

научно-технический журнал
Георесурсы

4(36) 2010

ООО "Газпром ВНИИГАЗ"

Полувековой опыт
ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА



- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
 e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запывалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотнокова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:
 Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
 А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
 Технический редактор: В.Н. Малинина
 Верстка, дизайн: И.С. Абросимова
 Дизайн обложек: А.А. Люкшин

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел/факс: +7 843 2924454
Великобритания: Voice\Fax: +44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax: +1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru, e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
 Тел/факс +7 843 2924454
 Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
 Журнал распространяется через ООО «Информнаука».
 Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайне».

Подписано в печать 01.10.2010. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.



Статьи

- Р.О. Самсонов, С.Н. Бузинов, Г.Н. Рубан, К.И. Джафаров*
 История организации подземного хранения газа в СССР – России 2
- С.А. Хан, Р.О. Самсонов, Г.Н. Рубан, А.С. Гарайшин*
 Перспективы и необходимость создания подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан 8
- А.Ю. Дегтерев, А.Я. Исхаков, В.Е. Кан*
 Оптимизация алгоритма геологического моделирования подземного хранилища газа в водоносном пласте 12
- Бондарев В.Л., Толмачев Д.В., Федорова Е.Н.*
 Опыт совмещения газодинамических исследований и доосвоения газовых скважин 17
- А.Н. Давыдов, Г.Н. Рубан, А.А. Михайловский, Г.А. Шерстобитова, С.А. Хан, Д.С. Королев*
 Уточнение геологического строения современной ловушки Щелковского подземного хранилища газа 19
- С.Г. Солдаткин*
 Комплекс исследований для создания гидродинамической модели эксплуатации Калужского подземного хранилища газа 24
- А.С. Гарайшин, Г.Н. Рубан*
 Основные критерии выбора пласта-аккумулятора для захоронения промышленных стоков Карашурского подземного хранилища газа 26
- Г.Н. Рубан, В.Л. Бондарев, В.П. Королева, Д.С. Королев*
 Критерии выбора хранилищ гелиевого концентрата в Восточной Сибири .. 29
- А.Т. Панарин*
 Роль новых технологий в повышении эффективности разработки месторождений 33
- А.Н. Давыдов, Г.Н. Рубан, Г.А. Шерстобитова, С.А. Хан, Д.С. Королев*
 Создание матрицы напряжений гдовского горизонта Невского подземного хранилища газа для уточнения мест заложения эксплуатационных скважин .. 35
- Г.Н. Рубан, С.Н. Сорокин*
 Развитие подземных хранилищ газа в восточной сибире и на дальнем востоке как фактор энергетической безопасности государства 39
- С.С. Кучеренко, Н.М. Бачурина*
 Методический подход для определения затрат на эксплуатацию подземных хранилищ газа в зависимости от основных технологических параметров 41
- С.А. Хан, А.С. Гарайшин, Э. Биргерс*
 Имитационная модель неоднородного пласта как дополнительный метод исследования условий заполнения порового объема ловушки 43
- Н.В. Бородин, О.С. Коваленко, С.Н. Сорокин*
 Роль газа в топливно-энергетическом балансе стран Латинской Америки ... 45
- А.А. Михайловский, Г.А. Корнев, Н.А. Исаева*
 Рациональное использование попутного нефтяного газа: проектирование временного хранилища в нефтегазоконденсатном месторождении 47
- А.С. Гарайшин, А.В. Григорьев, Э. Биргерс*
 Поэтапное создание Инчукалнского подземного хранилища газа – путь к снижению технологических рисков 52
- С.А. Хан*
 Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа 55
- С.Е. Бузинов, С.А. Бородин, В.М. Пищухин, А.Н. Харитонов, О.В. Николаев, С.А. Шулепин*
 Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах 63
- И.Г. Бебешко, С.Б. Щербак*
 Применение эжекционных технологий для разгрузки техногенных залежей подземного хранилища газа 67
- С.А. Бородин, С.Н. Бузинов, В.М. Пищухин, С.А. Шулепин*
 Стенд по отработке технологии эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений 70

ИСТОРИЯ ОРГАНИЗАЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА В СССР – РОССИИ

Постановление Совета Министров СССР № 1673 от 12.09.1955 г.

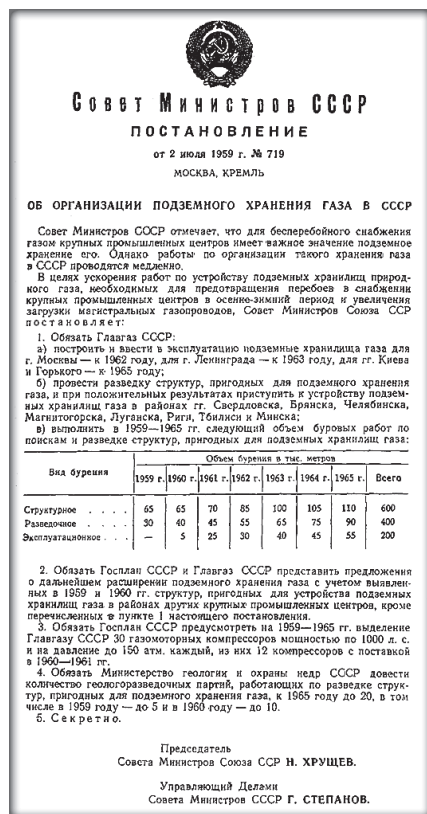
«О начале работ по созданию подземных хранилищ газа».

Постановление Совета Министров СССР № 719 от 02.07.1959 г.

«Об организации подземного хранения газа в СССР».

Представлена краткая история становления и развития подземного хранения газа (ПХГ) в бывшем СССР и России. Отмечена роль М.В. Сидоренко выдающегося организатора системы подземного хранения газа в СССР. Огромный вклад в развитие науки о подземном хранении газа и разработку проектов строительства и эксплуатации ПХГ внесли учёные и специалисты ВНИИГАЗа, имена и заслуги которых также отражены в настоящем очерке.

Ключевые слова: газ, подземное хранение газа, история ПХГ, ВНИИГАЗ, природный газ, закачка газа, отбор газа, проектирование, авторский надзор, эффективность, строительство и эксплуатация ПХГ.



По мере роста в нашей стране добычи природного газа и его потребления стали возникать новые проблемы. Уже при строительстве газопровода Саратов – Москва (февраль 1945 – 11.06.1946 – 11.06.1947 гг.), по которому столице должно было подаваться ежедневно 1,2 – 1,35 млн. м³ природного газа, остро встал вопрос о регулировании суточной неравномерности его потребления. Было принято решение о строительстве в конце газопровода (ныне посёлок Развилка Московской области) завода по сжижению природного газа. Завод должен был по мере появления избытка природного газа его сжижать, извлекая при этом гелий. Полученный таким образом сжиженный газ, хранящийся в специальных наземных изотермических хранилищах, при появлении дефицита путём регазификации должен был снова превращаться в газ и подаваться потребителям.

Однако этому решению не суждено было сбыться. Мир вступал в эпоху холодной войны, и американские фирмы, которые по ленд-лизу должны были комплексно поставлять оборудование для газопровода, отказались от завершения поставки оборудования для этого завода. А наша страна, СССР, в то время не располагала собственным производством изотермических газгольдеров для хранения в них сжиженного природного газа при температуре -165°C.

Было принято другое решение. За период с 1946 по 1955 год в Москве построили семь газгольдерных станций, на которых были установлены металлические цилиндрические резервуары диаметром 3 м и длиной около 17 метров, с рабочим давлением до 1,2 МПа (12 атмосфер). Их общая активная ёмкость составляла около 1,1 млн. м³ газа. В них саратовский газ накапливался ночью, чтобы днём, в часы максимального расхода (потребления), бесперебойно поступать потребителям. Для регулирования суточной неравномерности газоснабжения столицы эти газоёмы использовались вплоть до конца 1960-х годов.

