

## ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАТЧИНСКОГО ПХГ

*А.Ш. Гафаров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Гатчинское ПХГ расположено в 7 км на юг от Гатчины, райцентра Ленинградской области, в 45 км от Санкт-Петербурга и связано с ним шоссейной дорогой. Хранилище газа служит для покрытия сезонной неравномерности потребления газа Санкт-Петербургом и Ленинградской областью.

В тектоническом отношении Гатчинская площадь представляет собой одну из складок валообразного поднятия, осложняющего южный склон Балтийского щита, протяженностью около 10 км с юго-запада на северо-восток и шириной 3–4 км. Поднятие осложнено рядом пологих локальных куполов амплитудой до 7 м. В геологическом строении площади принимают участие метаморфические породы архея и протерозоя, а также осадочный комплекс нижнего и среднего палеозоя. На кристаллическом фундаменте архейско-протерозойского возраста, представленном гнейсами и гранитами, а в верхней части – сильно разрушенном («кора выветривания»), залегает песчано-глинистый комплекс гдовского горизонта. В основании комплекса находится I гдовский пласт, служащий объектом хранения газа. Средняя глубина залегания I гдовского пласта на Гатчинской площади составляет 400 м. В гдовский комплекс входят также II и III гдовские пласты, разобщенные глинистыми прослоями. Общая мощность гдовского комплекса 90 м.

Гатчинское ПХГ – единственный в мире объект хранения газа, созданный в моноклинально залегающем водоносном пласте. Закачка и отбор газа на хранилище начаты в 1963 г. Начиная с V цикла работы хранилища (1967 г.) были обнаружены перетоки газа в направлении подъема пласта и улучшения его коллекторских свойств, также было установлено наличие газа во II гдовском горизонте. Газовая залежь приобрела сложную форму с обширной зоной перетоков в северном, северо-восточном, восточном и западном направлениях. В декабре 1976 г. была введена в эксплуатацию система гидроблокады, по которой предполагалось осуществить закачку воды в ряд нагнетательных скважин, отсекающих северную, западную и северо-восточную зоны растекания газа.

При построении гидродинамической модели Гатчинского ПХГ были учтены особенности его геологического строения и формирования. Модель хранилища построена в программном комплексе Eclipse 2005 компании Schlumberger. Настройка модели проведена по фактическим показателям работы ПХГ за 1963–2010 гг. В работе использовалась трехмерная изотермическая двухфазная (газ, вода) модель фильтрации – модель черной нефти. В качестве основы для построения гидродинамической (фильтрационной) модели использовалась ранее построенная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» трехмерная геологическая модель Гатчинского ПХГ. Для перехода от геологической модели (состоящей из 16 968 000 ячеек) к фильтрационной был построен структурный каркас гидродинамической сетки, а затем использована процедура осреднения (Upscaling), предусмотренная в программном комплексе RMS для переноса на нее значений из геологической сетки. Итогом укрупнения стала укрупненная геологическая сетка с локальным измельчением в зоне расположения эксплуатационных скважин, состоящая из 194 400 ячеек.

Для адаптации гидродинамической модели по данным истории работы Гатчинского ПХГ сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проведена работа по сбору и анализу исторической информации об эксплуатации Гатчинского ПХГ. С максимально возможной достоверностью собрана информация о проведении гидроблокады, замерам пластового давления по эксплуатационным и контрольным скважинам, значениям ГВК по геофизическим скважинам, а также показания телеметрии. Также произведена оцифровка отчетов по циклам закачек и отбора газа начиная с 1963 года. Проведен анализ месячных геологических отчетов ПХГ и отчетов по авторскому сопровождению.

Исторические данные по величинам отборов, закачек и участвующих в них скважин распределены следующим образом: с 12.06.1963 по 01.05.2005 г.г. история задана по циклам, с 01.06.2005 по 01.04.2009 г.г. – ежемесячно, с 26.06.2009 по 22.04.2010 г.г. – посуточно. Значения отборов и закачек по скважинам задавались в модель как факт. Адаптация модели проводилась к замеренным пластовым давлениям с помощью программы SimOpt. Адаптируемым параметром была проницаемость по зонам, наиболее приближенным к скважинам с замеренным пластовым давлением. Адаптация производилась в пять этапов, в зависимости от радиуса удаления зоны от скважин. Радиусы удаления

составили 5000, 1000, 600, 300 и 200 м. Для каждого этапа значение проницаемости могло изменяться не более чем два раза.

