

Г.Н. Рубан, к.т.н., директор Центра подземного хранения газа, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
G_Ruban@vniigaz.gazprom.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПХГ

PRESENT-DAY REASONS FOR CREATION OF INTELLIGENT UGS

G.N. Ruban, «Gazprom VNIIGAZ»

The article describes existing automation methods and means applied at the Russian UGS, prospects of using intelligent wells at UGS, and basic provisions for creating reliable system of control over artificial gas deposit being the most complex and fundamental element of the integrated intelligent system formation-well-land facilities.

Key words: UGS operation, automatization, intelligent wells, geological and geophysical control, fluidodynamic processes, artificial gas deposit.

Сегодня уже закончилась эра легкого и дешевого газа. Все труднее дается добыча, все длиннее транспортные магистрали для доставки газа потребителям. Это предъявляет новые требования к подземным хранилищам газа, к эффективности и оптимизации их эксплуатации, к соотношению объемов буферного и активного газа.

Одним из направлений повышения эффективности эксплуатации ПХГ является интеллектуализация. Понятие «интеллектуализация» ПХГ можно описать по-другому: например, оптимизация эксплуатации ПХГ по алгоритмам эффективного формирования искусственной газовой залежи, основанной на постоянном геолого-геофизическом контроле, включенном в автоматизированную систему управления. Это дело вкуса, но суть процесса от этого не меняется.

Готовы ли мы сегодня создать интеллектуальнее ПХГ? Скорее нет, чем да. Но сегодня уже есть достаточно предпосылок для того, чтобы это сделать. И первое – это очень высокий уровень автоматизации и информатизации наземного комплекса ПХГ [1]. Индивидуальные сепараторы, датчики расхода, давления, температуры и мехпримесей для каждой эксплуатационной скважины; управляемые штуцера и задвижки – это все реалии сегодняшнего дня. Неслучайно система автоматизации ПХГ

по стоимости приближается к трети стоимости ПХГ.

Что касается скважин, то здесь в порядке интеллектуализации эксплуатационных скважин (к сожалению, не в системе ПХГ России) тоже имеется ряд положительных и очень перспективных разработок [2]. Системы датчиков температуры, расхода и давления устанавливаются в компоновке НКТ в призабойной зоне скважин, и информация от этих датчиков передается на устье скважины. Существуют разработанные, в том числе и в России, телеметрические системы на основе сенсорных сетей для регистрации устьевых параметров газовых скважин на подземном хранилище газа, автоматизированная система сбора и обработки информации о параметрах технологического процесса эксплуатационных скважин ПХГ [3]. Передача информации от устья скважины на сервер или в диспетчерский пункт, или на рабочее место геолога – эта технология также не вызывает определенных трудностей. Если скважины расположены на одной площадке, то информация передается по кабельной линии связи. Если нет, то, например, на Краснодарском ПХГ реализована система сбора и передачи информации от устья скважины на пункт диспетчера по радиоканалу через маломощные передатчики с использованием промежуточных станций.

Сейчас по многим ПХГ уже созданы математические геологические модели и моделируются флюидодинамические процессы, которые открывают большие возможности для моделирования различных вариантов эксплуатации искусственной газовой залежи и могут быть использованы в автоматической системе управления. Но вот здесь как раз и кроется основная проблема, которая препятствует созданию интеллектуальных ПХГ. Это связано с тем, что наши знания о флюидодинамических процессах, происходящих в недрах при эксплуатации ПХГ, недостаточны, и эти процессы недостаточно изучены для того, чтобы создавать математические модели, корректно описывающие поведение искусственной газовой залежи в режиме реального времени.

В период с апреля по декабрь 2002 г. в семи скважинах Краснодарского ПХГ было проведено пять циклов замеров ГИС-контроля с целью дальнейшего совершенствования ГИС-контроля при эксплуатации ПХГ. Скважины, в которых проводились исследования, располагались в различных частях структуры. Исследования в скважинах проводились в конце периода отбора, в течение которого ПХГ находилось в простое, в период интенсивного нагнетания газа, а также по окончании периода нагнетания. Все исследования проводились практически одной и той же

аппаратурой. При всех исследованиях в наблюдательных и эксплуатационных скважинах проводились замеры устьевых давлений. В качестве примера можно привести результаты исследований по одной из скважин, расположенной в центре структуры (рис. 1).