После того как в середине 1950-х гг. в стране началась интенсивная добыча природного газа, для покрытия и сгла-

живания неравномерности его потребления появилась необходимость создания хранилищ большой ёмкости. Уже 4 июля 1958 г. была начата закачка газа в Башкатовское истощенное газовое месторождение Куйбышевской области (другие источники указывают дату 5 мая 1958г. – *Авт.*).

М.В. Сидоренко – руководитель направления по подземному хранению газа в СССР

В 1955 г. Михаил Васильевич Сидоренко (18.11.1914, Баку – 04.03.1987, Москва) работал заместителем Министра нефтяной промышленности СССР. В Миннефтепроме (МНП) занимались также вопросами добычи природного газа. Совет Министров СССР в 1955г. принимает постановление от 12 сентября № 1673 «О начале работ по созданию подземных хранилищ газа в СССР». На основании этого постановления МНП издается приказ от 17 сентября 1955 г. № 552, в котором конкретизировались объёмы и сроки геолого-разведочных работ по поиску структур для создания подземных хранилищ газа: «2. Главнефтегазразведке закончить во II квартале 1957г. в районе г. Москвы разведку двух структур, пригодных для подземного хранения газа; 3. Техническому Управлению с привлечением Геологического Управления, Главнефтегазразведке и Главнефтегазу обобщить результаты разведок, указанных в пункте 2 структур и подготовить во втором квартале 1957г. предложения о возможности подземного хранения газа в этом районе для направления в Совет Министров СССР».

4 июля 1956 г. выходит приказ Миннефтепрома СССР № 414: «1. Начальнику Главнефтегазразведки товарищу Гришину и управляющему Союзной геолого-поисковой конторой товарищу Афанасенкову:

а) в течение 1956 г. и первого полугодия 1957 г. пробурить 4 глубоких скважины на Калужской и Зарайской площадях; б) По Калужской площадке в течение III квартала 1956 г ввести в бурение 3 станка и закончить

бурение трех скважин к 1 января 1957 г.; в) По Зарайской площади закончить структурное бурение к 01.10.1956 г., в 1956 г ввести в глубокое бурение 2 станка, закончить бурение одной глубокой скважины 1 января 1957 г и остальных трех глубоких скважин к 01.06.1957 г; г) Начать структурное бурение на Щелковской площади в III квартале 1956 г. и на Московско-Рязанской площади в I полугодии 1957 г....».

Однако реализовать эти работы МНП не пришлось. В 1956 г. Совет Министров СССР принимает постановление от 2 августа № 1038 о создании Главгаза, Главного управления газовой промышленности при Совете Министров СССР. На это управление помимо других функций возлагаются также и задачи по добыче природного газа, его хранению, производству искусственных газов и их использованию в народном хозяйстве. С этого времени подземное хранение становится важным и самостоятельным направлением его деятельности. Научное руководство последними поручалось ВНИИГАЗу, поисково-разведочные работы – Союзной геолого-поисковой конторе (ныне ОАО «Подзембургаз»).

Главгаз СССР в декабре 1956 г. принимает в эксплуатацию новый газопровод Ставрополь – Москва протяженностью 1200 километров. Он несет ответственность за его эксплуатацию и надежную подачу газа потребителям, подключенным к этому газопроводу по пути его следования, это Ростов-на-Дону, Донбасс и Москва.

Опыт эксплуатации этого газопровода в первый же зимний сезон 1957 г. показал большую его уязвимость от колебания сезонных и суточных потребностей в поставке газа. Особенно от этого страдали потребители Москвы, расположенные в конечной точке газовой магистрали.

Такую ситуацию первоначально трудно было предвидеть. Дело в том, что на других газопроводах (Саратов – Москва, Щекино – Москва, Дашава – Киев – Брянск – Москва) попутный отбор газа воспрещался, в результате чего весь он распределялся исключительно для нужд потребителей Москвы. На газопровode Ставрополь – Москва была другая ситуация – транспортируемым по нему газом пользовались также и попутные потребители. В результате этого в дни зимних похолоданий газ отбирался попутными потребителями сверх установленного для них лимита, а Москва получала его по остаточному принципу. Кроме того, остановка любого участка газопровода по причине аварии, приводила к ограничению подачи газа в этот газопровод.

М.В. Сидоренко хорошо понимал, что газоснабжение многих городов страны, которое форсированно развивалось после ввода в эксплуатацию газопровода Ставрополь – Москва, не может быть надежным без создания подземных хранилищ газа (ПХГ) вблизи крупных промышленных и энергетических потребителей. Наиболее доступным решением этой проблемы могло стать создание ПХГ в истощенных нефтяных или газовых месторождениях. Но их не было в Европейской части страны, там, где расположены крупные потребители газа. В этой ситуации единственным выходом стало создание хранилищ газа в подземных водоносных пластах. В то время это было новое решение, совершенно неизведанное в стране, наукоёмкое и сложное, требующее работы десятков, а то и сотни научных, проектных, машиностроительных, строительных,

геологоразведочных и буровых коллективов. Для руководства этим процессом нужна была мощная организующая и координирующая сила, располагающая необходимыми административными, финансовыми, материальными и кадровыми ресурсами.

Сказывалась и недостаточность теоретической базы. Из всего теоретического наследия в области подземного хранения газа в то время имелось только несколько трудов. В их числе труды И.А. Чарного «Основы подземной гидравлики» (1956 г.), В.Н. Щелкачева «Интерференция скважин и теория пластовых водоносных систем» (1939 г.) и «Подземная гидравлика» (1949 г.), И.Н. Стрижова и И.Е. Ходановича «Добыча газа» (1946 г.), Л.С. Лейбензона «Подземная гидрогазодинамика» (1953 г.).

Не было разведано ни одной водоносной структуры вблизи крупных промышленных центров, на базе которой можно было бы проводить работы по созданию ПХГ. Исследование и экспериментальные работы, направленные на решение целевой задачи по созданию ПХГ в водоносных структурах, в научно-исследовательских и проектных институтах, в вузах страны, в институтах Академии наук СССР в то время практически не велись.

М.В. Сидоренко было известно из мирового опыта, что активная ёмкость подземных хранилищ газа должна составлять не менее 8 – 10 % от коммерческого потребления газа в стране. Это означало, что если в результате выполнения пятилетнего плана с 1956 по 1960 год к концу пятилетки добыча газа будет доведена до 45 млрд. м³, то ёмкость подземных хранилищ газа должна быть не менее чем 4 – 4,5 млрд. м³ газа. Было принято решение Главгаза СССР о возложении поисково-разведочных работ на Союзную геолого-поисковую контору* (впоследствии – геологический трест «Союзбургаз»).

Научное обеспечение работ по созданию ПХГ было возложено на Всесоюзный НИИ газовой промышленности – ВНИИГАЗ (директор А.К. Иванов). Их непосредственным выполнением занимались заместитель директора института Владимир Николаевич Раабен и Абрам Львович Хейн – заведующий вновь организованной лаборатории подземного хранения газа. В.Н. Раабен на долгие годы становится одним из научных консультантов М.В. Сидоренко по этому вопросу. Они вместе посещают Францию. Там в фирме Газ де Франс они знакомятся с работой подземного хранилища в Бейне, недалеко от Парижа, созданного в водоносном пласте для хранения 300 млн. м³ искусственного газа.