Движение ГВК по скважинам отслеживалось значениями потенциальных дебитов в ячейках согласно интервалам замера коэффициента газонасыщенности ( $K_g$ ) в геофизических скважинах по пласту Гдов 1 (скв. 17, 34, 60, 62, 65, 82, 87, 134, 157). Исследования по скв. 17, 34, 134 значения  $K_g$  начиная с 1997 по 2009 г.г. отмечают постоянное высокое значение  $K_g$ , что говорит о нахождении скважины в газонасыщенной зоне. Значения рассчитанных потенциальных дебитов по этим скважинам также показывают сходимость гидродинамической модели с фактическими данными. По скв. 82, 87, 157, 60, 65 в период с 1997 по 2009 г.г. отмечается низкое значение  $K_g$ , что подтверждает наличие остаточного газа и его миграции через зоны расположения этих скважин. В гидродинамической модели процесс миграции газа можно наблюдать по снижению потенциальных дебитов газа. По скв. 62 в период с 1997 по 2009 г.г. отмечается циклическое изменение значений  $K_g$  в зависимости от циклов отбора/закачки. В гидродинамической модели значения потенциальных дебитов также изменяются циклически в зависимости от отборов или закачек.

По полученной модели были оценены распределение газа по пластам-коллекторам, объемы активного и буферного газов, определены динамика и направления основных перетоков газа из зоны эксплуатации. Гидродинамическая модель подтвердила представления о формировании хранилища, направлениях перетоков газа и показала низкую эффективность проведенной гидроблокады. Исходя из условий среднего дебита для каждой скважины были рассчитаны три различных варианта отбора газа из Гатчинского ПХГ в сезон 2011 г.: без нейтрального периода после закачки и периодом отбора шесть месяцев – минимальный темп отбора; с нейтральным периодом в один месяц и периодом отбора четыре месяца – оптимальный темп отбора; с нейтральным периодом в один месяц и периодом отбора три месяца – максимальный темп отбора. По результатам расчета сделаны следующие выводы: при оптимальном темпе отбора газа из ПХГ объем отобранного газа сходен с объемом отобранного газа при минимальном темпе отбора; при максимальном темпе отбора газа невозможно отобрать те же объемы, что при оптимальном и минимальном темпах отбора газа при сходном уровне падения пластового давления. Полученные результаты подтверждают правильность выбранной стратегии эксплуатации ПХГ, которая полностью позволяет удовлетворить потребности газа в сезоны пиковых нагрузок.

Полученная модель позволяет производить расчеты в долгосрочном периоде, при прогнозировании работы ПХГ по циклам. Но специфика работы хранилищ состоит в неравномерности объемов закачки/отбора газа и невозможности заранее спрогнозировать потребности в газе в тот или иной период времени. Наиболее эффективным применением гидродинамической модели является ее оперативное использование для прогноза возможностей хранилища в краткосрочном периоде и определения оптимального режима его эксплуатации. Но применение осредненных прогнозных значений дебитов по скважинам для такого типа прогноза неприменимо, расчет должен показывать возможности каждой скважины в отдельности, а не возможности осредненной скважины.

Для оценки достоверности прогнозных расчетов по скважинам по полученной модели были проведены расчеты за период 2008–2009 г.г. без задания в исходные данные величин отборов и закачек по скважинам. Задавался общий суточный объем закачек или отборов газа по хранилищу в целом. Результаты расчетов сравнивались с фактическими значениями телеметрии. В таблице представлены погрешности в расчетах полученной модели отборов/закачек газа по скважинам с фактическими данными телеметрии.