В скважине по данным НГК четко выделяются четыре пропластка, в которых показания НГК меняются. Верхний пропласток приурочен к II_а, следующий – к II_а, между вторым и третьим выделяется перемиčka, приуроченная к пропластку II_{аб}, в котором показания НГК практически не меняются. Третий пропласток приурочен к II_б, между ним и следующим пропластком также выделяется перемиčka с пониженными и практически не меняющимися показаниями НГК (пропласток II_{бв}), нижний – четвертый – пропласток относится к II_в.

Показания НГК в каждом из пропластков меняются по-разному. В первом, самом верхнем, при всех замерах показания НГК ниже, чем в остальных пропластках. Показания НГК в нем остаются на одном уровне при всех замерах, кроме одного, выполненного 11.08.2002 г., когда проводилось активное нагнетание газа в ПХГ. Тем не менее показания НГК отме-

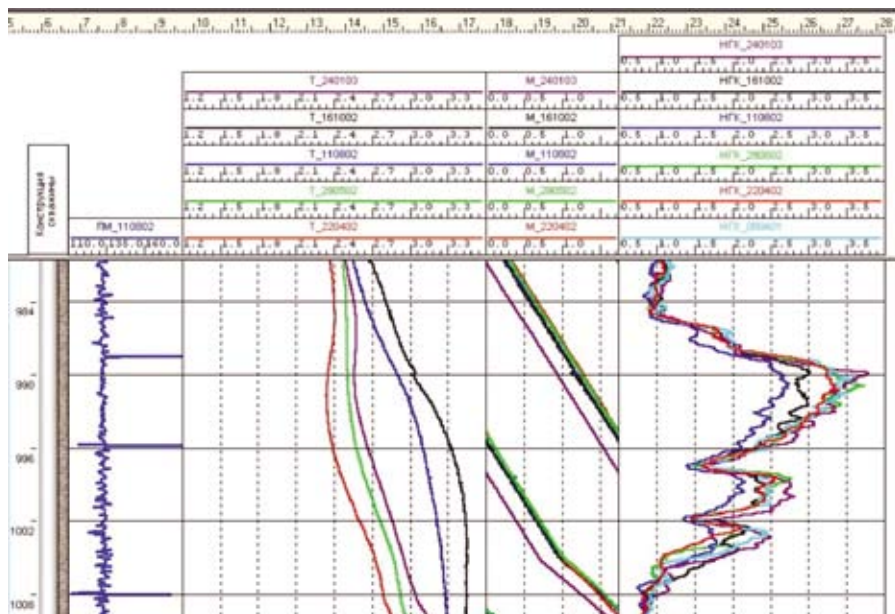


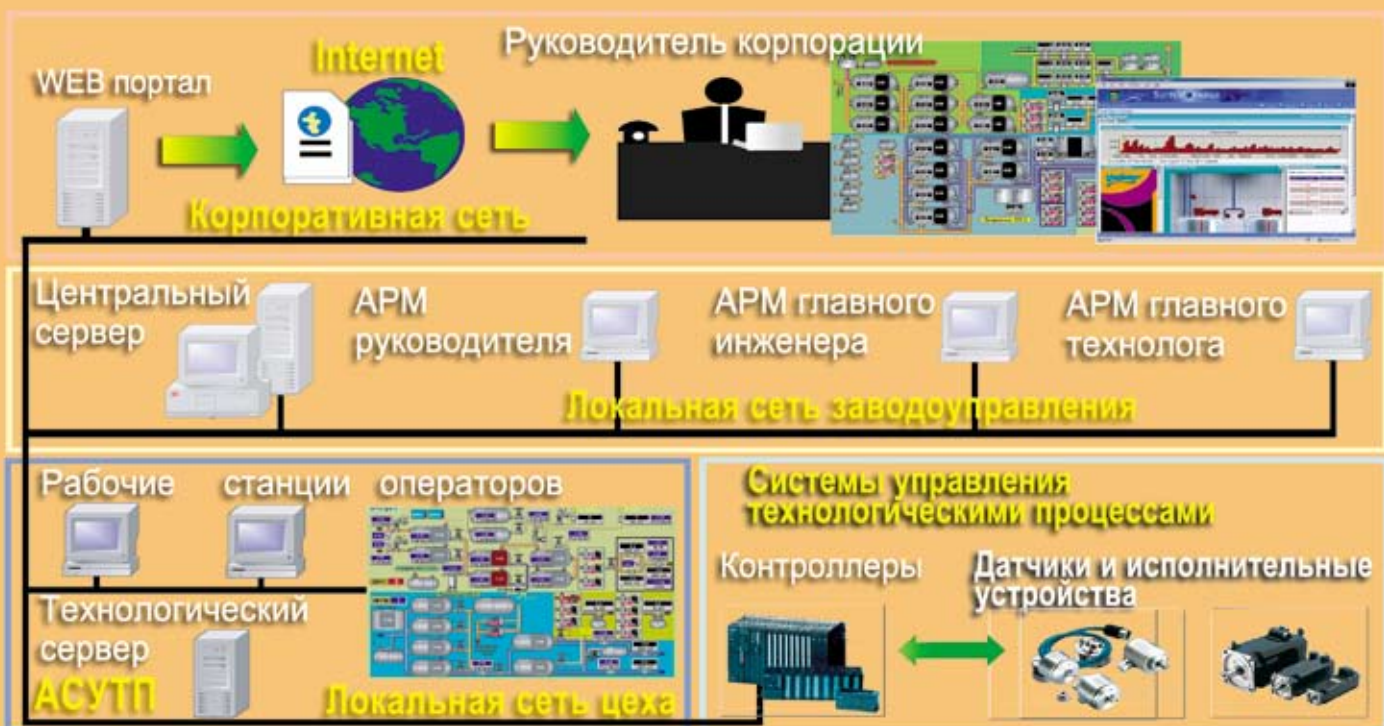
Рис. 1. Сводный планшет разновременных ГИС исследований, выполненных в скважине Краснодарского ПХГ

