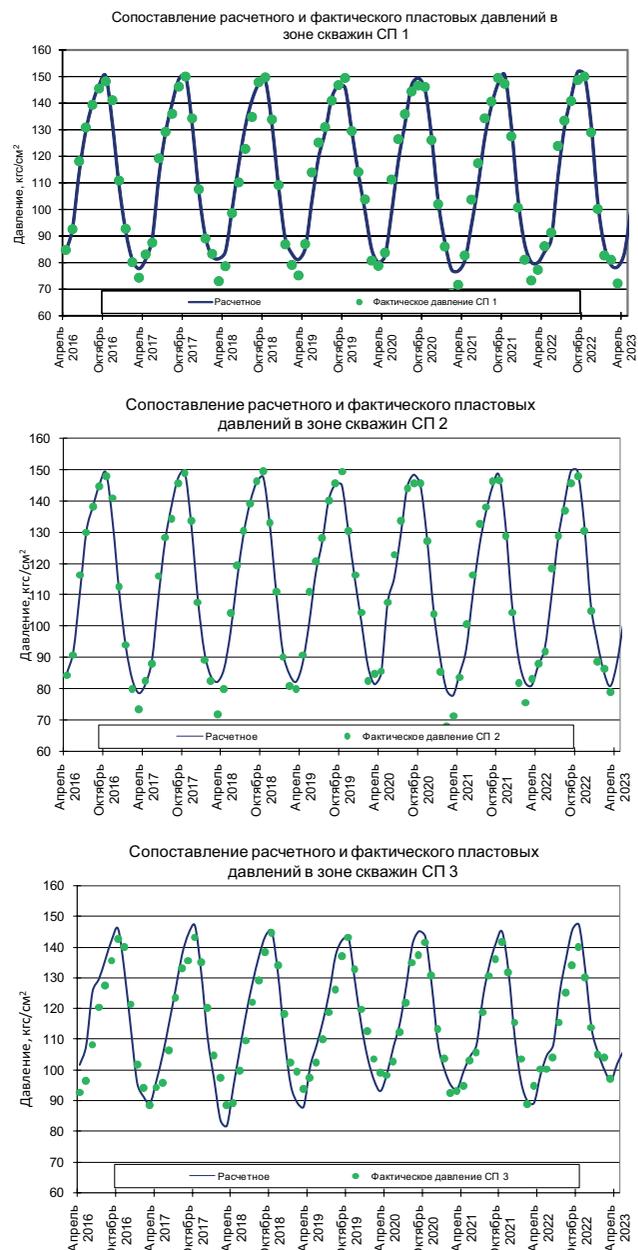
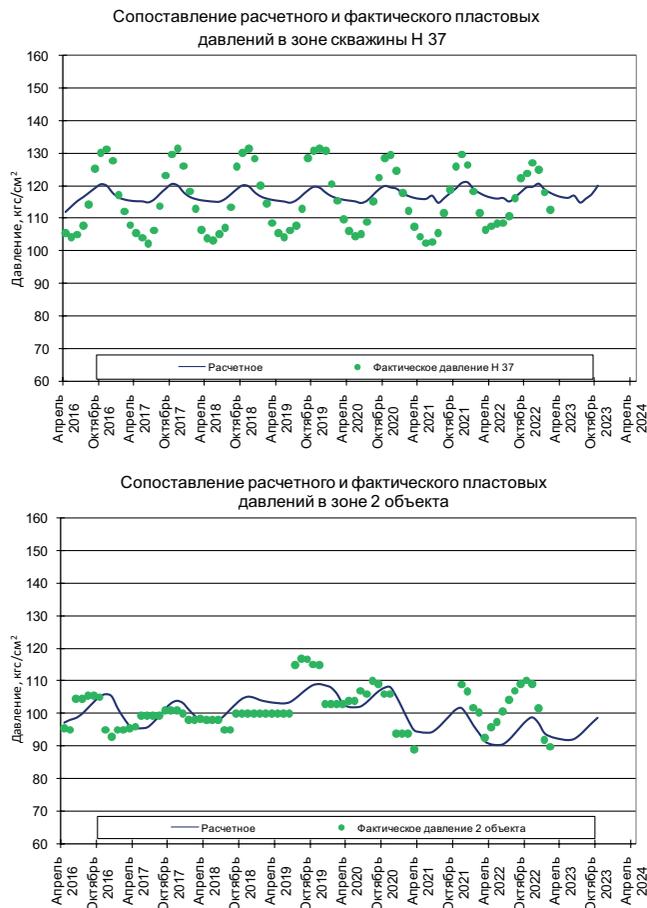