В эти же годы группой отечественных ученых во главе с И.А. Чарным проводятся научно-исследовательские работы в области ПХГ в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. В качестве генерального проектного института определяется киевский институт «Укргазпроект». В этом институте создается отдел технико-экономических исследований (И. П. Ларшин, С.Т. Габелко), главным инженером проектов ПХГ назначается А.Д. Андреев – один из самых опытных и квалифицированных проектировщиков, ранее работавший в должности главного инженера на строительстве си-

* 16.02. 1946 г. распоряжением Совета Народных Комиссаров СССР, № 2066-Р, была создана Союзная геолого-поисковая контора (СГПК) в системе треста «Союзнефтегазразведка». Позже СГПК становится первой и единственной в СССР организацией, специализировавшейся главным образом, на геологоразведочных работах для строительства подземных хранилищ природного газа.

стемы газопроводов Ставрополь – Москва и Краснодарский край – Серпухов. Генеральным подрядчиком по сооружению ПХГ определяется строительный трест № 1 (начальник С.И. Гинзбург, главный инженер Е.М. Пеньковский), входивший в состав Главгаза СССР.

В самом аппарате Главгаза СССР кроме М.В. Сидоренко вопросами создания ПХГ ведал также главный геолог Н.С. Ерофеев, который отвечал за проведение геологических работ по поиску структур, пригодных для создания в них объектов подземного хранения газа. Так, в Главгазе был сформирован оперативный штаб по развитию в стране подземных хранилищ газа во главе с М.В. Сидоренко.

К концу 1950-х гг. были пробурены только первые скважины в водоносных пластах на будущих Калужском (1957 г.) и Щёлковском (1958 г.) ПХГ. Несмотря на это, начальник Главгаза СССР А.К. Кортунов принимает предложение штаба об организации Калужской опытной станции подземного хранения газа и подписывает об этом приказ № 22 от 8 июля 1958 г. Но для опытной закачки газа в водоносные пласты требуется сделать ещё многое. Нужно пробурить эксплуатационные скважины и их обустроить, построить газораспределительные пункты установки, очистки и осушки газа, соорудить промысловые и газосборные сети, а также подводящие магистральные газопроводы. Интересы дела требуют получения экспериментальных данных по продвижению газа в пласте при его закачке и отборе, по распределению пластовых давлений в границах создания искусственной залежи и по многим другим вопросам. Крайне нужны были экспериментальные работы, способные подтвердить теоретические исследования.

Одним из удачных шагов по созданию ПХГ стало проведение первых работ по закачке газа в Башкатовскую истощённую газовую залежь, расположенную в семи километрах от г. Бугуруслана, выполненных трестом «Куйбышевгаз» впервые в стране в мае 1958 г. Эта залежь разрабатывалась с августа 1953 по апрель 1958 года, и за это время из неё было добыто 18,4 млн. м³ газа. Но затем по причине падения пластового давления было решено превратить газовое месторождение в ПХГ. Для этого с 5 мая по 21 октября 1958 года в хранилище было закачено почти 10 млн. м³ газа, в результате чего давление в залежи повысилось с 1,6 до 3,2 МПа. В 1958 – 1959 гг. хранилище обслуживало город Бугуруслан, которому за это время было подано более 5 млн. м³ газа. Параллельно на базе Башкатовского ПХГ проводились исследовательские работы по определению неустановившихся процессов перераспределения давления в хранилище, герметичности резервуара, по изучению закономерностей распределения закаченного газа в пласте.

В августе 1959 г при объёме активного газа, равном 5,7 млн. м³, Башкатовское газохранилище вводится в промышленную эксплуатацию. После этого были получены интересные результаты по закачке/отбору газа в Башкатовскую истощённую газовую залежь, которые успешно используются при дальнейшем проведении экспериментальных работ, связанных с созданием подземных хранилищ в водоносных пластах.

Начиная с 28 мая 1958 г. проведена промышленная закачка газа в тульскую залежь Елшано-Курдюмского ПХГ.

По предложению Главгаза Совет Министров СССР принимает Постановление № 719 от 2 июля 1959 г. «Об

организации подземного хранения газа в СССР». Это постановление разрабатывалось при личной поддержке Председателя Совета Министров СССР Н.С. Хрущева. Принятый правительственный документ обязывал: Главгаз СССР «построить и ввести в эксплуатацию ПХГ для г. Москвы – к 1962 г., для г. Ленинграда – к 1963 г., для г. Киева и Горького – к 1965 г.», за семь лет выполнить буровых работ в объёме 1200 тыс. м проходки и др.; Госплан «предусмотреть выделение на 1959 – 1965 гг. 30 газомоторных компрессоров мощность 1000 л.с. и на давление до 150 атм. каждый, из них 12 компрессоров с поставкой в 1960 – 1961 гг.»...; Министерство геологии и охраны недр СССР «довести количество геологоразведочных партий, работающих по разведке структур, пригодных для подземного хранения газа, к 1965 г. до 20»... Этим постановлением Совет Министров СССР поднял проблему создания в стране подземных хранилищ газа на правительственный уровень. И уже 31 августа 1959 г. началась опытная закачка газа в Калужское подземное хранилище газа, а в 1960 году – в Щёлковское ПХГ.

В 1960 году А.Л. Хейн, С.Н. Бузинов, П.Я. Алтухов в журнале «Газовая промышленность» опубликовали статью «Экспериментальные исследования коэффициента вытеснения воды газом в связи с подземным хранением газа в водоносных структурах». Эти работы в институте ВНИИГАЗ проводились в целях разработки технологических регламентов создания хранилищ газа в водоносных структурах. Авторами были получены научные результаты, которые затем были положены в основу проектирования Калужского и Щёлковского ПХГ. В частности, авторами была установлена зависимость коэффициента вытеснения воды газом от скорости её фильтрации и скорости движения границы газовой смеси. Было установлено, что поршневого вытеснения воды газом не происходит, а образуются «блокированные» водонасыщенные зоны. Эти выводы имели большое практическое значение при создании подземных хранилищ газа.

Важнейшие результаты, во многом повлиявшие на дальнейшее развитие ПХГ, были получены отделом технико-экономических обоснований проектного института «Укр-газпроект» (ныне «ВНИПИТрансгаз»).

В 1960 году начался опытный отбор газа из Калужского ПХГ, а в 1961 году – из Щёлковского ПХГ. На циклический режим работы (закачка – отбор) эти хранилища были выведены в 1964 и 1965 годах.

По мере вывода первых хранилищ на циклический режим эксплуатации реализуется идея создания хранилищ двух типов: регулирующих сезонную неравномерность потребления газа (базовые хранилища) и так называемых пиковых хранилищ, которые покрывали бы нехватку газа в дни максимального зимнего похолодания. Такие хранилища при их сравнительно небольшой активной ёмкости должны обладать высоким суточным отбором газа. Калужское ПХГ стало хранилищем последнего типа.

Успешный опыт создания Щёлковского и Калужского ПХГ в водоносных пластах дал все основания для создания подобных объектов под Ленинградом. При решении этой задачи большой вклад внесли руководители Ленинградского управления магистральных газопроводов. К созданию ПХГ под Ленинградом были привлечены ученые Московского института нефтехимической и газовой про-

мышленности А.И. Ширковский и Е.В. Левыкин во главе с И.А. Чарным. Уникальность проведенных работ заключалась в поиске и подготовке к закачке малоамплитудных ловушек в пологозалегающих пластах. Практически впервые в мировой практике горизонтальный водоносный пласт был использован на Гатчинской площади.