чались пониженными значениями. При последнем замере 16.10.2002 г., когда нагнетание газа в ПХГ уже было закончено, показания НГК этого пропластка восстановились. Самая верхняя часть этого пропластка (986–988 м) особо реагирует на состояние искусственной газовой залежи. В конце отбора показания против этого пропластка

максимальные, при замере в августе – минимальные, в январе пропласток четко не выделяется, находясь как бы в переходном состоянии. При трех других замерах показания против этого пропластка практически совпадают. В дальнейшем, вероятно, этот пропласток надо выделять как отдельный объект наблюдений.



Комплексная автоматизация технологических процессов нефтяных и газовых предприятий



Лаборатория автоматизированных систем (АС)
 Телефон: (495) 730 3632 <http://www.actech.ru> E-mail: office@actech.ru

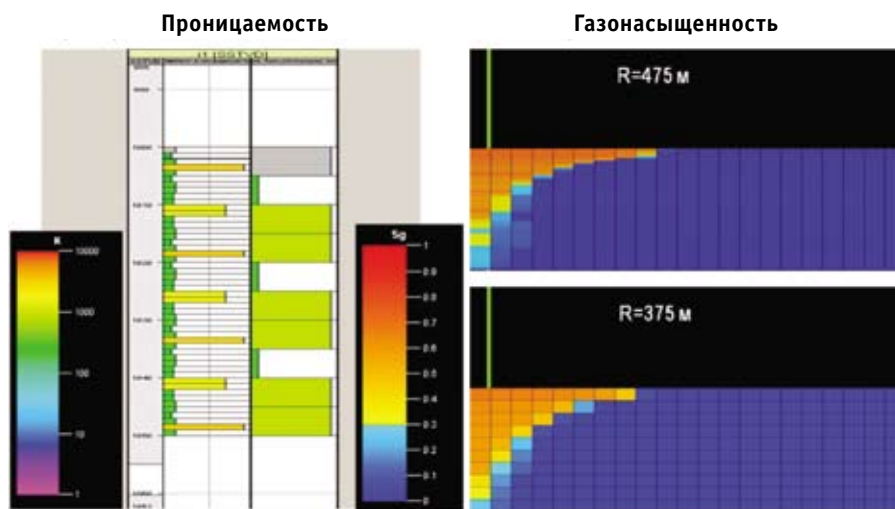


Рис. 2. Исследование влияния апскейлинга на точность расчета насыщенности при создании ПХГ

Во втором пропластке, наибольшем по толщине, показания НГК за месяц простоя ПХГ несколько увеличились в его наиболее проницаемой части, а затем начали снижаться, и при замере от 11.08.2002 г. имели минимальные значения. В конце периода отбора показания НГК еще не достигли тех значений, которые были в этом пропластке на конец отбора. Наиболее высокие значения были получены при замере, проведенном в январе 2003 г. На кривой НГК, записанной против II₃ пласта, в это время начали проявляться несколько пропластков. Самые высокие показания были получены в кровле пласта. Вероятно, такое поведение кривой НГК связано с оттоком газа из наиболее проницаемых пропластков данного пласта.