Рис. 2. Сопоставление средних расчетных и контролируемых пластовых давлений по зонам СП 1, СП 2, СП 3, Н 37 и во 2-м объекте



Продолжение рис. 2

размещения вертикальных эксплуатационных скважин газогидродинамическая модель позволяет проводить оперативный аналитический контроль газонасыщенных поровых объемов и объемов газа в разндренируемых зонах, включая слабоконтролируемую периферийную зону объекта хранения, с учетом сезонных межзональных перетоков газа, а также объемов техногенных скоплений газа в контрольных горизонтах, образовавшихся в результате межпластовых перетоков.

2. Для уточнения параметров модели, адаптированной по промысловым данным контроля пластовых давлений в выделенных зонах в условиях проявления водонапорного режима эксплуатации газовой залежи ПХГ, требуются дополнительные геолого-промысловые данные контроля по движению пластовых вод и изменению ГПО зон.

3. Адаптированная модель зонального дренирования искусственной газовой залежи может быть использована для прогнозных технологических расчетов по регулированию закачки и отбора газа по группам скважин СП и зонам пласта в процессе циклической эксплуатации ПХГ.

Литератур

- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. (1984). Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра. 269 с.
- Закиров С.Н. (1998). Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 628 с.

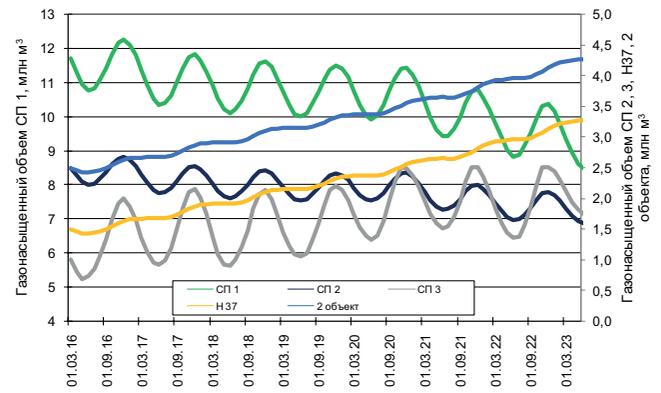


Рис. 3. Динамика расчетных газонасыщенных поровых объемов по зонам СП 1-го объекта и во 2-м объекте

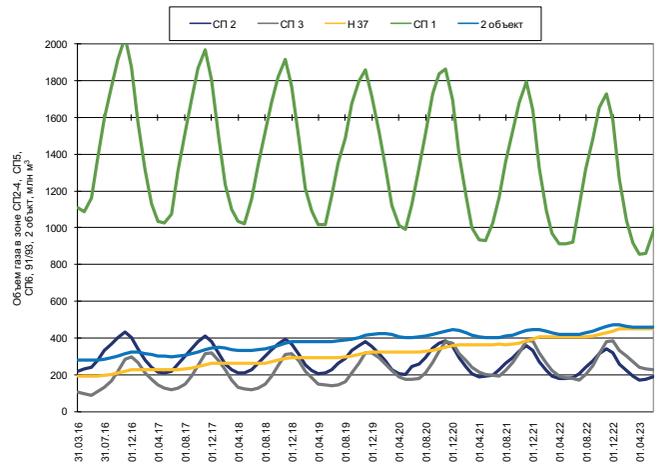


Рис. 4. Динамика расчетных объемов газа по зонам 1-го объекта и во 2-м объекте

Зотов Г.А. (2000). Геотехнологические основы использования газодинамических методов оценки дренируемых запасов газа. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 54 с.