Из таблицы видно, что в единичных случаях значения погрешностей прогнозных расчетов было меньше 5 %, а средние значения значительно превышают эту величину. Это говорит о невозможности проведения прогнозных расчетов отборов/закачек по скважинам на данной гидродинамической модели. Решением этой задачи была попытка выявления зависимостей величин суточных отборов/закачек по скважинам от их фильтрационных характеристик. Но регрессивный анализ этих показателей доказал полное отсутствие зависимостей между ними.

**Значения погрешностей в расчетах гидродинамической модели Гатчинского ПХГ отборов/закачек газа по скважинам с фактическими данными телеметрии**

№ скв.	Отбор/закачка газа						№ скв.	Отбор/закачка газа					
	погр., %			абс. погр., %				погр. %			абс. погр. %		
	средняя	мин. сут.	макс. сут.	средняя	мин. сут.	макс. сут.		средняя	мин. сут.	макс. сут.	средняя	мин. сут.	макс. сут.
50	1,0	-299,3	74,7	35,9	0,7	299,3	116	85,2	36,6	98,2	85,2	36,6	98,2
51	-34,3	-295,4	46,0	39,0	0,0	295,4	117	67,6	-36,8	95,9	70,5	3,3	95,9
52	-88,0	-751,1	68,2	126,0	0,4	751,1	118	47,0	-65,0	92,5	51,8	0,1	92,5
68	44,0	-349,4	94,1	86,4	1,6	349,4	120	17,0	-644,8	73,4	37,4	0,1	644,8
70	-105,5	-416,0	71,5	108,3	0,1	416,0	127	-240,3	-745,8	-12,3	240,3	12,3	745,8
83	-187,3	-1 874,4	68,3	193,5	0,7	1 874,4	128	58,9	-41,8	85,3	60,6	0,0	85,3
99	-3,1	-931,7	86,9	97,4	2,4	931,7	129	59,2	20,0	82,4	59,2	20,0	82,4
100	74,8	26,6	90,1	74,8	26,6	90,1	131	-143,8	-667,4	-3,3	143,8	3,3	667,4
101	-743,9	-4 869,2	9,7	744,1	4,8	4 869,2	133	-320,2	-3 723,3	-56,1	320,2	56,1	3 723,3
102	-30,1	-397,7	40,2	46,9	0,0	397,7	135	-14,1	-5 557,1	60,6	61,1	0,3	5 557,1
103	-76,2	-520,4	22,9	80,1	0,4	520,4	138	-208,0	-622,5	-35,0	208,0	35,0	622,5
105	-91,0	-608,7	51,8	117,1	0,3	608,7	145	-563,5	-3 634,3	31,6	567,0	0,1	3 634,3
106	-216,1	-1 118,1	-22,3	216,1	22,3	1 118,1	149	62,7	-31,2	86,4	63,1	2,7	86,4
108	-14,8	-1 865,6	49,4	36,9	0,0	1 865,6	150	-358,2	-1 171,6	39,1	363,8	1,8	1 171,6
109	-2 181,8	-9 561,1	-300,4	2 181,8	300,4	9 561,1	158	-10,1	-191,2	65,9	58,3	0,3	191,2
113	-37,5	-1 073,7	44,5	55,8	0,1	1 073,7	171	99,3	97,4	99,7	99,3	97,4	99,7
114	-114,4	-1 633,3	6,8	114,5	0,3	1 633,3	176	-15,7	-183,1	82,7	57,0	9,3	183,1
115	-0,5	-132,7	27,1	25,2	1,4	132,7	53	10,4	-1 784,7	88,6	92,7	0,0	1 784,7

Проведенные расчеты показывают, что с использованием гидродинамической модели пластов расчет прогнозных технологических режимов для каждой скважины невозможен. Существенное влияние на распределение добычи газа по скважинам имеют наземная и подземная конструкции самих скважин, газосборных сетей и газосборных пунктов. Использование взаимозависимых моделей газосборных пунктов, сетей, скважин и гидродинамической модели пласта, построенной на базе трехмерной геологической модели, позволит проводить адекватные прогнозные расчеты и оценивать достоверность геологической модели.