Таким образом, вслед за созданием двух подземных хранилищ газа в водоносных структурах под Москвой в 1960-е годы создается несколько подземных хранилищ: под Ленинградом (Гатчинское и Колпинское), под Киевом (Олишевское), под Ташкентом (Полторацкое) и в Латвии (Инчукалское). Создание этих хранилищ шло в условиях постоянно нарастающего дефицита газа по причине форсированного развития газификации страны и непомерно большого роста газопотребления. Доходило до того, что приходилось ранее переведенные на природный газ электростанции вновь переводить на использование угля. В то же время строительство хранилищ также первоначально требовало извлечения из топливного баланса страны части природного газа для создания в ПХГ буферного объема газа. Отдел топливного баланса Госплана всячески препятствовал этому, расписывая добываемый газ в стране по потребителям.

В течение 1960-х гг. в Главгазе действовал оперативный штаб во главе с М.В. Сидоренко по закачке газа в ПХГ. Ежедневно на его стол ложились оперативные сведения о суточной закачке газа в каждое хранилище и об общем объеме закачанного газа во все подземные хранилища. Для координации действий на местах ответственными за работу ПХГ назначаются руководители управлений магистральных газопроводов. Реализуются мероприятия по сокращению потерь газа при транспортировке и повышению его добычи на некоторых месторождениях.

В конце 1960-х гг. в развитии Единой системы газоснабжения СССР (ЕСГ) появились условия для создания ПХГ в истощенных месторождениях, особенно тех, вблизи которых прошли магистральные газопроводы. Кроме того, учитывалось и то обстоятельство, что некоторые месторождения газа, в частности Краснодарского края, в то время были уже близки к истощению. В связи с чем ставится вопрос по усиленному развитию подземных хранилищ в истощенных месторождениях.

Одновременно с этим начинаются работы по созданию уникального Касимовского газохранилища в водоносном пласте – крупнейшего в мире сооружения такого типа, активный объем которого планируется довести до 7,5 млрд. м³ газа. Ничего подобного в мире до сих пор нет. Это хранилище полностью сглаживает неравномерность газопотребления таких крупнейших потребителей, как город Москва и Московская область, запросы, которых составляют примерно 50 млрд. м³ газа в год.

В октябре 1970 г. возникла идея по созданию ПХГ на базе Северо-Ставропольского газового месторождения. Это месторождение в то время считалось действующим, на нём добывалось около 5 млрд. м³ газа в год.

Эту идею разделяли не все специалисты, в том числе и некоторые работники Госплана СССР. В результате целое десятилетие тормозилось создание Северо-Ставропольского хранилища газа. А ныне это самое крупное ПХГ в стране, располагающее стратегическими резервами для покрытия в чрезвычайных ситуациях газопотребления все-

го юга России. На этом хранилище самые низкие затраты на закачку, хранение и отбор газа, но зато наивысшие показатели надёжности работы. Его суточная производительность в настоящее время достигла 184 млн. м³ газа, что составляет одну треть от общего отбора газа из всех хранилищ структуры ОАО «Газпром». Северо-Ставропольское подземное хранилище резервирует экспортные поставки газа по газопроводу «Голубой поток», обеспечивая в любой момент подачу газа в необходимых объёмах.

В 1965 г. М.В. Сидоренко издал книгу «Подземное хранение газа», в которой изложил весь свой опыт по развитию ПХГ. Этот опыт остается актуальным и в наше время. В условиях жесткой связи в системе «промысел – газопровод – потребитель» и при наличии значительных сезонных колебаний в потреблении газа, превышающих в зимнее время на 30 – 35 % среднегодовые показатели, достичь запроектированного коэффициента использования пропускной способности газопровода без включения в систему газоснабжения подземных хранилищ газа невозможно.

Развитие системы ПХГ получило в 1970 – 1980-е гг. под руководством Министерства газовой промышленности в лице В.А. Динкова, Г.Д. Маргулова, И.П. Жабрева, В.И. Халатина, М.И. Агапчева, Э.Л. Вольского, Г.И. Ажоткина, Н.И. Белого и руководителей Госплана СССР в лице Н.К. Байбакова, Лалаянца, Юдина, В.И. Довгань.

В период 1975 – 1980 гг. во исполнение Постановления Совета Министров СССР от 25 февраля 1974 г. № 131 Министерство газовой промышленности СССР обеспечило обустройство ПХГ по активному газу до 31 млрд. м³.

29.06.1981 г. выходит Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР № 609 «Об увеличении объема активного газа в подземных хранилищах в период 1981 – 1985 гг. на 19 млрд. м³».

Опыт М.В. Сидоренко был использован при создании в начале 1980-х гг. в аппарате Мингазпрома подразделения по подземному хранению газа. Именно в это время обосновывается концепция, в соответствии с которой кроме базовых хранилищ по регулированию сезонной неравномерности газопотребления для покрытия повышенного его спроса в дни зимних похолоданий создаются хранилища со страховочными и долгосрочными резервами. Исходя из нее, в настоящее время построены стратегические планы развития ПХГ в ОАО «Газпром» на период до 2030 года. Величие созидательной деятельности М.В. Сидоренко – как одного из основоположников в области обеспечения надежности поставок газа потребителям и сглаживания неравномерности газопотребления за счет создания необходимых мощностей ПХГ – иллюстрируется теми достижениями, которые свершились в течение пятидесятилетнего периода.

В настоящее время в ОАО «Газпром» эксплуатируется двадцать пять ПХГ, из которых семь расположены в водоносных пластах и восемнадцать в истощенных газоконденсатных месторождениях*. Их общий активный

*В 1996 г. в США имелось примерно 440 подземных резервуаров. К концу 1998 г. хранилища были заполнены на 97 % своей ёмкости, при этом общий объем природного газа в хранилищах составлял 90 млрд. м³. В течение коротких периодов времени газовые хранилища способны обеспечить поставку 2 млрд. м³ природного газа в сутки. Первое подземное газохранилище в США начало действовать вблизи Буффало (штат Нью-Йорк) в 1916 г. Хранилище Зоар Филд, расположенное в истощенном газовом коллекторе, используется до настоящего времени (Басби, 2003). В бывшем СССР было более 45 ПХГ, в т.ч. одно в соляных отложениях – Абовянское (Армения).

объем составляет более 110 млрд. м³ газа. При этом запасы товарного газа на начало осенне-зимнего сезона 2005–2006 годов составляли 63,5 млрд. м³, а максимальная суточная производительность приблизилась к 608 млн. м³ газа.

В Единой системе газоснабжения России в настоящее время используются только хранилища, сооруженные в пористых коллекторах. Тем временем, за границей большое внимание уделяется созданию ПХГ в каменной соли.

Созданная система ПХГ нашей страны уже сейчас позволяет обеспечивать до 20–22 % от объема суточной поставки газа по договорам и контрактам с ОАО «Газпром», а в пиковый период до 30 %. Программой работ по подземному хранению газа, рассчитанной на период до 2010 года, ОАО «Газпром» планирует достичь максимальной суточной производительности ПХГ к сезону отбора 2010–2011 годов на уровне 700 млн. м³ газа. В связи с дальнейшим развитием подземных хранилищ газа намечено к 2030 году довести запасы активного газа в них до 120 млрд. м³, а максимальную суточную производительность – до 1 млрд. м³ газа.

Сегодняшние достижения в области подземных хранилищ газа – это рукотворный памятник М.В. Сидоренко (Рунов, 2007).

ВНИИГАЗ – ПХГ

Работы по обоснованию создания ПХГ были начаты во Всесоюзном НИИ природных газов (ВНИИГАЗ) ещё задолго до их практической реализации в промышленности.