Колбиков С.В. (1999). Метод подсчета запасов по падению пластового давления. *Газовая промышленность*, (1), с. 18–22.

Левыкин Е.В. (1973). Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М.: Недра, 207 с.

Михайловский А.А. (2013). Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 248 с.

Михайловский А.А. (2018). Применение упрощенных газогидродинамических прокси-моделей для оперативных технологических расчетов газовых промыслов и подземных хранилищ. *Вести газовой науки*, (1), с. 193–202.

Сведения об авторах

Александр Артемович Михайловский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

Антон Вадимович Уколов – кандидат тех. наук, начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

Статья поступила в редакцию 09.06.2023;

Принята к публикации 11.10.2023; Опубликована 30.12.2023

Using a model of zonal drainage of an artificial gas deposit for analytical control of gas volumes in reservoirs of UGS

A.A. Mikhailovsky*, A.V. Ukolov

Gazprom VNIIGAZ LLC, p. Razvilka, Moscow region, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander A. Mikhailovsky, e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. One of the main tasks of the analysis of gas storage in aquifers-reservoirs is the operational control of drained volumes of gas, the value of which largely depends on the technological and technical and economic indicators of the creation and operation of UGS. An effective tool for solving this problem is the use of gas-hydrodynamic proxy models of formations.

One of such models is presented, which, taking into account the implemented system of group (by assembly points) placement of vertical production wells, can be briefly described as a model of zonal drainage and seasonal interzonal gas flows in the reservoir.

An example of calculations of changes in the cyclic operation of UGS of gas-saturated pore volumes and gas volumes in different drained zones, including in the peripheral poorly controlled zone of the formation, taking into account seasonal interzonal gas flows, as well as the volumes of man-made gas accumulations in the control horizons formed as a result of interplastic flows is given.

Keywords: underground gas storage, aquifers, analytical control of drained gas volumes, hydrodynamic proxy models, artificial gas deposits, interzonal gas flows in the reservoir, interplastic gas flows

Recommended citation: Mikhailovsky A.A., Ukolov A.V. (2023). Using a model of zonal drainage of an artificial gas deposit for analytical control of gas volumes in reservoirs of UGS. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 286–291. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.24>

References

Buzinov S.N., Umrikhin I.D. (1984). Investigation of oil and gas wells and reservoirs. Moscow: Nedra. 269 p. (In Russ.)

Kolbikov S.V. (1999). Method of calculating reserves by reservoir pressure drop. *Gasovaya promyshlennost*, (1), pp. 18–22. (In Russ.)

Levykin E.V. (1973). Technological design of gas storage in aquifers. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)

Mikhailovsky A.A. (2013). Analytical control of gas volumes in reservoir collectors of UGS. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 250 p. (In Russ.)

Mikhailovsky A.A. (2018). Application of simplified gas-hydrodynamic proxy models for operational technological calculations of gas fields and UGS. *Vesti gazovoy nauki*, (1), pp. 193–202. (In Russ.)

Zakirov S.N. (1998). Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. Moscow: Struna, 626 p. (In Russ.)

Zotov G.A. (2000). Geotechnological foundations of the use of gas-dynamic methods for assessing drained gas reserves. Moscow: VNIIGAZ, 54 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander A. Mikhailovsky – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC

Build. 1, 15, Gazovikov st., p. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Anton V. Ukolov – Cand. Sci. (Engineering), Head of the laboratory, Gazprom VNIIGAZ LLC

Build. 1, 15, Gazovikov st., p. Razvilka, Moscow region, 142717, Russian Federation

Manuscript received 9 June 2023;

Accepted 11 October 2023; Published 30 December 2023