В третьем пропластке характер изменения показаний НГК идентичен предыдущему. Также увеличились показания НГК за месяц простоя ПХГ в наиболее проницаемой части, затем показания НГК снижались. Но в отличие от предыдущего пропластка на конец периода нагнетания показания НГК этого пропластка практически достигли уровня, зарегистрированного в конце периода отбора. Наибольшие показания против этого пропластка были зафиксированы в январе 2003 г. По характеру кривая, записанная в этот период, напоминает кривые, записанные в августе и октябре.

В четвертом пропластке зафиксировано движение ГВК и переходной зоны, что отличает этот пропласток от предыдущих. На конец отбора 2002 года ГВК фиксировалось на глубине 1004 м, что

выше на 1 м ГВК, зафиксированного в конце прошлого периода отбора в апреле 2001 г. При этих замерах переходная зона была минимальной. За период простоя ПХГ ГВК не поднялся, но появилась переходная зона толщиной до 1 м. В дальнейшем, в период нагнетания газа в ПХГ, начался процесс оттеснения ГВК. На диаграмме НГК от 11.08.2002 г. ГВК зафиксировано на метр ниже, а в октябре ГВК снизился еще на метр, при этом четкой границы по диаграммам не отмечается, и весь интервал 1004–1008 м можно характеризовать как переходную зону. На диаграмме, записанной в январе, можно отметить подъем ГВК по сравнению с октябрём на 1 м.

По термограмме, записанной 22.04.2002 г., отмечается отрицательная аномалия практически по всей газонасыщенной толщине пласта. При следующем замере, через месяц простоя, термограмма сохранила ту же конфигурацию, но абсолютные значения температуры несколько повысились. В период нагнетания газа появилась устойчивая тенденция прогрева газонасыщенной толщи. То, что термограммы, записанные в разное время, не совпали ниже подошвы газонасыщенной толщи, говорит о том, что ниже, в районе третьего пласта, который, по данным НГК, фиксируется как водонасыщенный, происходят теплообменные процессы, которые требуют дальнейшего изучения.

Вероятно, это связано с тем, что в скважины № 51 и № 62 нагнетание газа проводится в том числе ниже активной толщи пласта, и происходит изменение температуры и движение подошвенной

воды. Аналогичные процессы происходят, судя по всему, и в первом пласте, напротив которого изменения на кривых НГК не фиксируются.

Результаты, которые мы получили по этой и другим скважинам данного ПХГ, свидетельствуют о том, что наши представления о поведении искусственной газовой залежи не вполне соответствуют фактическому состоянию пластов коллекторов при нагнетании и отборе газа.

На Касимовском ПХГ был просчитан на модели вариант, когда хранилище стоит на протяжении нескольких лет полностью заполненное, и получили очень обнадеживающие результаты того, что газ не будет растекаться. Через некоторое время у нас действительно сложилась ситуация, когда хранилище стояло заполненное без отбора, и газ появился в тех скважинах, где не должен был появляться. Это нас натолкнуло на мысль о том, что система флюидодинамического моделирования и те геологические модели, которыми мы оперируем, не совсем корректны. Тогда мы решили промоделировать простую задачу: построили тонкослоистый разрез и стали моделировать закачку газа (рис. 2).

Оказалось, что только такая простая процедура, как апскейлинг, вносит громадную погрешность. На рисунке видно, что, смоделировав процесс формирования залежи в течение 5 месяцев закачки и применив простую процедуру апскейлинга, мы получили погрешность в 100 м. Эти факты свидетельствуют о том, что система математического моделирования, которую мы сегодня принимаем, несет значительное количество рисков при расчетах текущего состояния ПХГ. Это, вероятно, связано с тем, что математическое моделирование, как и системы контроля разработки газовых месторождений, плохо адаптируются для ПХГ, так как в пласте – объекте эксплуатации происходят более сложные и разнонаправленные флюидодинамические процессы. На сегодняшний день эти процессы слабо изучены, не построены алгоритмы изменения геофизических параметров от объема газа в той или иной зоне хранилища и для разных горно-геологических условий. Сама система контроля эксплуатации ПХГ методами ГИС безнадежно устарела, а если к этому добавить тот факт, что моделирование флюидодинамических

процессов искусственной газовой залежи не корректно, то можно сделать вывод о том, что в системе интеллектуализации ПХГ уже многое сделано, ряд составных частей этой системы уже создан, нет главного – надежной системы контроля искусственной газовой залежи, и не определены надежные алгоритмы изменения геофизических параметров от объема газа в хранилище. Нет на сегодняшний день и технологических моделей ПХГ с учетом пластовой системы для объективного применения зонной закачки и отбора газа с учетом состояния искусственной газовой залежи.