Когда в 1948 г. организовался ВНИИГАЗ, в СССР не было ни одного подземного хранилища газа и никому не было понятно, что обозначает аббревиатура «ПХГ». Но в лаборатории разработки газовых месторождений, руководимой д.г.-м.н. Анатолием Львовичем Козловым, уже начались исследования по проблеме подземного хранения газа. Проводились исследования геологических условий создания ПХГ. Было принято смелое решение – ориентироваться на создание ПХГ в районе крупных потребителей газа (Москва, Ленинград, Киев, Рига, Ташкент) в водоносных пластах, и сформулированы основные принципы их работы, создана группа исследователей на ПХГ.

Основная работа по подземному хранению газа во ВНИИГАЗе началась после создания 10.12.1956 г. лаборатории ПХГ, которую возглавил (18.12.1956 г.) крупнейший учёный д.т.н. Абрам Львович Хейн. Он создал дружный коллектив единомышленников, которых называл «коллектив фронтовиков». Девизом его работы было – высокая требовательность к аналитическим и экспериментальным исследованиям и одновременно достижение тесной связи науки с производством. Результаты его исследований по теории притока газа к несовершенным скважинам до сих пор не потеряли свою актуальность. Им обоснована и показана высокая эффективность работ по перфорации скважин в газовой среде. Созданы уникальные экспериментальные установки по исследованию механизма вытеснения воды газом и наоборот.

Исследования под научным руководством А.Л. Хейна проводили будущие кандидаты наук П.Я. Алтухов, Г.И. Задора. До настоящего времени результаты этих исследований являются единственными, объясняющими многие процессы, происходящие в пористой среде. Громадную работу возглавляемый им коллектив провёл при создании

первого в стране хранилища в водоносном пласте – Калужского. Разработана технологическая схема, где были определены основные направления работ по созданию этого хранилища. Работа проходила в сложной административной обстановке. А.Л. Хейн смело выступал со своими решениями, что не всегда устраивало руководство бывшего Главгаза.

Следует отметить особую роль А.Л. Хейна в организации кураторства над работой по созданию и эксплуатации ПХГ. Он, по-видимому, первый во ВНИИГАЗе сформулировал и провёл в жизнь идею, что ответственным за новые технологические решения, за решение всех вопросов по созданию и эксплуатации конкретного хранилища должен быть один квалифицированный научный сотрудник. Эта практика безо всяких изменений действует и по настоящее время.

Крупнейшим специалистом по вопросам технологии создания и эксплуатации ПХГ был работник этой же лаборатории д.т.н., профессор Евгений Владимирович Левыкин. Его работы по обоснованию дебита работы скважин на месторождениях Западной Украины явились прообразом дальнейших разработок по созданию высокодебитных скважин на газовых месторождениях и подземных хранилищах. Монография Е.В. Левыкина «Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах» (1973 г.) является единственной всеобъемлющей книгой по вопросам создания и эксплуатации ПХГ. Е.В. Левыкин принимал участие в качестве руководителя работ или ответственного исполнителя при разработке научно-технических решений и технологических проектов создания и эксплуатации Калужского, Щёлковского, Олишевского, Инчукалнского, Полторацкого, Невского и других хранилищ, в т.ч. в Германской Демократической Республике.

Основы методологии геологического обоснования создания подземных хранилищ газа были заложены М.С. Корочкиным. Разработанные им совместно с другими исследователями положения об этапности работ до настоящего времени используются в практике создания ПХГ. Большой вклад внесен им в совершенствование технологии гидродинамической разведки водоносных структур для создания ПХГ.

Долгое время руководил лабораторией ПХГ Владимир Николаевич Раабен – создатель единственного в мире ПХГ в горизонтальном пласте – Гатчинского. Эти работы он проводил в тесной связи с профессором Исааком Абрамовичем Чарным. Об этом хранилище позже Министр газовой промышленности СССР Алексей Кириллович Кортунов скажет: «Гатчинское хранилище для обеспечения надежности газоснабжения страны более эффективно, чем Щёлковское ПХГ». А в то время Щёлковское ПХГ было самым крупным в стране.

В своей работе коллектив сотрудников, занимающихся вопросами создания ПХГ, использовал исследования многих ученых ВНИИГАЗа, в частности, профессора Ю.П. Коротаева. Его исследования по теории комплексной разработки газовых месторождений, теории исследований газовых скважин, по расчету движения газа в вертикальных трубах оказались актуальными и широко использовались в работах по подземному хранению газа.

Одним из первых подземных хранилищ газа, созданных в водоносных пластах, было Щёлковское ПХГ. Начало

работы этого хранилища было не совсем удачным. Система расположения скважин не позволяла обеспечить отбор газа из хранилища. Григорием Ивановичем Солдаткиным разработана смелая и впоследствии оказавшаяся весьма эффективной система расположения скважин. Предлагалось на небольшом «пятачке», занимающем всего 7 % от площади газоносности, расположить весь фонд эксплуатационных скважин. Мировая практика до этого ничего подобного не имела. Теперь – это апробированное, широко применяемое решение.

Многими «в штыхы» была принята разработанная к.т.н. Г.И. Солдаткиным «Технологическая схема создания Щёлковского ПХГ»: «Такого быть не может. Режим работы хранилища нереален». Практика показала почти 100 %-ное совпадение изменения расчетного и фактического давлений в хранилище. Им была доказана возможность создания высокодебитных скважин на этом хранилище.

Не только доказано, но и под его руководством проведены исследования и на Щёлковском ПХГ получен дебит скважин в один млн. м³/сут. В настоящее время, используя все накопленные знания, сделать этого не удаётся.

Г.И. Солдаткин был одним из основных авторов, наверное, единственных в мире «Правил создания и эксплуатации подземных хранилищ газа», основные положения которых до сих пор никто не изменил.

Долгое время руководил лабораторией проектирования подземных хранилищ газа к.т.н. Вениамин Петрович Карпов. К этому времени в стране уже была создана единая система ПХГ. В эти годы ВНИИГАЗ обосновал требования развития системы подземных хранилищ газа, в которых определялась стратегия развития ПХГ в стране, роль каждого ПХГ в общей системе, координация работы; системы ПХГ с системой газопроводов, месторождений и потребителей.

Есть такая подотрасль науки – экономика подземного хранения газа. Она была создана во ВНИИГАЗе благодаря трудам В.М. Гальперина и И.Я. Фурмана. Была определена многофункциональная роль хранилища, его место в системе газоснабжения и разработана методика оценки экономической эффективности ПХГ. Определена также область рентабельности подземных хранилищ газа. Еще в период плановой экономики были сформулированы основные направления стимулирования работ по созданию ПХГ. Впервые этими исследованиями была установлена высокая эффективность ПХГ в обеспечении суточной потребности в газе. И до настоящего времени этот вопрос является актуальным, требует определённых усилий и затрат для повышения суточной производительности хранилищ.

В настоящее время на скважинах ПХГ нет опасных газопроявлений. Этому состоянию во многом содействовала плодотворная работа лаборатории борьбы с газопроявлениями, возглавляемой к.т.н. Владимиром Дмитриевичем Малеванским. Лично руководителем лаборатории проделана громадная работа по разработке технологии, по составлению требований к сооружению скважин на ПХГ.

Врачом, терапевтом, хирургом подземного хранения газа можно назвать к.т.н. Александра Ивановича Киселева. У него было какое-то пятое чувство по отношению к подземным хранилищам газа. Он практически «с первого взгляда» мог определить параметры хранилища, основные работы по его созданию. Но эти навыки он приобрел на основании дли-

тельных и мучительных исследований и раздумий.

Ведущий научный сотрудник отделения ПХГ ООО «ВНИИГАЗ», к.т.н. Эдуард Львович Гусев решал технологические вопросы по: проектированию ПХГ в водоносных пластах (Гатчинское, Невское, Щёлковское, Калужское, Инчукалнское, Осиповичское, Прибугское), разработке методических рекомендаций по расчету формы контакта газ-вода при создании ПХГ в водоносных пластах и др. Разработанная им методика определения предельно-допустимого давления в хранилище действует (без всяких поправок и корректив) и по настоящее время. Работу по технологическому проектированию ПХГ продолжил начальник этой лаборатории Сергей Иванович Трегуб, ныне начальник одного из отделов ООО «Газпром экспорт».

Учёный – ВНИИГАЗовец, занимавшийся моделированием объектов ПХГ в трещиновато-пористых коллекторах истощённых газовых месторождений, к.т.н. Сергей Александрович Хан в настоящее время является заместителем начальника Департамента и начальником Управления ПХГ ОАО «Газпром».

В свое время во ВНИИГАЗ в качестве структурных подразделений входили ныне действующие СевКавНИПИГАЗ (Ставрополь), ВНИПИГАЗ (Баку), УкрНИИГАЗ (Харьков), СредазНИПИГАЗ (Ташкент), Туркменский филиал ВНИИГАЗа (Ашхабад). К сожалению, в последнее время с некоторыми из них потеряна творческая связь. Коллективы этих организаций внесли большой вклад в развитие подземного хранения газа в бывшем СССР. (Бузинов, 2003).

В последние годы, в связи с запретом на сжигание попутных нефтяных газов для соблюдения законодательства РФ по охране окружающей среды, многие нефтяные компании пришли к убеждению в необходимости закачки этих газов в соответствующие структуры и создания временных ПХГ (ВПХГ). По заказу ООО «РН-Пурнефтегаз» разрабатываются проекты по созданию ВПХГ попутного нефтяного газа на Харампурском и Новочасельском месторождениях. Это новое направление во ВНИИГАЗе по проектированию ПХГ. Реализация таких проектов, среди прочего, обеспечивает энергосбережение и повышает экологическую безопасность нашей страны.

Структура Центра ПХГ в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Несколько десятилетий во ВНИИГАЗе научным направлением по созданию ПХГ руководил крупнейший учёный, д.т.н., профессор Станислав Николаевич Бузинов.

В настоящее время Центром подземного хранения газа руководит Г.Н. Рубан.

Структура Центра включает в себя шесть лабораторий: технологического проектирования ПХГ; авторского надзора за эксплуатацией ПХГ; геологического обоснования создания ПХГ; технологий строительства и капитального ремонта скважин ПХГ; освоения и заканчивания скважин.

В Центре работают 72 человека, из них 4 докторов наук, 20 кандидат наук, 25 молодых специалистов.

В ООО «ВНИИГАЗ» в 2007 г. создан филиал кафедры разработки газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, возглавляемый Генеральным директором ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Одним из первых направлений деятельности Филиала стала подготовка магистрантов по специальности «Подземное хранение

ПЕРСПЕКТИВЫ И НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В настоящей работе представлен анализ газопотребления в Республике Татарстан, дан прогноз спроса на газ, на основе которого определен объем необходимого резерва газа в подземных хранилищах для обеспечения надежного газоснабжения потребителей Республики. Также рассмотрены наиболее подходящие варианты создания подземных хранилищ газа в Республике с учетом региональных особенностей и возможности использования истощенных нефтяных месторождений для хранения попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, резерв газа, подземное хранение/хранилище газа, временное хранение попутного нефтяного газа.

Газовая отрасль Республики Татарстан является одной из наиболее развитых в России. Уровень газификации в РТ превышает 98%. Данный показатель был достигнут в результате успешной реализации Соглашения между Правительством РТ и ОАО «Газпром», а также Программы

газификации РТ. Протяженность магистральных газопроводов на территории Республики составляет более 5 тысяч км, протяженность распределительных газопроводов – более 35 тысяч км. Через северо-западную часть Республики проходят трансконтинентальные газопроводы

Окончание статьи Р.О. Самсонова, С.Н. Бузинова, Г.Н. Рубана, К.И. Джафарова «История организации подземного хранения газа в СССР – России»

газа». Заместителем по научной работе Филиала является профессор С.Н. Бузинов. Процесс обучения магистрантов в Филиале совмещается с их практической работой в Центре ПХГ под руководством специалистов Центра.

Литература

- Басби Р. Природный газ. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2003. 240.
Бузинов С.Н. Они внесли достойный вклад в развитие подземного хранения газа. *Сб. статей: «Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы»*. Москва: ВНИИГАЗ. 2003. 5-15.
Рунов В.А. Михаил Сидоренко. М.: ИИА «Ист-факт». 2007. 248.

R.O. Samsonov, S.N. Buzinov, G.N. Ruban, K.I. Dzhaifarov. **History of the underground gas storage organization in the USSR – Russia.**

The paper provides brief historical overview of development of the UGS system in Soviet Union times and in Russia. The contribution of VNIIGAZ scientists and engineers in development of UGS construction and operation projects is distinguished here as well as the part of the UGS system founder Sidorenko M.V.

Keywords: gas, underground gas storage, UGS history, VNIIGAZ, natural gas, gas injection, gas extraction, designing field supervision efficiency, UGS construction and operation.

Роман Олегович Самсонов

доктор технических наук. Научные интересы: проекты разработки газовых месторождений, в том числе на море, новые технологии проектирования и эксплуатации ПХГ, в том числе неуглеводородных газов.



142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-92-06, факс (495) 399-32-63.

Станислав Николаевич Бузинов

д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: вопросы подземного хранения газа, разработка новых технологий ПХГ.



142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-93-69.

Георгий Николаевич Рубан

к.т.н., директор Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: новые технологии проектирования и эксплуатации ПХГ, в т.ч. неуглеводородных газов.



142717, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область, РФ. Тел.: (495) 719-61-79.

Керим Исламович Джафаров

д.т.н., гл. науч. сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: строительство скважин, внутрискважинное оборудование, ремонт скважин.



142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-93-67.

«Уренгой – Центральная Россия» и «Уренгой – Помары – Ужгород».

Основной потребитель газа в РТ – энергетическая отрасль, ежегодно использующая более 10 млрд. м³ газа (более 70% внутреннего потребления), и спрос на газ со стороны энергетических компаний постоянно растет. За счет этого в настоящее время доля природного газа в топливном балансе ОАО «Татэнерго» составляет более 99%, что обуславливает крайне низкий уровень энергетической безопасности Республики и фактическое отсутствие взаимозаменяемости источников энергии. Природный газ является основным энергоносителем Республики, обеспечивающим развитие экономики региона. В этой связи представляется целесообразным создание в Республике резервов газа, обеспечивающих равномерную и надежную загрузку производственных мощностей.

По данным «Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006 – 2020 годы» ежегодная потребность в газе может достигнуть к 2020 году 17 млрд. м³.

Но, учитывая, что промышленность РТ является интегрированной, то очевидно, что необходимо выполнить некоторые корректировки из-за влияния мирового финансово-экономического кризиса на экономику Республики.

Так, динамичный рост экономики РТ в первом полугодии 2008 года сменился во втором полугодии значительным замедлением. В ноябре намечилось падение промышленного производства. Индекс промышленного производства снизился на 10%, объемы строительных работ упали более чем в 2 раза. Вследствие этого по скорректированному прогнозу спроса на газ предполагается, что в 2020 г. спрос снизится на 8 – 10% от базовых показателей и составит примерно 15,7 млрд. м³, а к 2030 г. возможно увеличение спроса до 18 млрд. м³ (Рис. 1).

Постоянно меняющаяся экономическая ситуация формирует колебания в газопотреблении Республики. Влияние кризиса в первую очередь отразилось на системо-, градо- и бюджетобразующих предприятиях обрабатывающей и строительной отраслях, то есть отраслях, которые являются наиболее энергоемкими. Основными отраслями промышленности Республики являются электроэнергетика, машиностроение, химическая и нефтехимическая промышленность, легкая промышленность, строительная индустрия.