Каким видится решение этой проблемы? Необходимо провести большой комплекс научно-исследовательских работ по изучению формирования и расформирования депрессионно-репрессионных воронок при эксплуатации ПХГ в различных горно-геологических условиях, необходимо выполнить большой комплекс исследовательских и опытно-методических работ по определению алгоритмов изменения геофизических параметров от объема газа в различных частях хранилища, необходимо провести большой комплекс работ по совершенствованию математического моделирования эксплуатации ПХГ, и в конечном итоге необходимо научиться создавать систему контроля, основанную на эффективном расположении наблюдательных, геофизических, пьезометрических скважин в наиболее характерных зонах хранилища. Это тяжелый и долгий путь, но, думаю, игра стоит свеч, так как в конечном итоге такая система контроля позволит не только создавать интеллектуальные высокоэффективные ПХГ, но и пересмотреть соотношения активного и буферного объемов газа в сторону уменьшения доли буферного газа в ПХГ, созданных в истощенных залежах и водоносных структурах.

Литература:

1. Kenneth Brown (Pittsburg, Pennsylvania, USA); Keith W. Chandler and oth. (Falcon gas storage company, Inc. Houston, Texas, USA); James Hawkins (Midland, Texas); Taoufik Manai (Paris, France); Vladimir Onderka (RWE Transgas Net, Brno, Czech Republic); Joachim Wallbrecht (BEB Transport und Speicher service GmbH, Hannover, Germany); Georg Zangl (Baden, Austria) "Intelligent well technology in underground gas storage". Oilfield Review, Spring 2008.

2. А.А. Ковалёв (ЗАО «АтлантИкТрансгазСистема») «Опыт зарубежных партнеров ОАО «Газпром» по комплексной автоматизации ПХГ (на примере компаний Германии)». Материалы II международной конференции «UGS: Sustainability and Efficiency», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2008 г.

3. В.М. Карюк, В.А. Шалимов, М.Н. Балувев, И.В. Филиппов (ЗАО «Объединение БИНАР»), В.Ф. Курякин (ЗАО «Интел»), С.И. Назаров (ООО «ВНИИГАЗ») «Автоматизированная система сбора информации на подземном хранилище газа, построенная на принципах беспроводной сенсорной сети». Материалы II международной конференции «UGS: Sustainability and Efficiency», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2008 г.

Ключевые слова: эксплуатация ПХГ, автоматизация, интеллектуальные скважины, геолого-геофизический контроль, флюидодинамические процессы, искусственная газовая залежь.

Созданы для безопасной работы во взрывоопасных зонах



Взрывозащищённые средства операторского интерфейса



Взрывозащищённые персональные компьютеры и мониторы серии VisuNet, предназначенные для создания человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) во взрывоопасных зонах с применением стандартной сетевой технологии Ethernet для передачи данных. Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22



Взрывозащищённые диспетчерские блоки контроля и индикации серии TERMEX с монохромными графическими/текстовыми ЖК-дисплеями для подключения к ПЛК и системам с применением ПК. Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22

Все оборудование сертифицировано и имеет Разрешение Ростехнадзора РФ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР ПРОДУКЦИИ PEPPERL+FUCHS

ProSOFT® 20 ЛЕТ

МОСКВА (495) 234-0636 • (495) 234-0640 • info@prosoft.ru • www.prosoft.ru
С.-ПЕТЕРБУРГ (812) 448-0444 • (812) 448-0339 • info@spb.prosoft.ru • www.prosoft.ru
ЕКАТЕРИНБУРГ (343) 376-2820 • (343) 376-2830 • info@prosoftsystems.ru • www.prosoftsystems.ru
САМАРА (846) 277-9166 • (846) 277-9165 • info@samara.prosoft.ru • www.prosoft.ru
НОВОСИБИРСК (383) 202-0960; 335-7001/7002 • info@nsk.prosoft.ru • www.prosoft.ru
КИЕВ (+380-44) 206-2343/2478/2496 • (+380-44) 206-2343 • info@prosoft-ua.com • www.prosoft.ru
УФА (347) 292-5216/5217 • (347) 292-5218 • info@ufa.prosoft.ru • www.prosoft.ru
КАЗАНЬ (843) 291-7555 • (843) 570-4317 • info@kzn.prosoft.ru • Web: www.prosoft.ru
ОМСК (3812) 286-521 • omsk@prosoft.ru • www.prosoft.ru
ЧЕЛЯБИНСК (351) 239-9360 • chelyabinsk@prosoft.ru • www.prosoft.ru
КРАСНОДАР (861) 224-9513 • (861) 224-9513 • krasnodar@prosoft.ru • www.prosoft.ru