Газотранспортная система (ГТС) РТ работает со среднегодовым коэффициентом загрузки 0,44. Данный показатель загруженности транспортных мощностей Республики является достаточно низким. Таким образом, ГТС покрывает основной объем неравномерности газопотребления, и только в зимний период коэффициент загрузки увеличивается до 0,9, когда и возникает необходимость регулирования неравномерности газоснабжения.

Актуальность создания в регионе подземных хранилищ газа (ПХГ) как важного фактора, способствующего улучшению экономической и энергетической стабильности, предопределяет необходимость формирования разноцелевого характера резервного объема газа.

Общий активный объем газа в ПХГ включает оперативный и долгосрочный резервы.

Оперативный резерв газа служит для:

– регулирования сезонной неравномерности в газо-

снабжении;

– обеспечения потребления дополнительного объема газа при наступлении холодных зим;

– компенсации недопоставок газа при возникновении аварий или непредвиденных остановок в транспортно-распределительной системе;

– повышения маневренности системы при колебаниях спроса на газ с учетом конъюнктуры рынка (рыночный резерв);

– обеспечения надежности экспортных поставок газа.

Долгосрочный (стратегический) резерв служит для:

– компенсации погрешности при составлении перспективных планов ввода новых мощностей;

– обеспечения стабильного функционирования развития экономики на случай несвоевременного (запаздывающего) ввода в эксплуатацию мощностей по добыче и транспортировке газа;

– создания искусственного источника газоснабжения, способного на ограниченный период выполнять функции дополнительного месторождения.

Необходимо отметить, что в настоящее время в Республике отсутствуют действующие ПХГ. Это было обусловлено несколькими, на наш взгляд, причинами, а именно: достаточно разветвленная система газопроводов-отводов, наличие двух мощных коридоров магистральных газопроводов, отсутствие геологических структур на территории Республики, пригодных для создания ПХГ. Кроме того, надо отметить, что в соседней Удмуртской Республике создается резервирующий комплекс ПХГ и в перспективе за счет этого возможно будет обеспечить регулирование некоторого объема сезонной неравномерности газопотребления РТ.

Однако необходимость сооружения ПХГ именно в РТ может быть рассмотрена в связи с решением задачи энергетической безопасности, имеющимися колебаниями в газоснабжении потребителей, возможных компенсаций аварийных недопоставок газа и временных остановок в транспортно-распределительной системе, а также для создания долгосрочного резерва, учитывая высокий уровень зависимости ТЭК Республики от газа.

Таким образом, в РТ создан гиперпрофилированный газовый баланс, и, будучи полностью газифицированной Республикой, Татарстан не обладает ни резервами газа, ни резервным топливом, что делает систему энергоснабжения очень уязвимой, особенно в условиях развитой промышленности, науки и экономики в целом. Также значимым фактором, обеспечивающим устойчивое функционирование Республики, является создание в рамках ПХГ стратегического резерва государства, как важного фактора безопасного газоснабжения потребителей внутреннего рынка Республики и сопредельных регионов.

Важной особенностью необходимости создания стратегического и аварийного резерва государства является факт транзита по территории РТ магистральных транспортных коридоров «Уренгой – Помары – Ужгород», «Уренгой – Центральная Россия» и «Уренгой – Новопсков» (Рис.2).

Необходимый объем резерва природного газа для РТ к 2030 г. с учетом влияния Удмуртского резервирующего комплекса ПХГ, эксплуатация которого начата уже в 2003 году, составляет примерно 750 млн. м³. Наибольшая часть

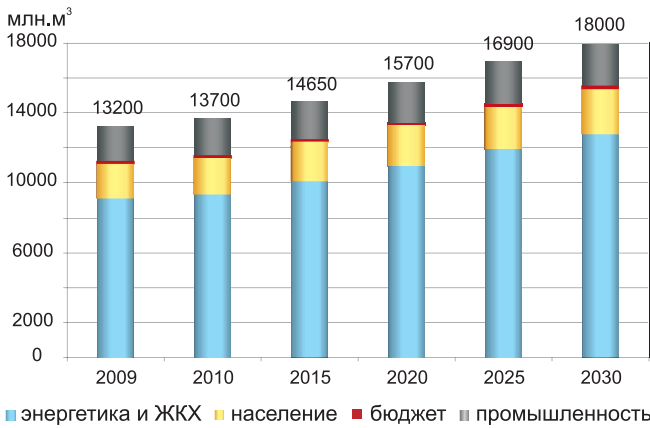


Рис. 1. Скорректированная динамика спроса на газ в РТ.

этого резерва должна обеспечить устойчивое газоснабжение самого крупного потребителя – г. Казань. Создание резерва в районе г. Казань будет способствовать бесперебойному газоснабжению объектов жизнеобеспечения столицы РТ и сглаживанию нарушений в топливно-энергетическом балансе Республики.

В качестве перспективного объекта для создания ПХГ была изучена имеющаяся информация по Арбузовскому поднятию.

В административном отношении Арбузовская структура находится на землях Алексеевского района, в южной части Республики Татарстан, в 125 км к юго-востоку от г. Казань. Площадь работ расположена в 28 км к юго-востоку от районного центра Алексеевское и в 30 км к юго-западу от крупного потребителя г. Чистополя – пристани на р. Каме.

Арбузовское поднятие было установлено по верхнепермским отложениям при проведении структурно-геологической съёмки в 1936 г. В 1938 г. это поднятие, в числе других выявленных геологической съёмкой, было подтверждено и по опорным электрическим горизонтам в казанских отложениях при проведении электроразведочных работ в Чистопольском районе.

В 60 – 70-е годы на Арбузовской площади проводились гравиметрические исследования и сейсморазведка МОВ. В конце 60-х годов на структуре были пробурены 3 глубокие разведочные скважины на нефть. В 2003 – 2004 гг. на Арбузовской площади была проведена сейсморазведка МОГТ.

Размеры поднятия по кровле ассельских отложений (P_{1as}) составляют по большой и малой осям соответственно 6,0 км на 4,5 км, а площадь в пределах замкнутой изогипсы минус 190 м – около 20 км², при амплитуде 53 м. По своей морфологии это типично «надрифогенная складка». Разница в углах падения пород на ее погружениях небольшая. Поднятие представляет собой близкую к куполовидной брахиантиклинальную складку и имеет «грушевидную» форму: его малая ось несколько сдвинута к южной периклинали и имеет резко выраженный, небольшой по площади свод. Северная часть структуры несколько вытянута вдоль большой оси складки.

В 2008 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработал технологический проект создания Арбузовского ПХГ, в котором было отмечено о необходимости доразведки структуры с целью снижения инвестиционных рисков.

В качестве поиска альтернативы Арбузовскому поднятию специалистами геологического отдела ООО «Газпром трансгаз Казань» проведен анализ данных геолого-

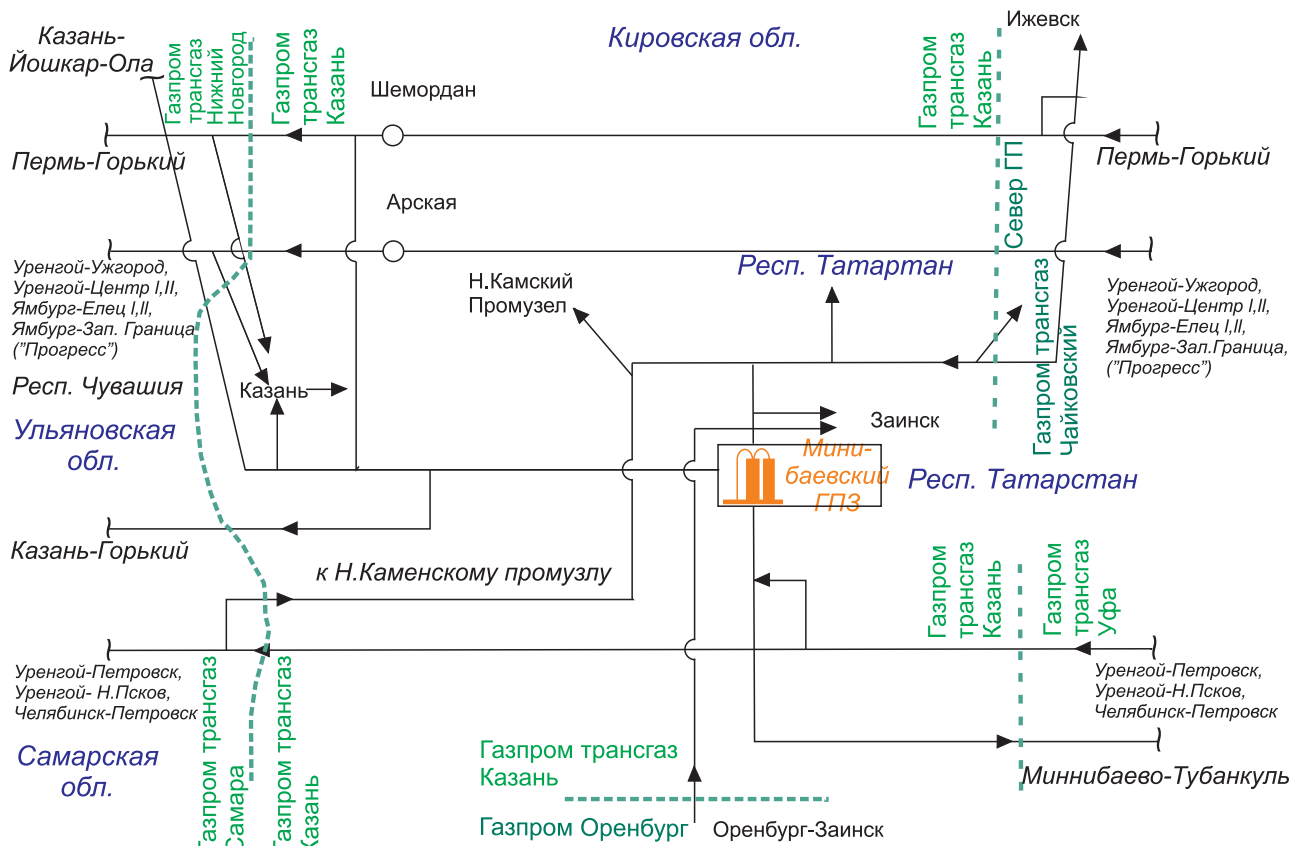


Рис. 2. Схема потоков ООО «Таттрансгаз» (данные ЦПДУ ОАО «Газпром»).

разведочных работ площадей, находящихся в непосредственной близости к магистральным газопроводам. Внимание привлекла Белогорская группа поднятий, расположенная в центральной части Республики Татарстан, на землях Чистопольского района. Данные поднятия находятся в 14 км юго-западнее г. Чистополь, расположенного на левом берегу реки Кама. Наибольший объём информации имеется по Западно-Белогорскому поднятию. Сводная часть поднятия расположена в 700 м к северу от ближайшего населённого пункта – села Белая Гора на реке Большая Бахта. На расстоянии 6 км к югу проходит трасса газопровода.

В тектоническом отношении Западно-Белогорское поднятие приурочено к южному склону Северо-Татарского свода, характерной особенностью которой является широкое развитие высокоамплитудных поднятий, являющихся структурами облекания ядер рифогенного генезиса фаменско-гурнейского возраста (C_1 fr-fm).

По имеющимся предварительным данным поровый объём пласта бобриковского горизонта на Западно-Белогорском поднятии ориентировочно составляет 20,2 млн. м³. Расчётная ёмкость ловушки по газу может составить ~ 1,01 – 1,25 млрд. м³.

Создание резервных мощностей в Республике возможно также на базе истощенных нефтяных месторождений. Все разрабатываемые месторождения нефти в Республике сосредоточены на Южно-Татарском своде, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины.

Освоенность данных месторождений очень высока. В разработку уже вовлечено 90% промышленных запасов на средних и крупных разрабатываемых месторождениях, которые вошли в режим падающей добычи. Анализ имеющейся на данный момент информации не даёт возможности определить те истощенные месторождения, которые могли бы стать базой для создания на их основе ПХГ. Необходимо также отметить тот факт, что наиболее значимые потребители природного газа сосредоточены в слабо разведанных районах Республики (г. Елабуга, г. Нижнекамск, г. Набережные Челны и др.), в связи с этим для более точной оценки размещения ПХГ необходимо проведение более детальных маркетинговых и геологоразведочных работ.

На базе нефтяных месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, возможно создание подземных хранилищ для закачки и временного хранения попутного нефтяного газа (ПНГ). Создание таких хранилищ позволит не только сохранить попутный нефтяной газ, но и в некоторых случаях увеличить коэффициент нефтеотдачи.

Проектирование и эксплуатация временных подземных хранилищ (ВПХГ) ПНГ осуществляется на основе разработанных технологий подземного хранения газа, при этом особое внимание необходимо уделять следующим факторам:

- оценка ресурсов для закачки и периода хранения ПНГ;
- обеспечение герметичности объекта хранения ПНГ с учетом длительных сроков хранения и непрерывного повышения давления;
- площадное и селективное расположение нагнетатель-

но-эксплуатационных скважин;

- оценка коэффициента извлечения закачанных объемов газа;
- оценка экономической эффективности и рисков проекта.

Анализ состояния газопотребления РТ и его перспективного развития, а также изученности потенциальных объектов позволяет сформулировать следующие выводы:

1. РТ является одним из самых промышленно-развитых регионов страны;
2. Основным источником энергии в регионе является природный газ (доля в ТЭБ составляет порядка 70%);
3. Уровень газификации региона очень высок и составляет 98%;
4. Необходимость создания ПХГ для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого социально-экономического развития Республики не вызывает сомнений;
5. Для выбора перспективных участков размещения ПХГ, в том числе на базе истощенных месторождений, необходимо детальное изучение геологических материалов по имеющимся структурам действующих и истощенных месторождений;
6. В целях снижения отрицательного воздействия на окружающую среду при сжигании ПНГ и повышения нефтеотдачи возможно создание ВПХГ ПНГ, аккумулирующих попутный газ из одного или группы месторождений для дальнейшего его использования.

На данном этапе в РТ достигнут достаточно высокий уровень инновационных разработок в нефтегазовой отрасли, а также накоплен огромный опыт в области разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. В современных условиях, характеризующихся нестабильностью как в политической, экономической, так и в экологической сфере, важной задачей является обеспечение энергетической и экологической безопасности Республики. Практическая реализация поставленной задачи видится в создании, проектировании и эксплуатации системы подземного хранения газа, функционирование которой удовлетворяло бы современным условиям развития экономики и экологическим требованиям.

Таким образом, разработка совместных проектов с внедрением инновационных технологий нефтегазовой отрасли с одной стороны и новых методов хранения газа с другой, позволит создать гибкую систему газоснабжения с учетом индивидуальных особенностей Республики.

S.A. Khan, R.O. Samsonov, G.N. Ruban, A.S. Garaishin.
Prospects and necessity of UGS creation on Tatarstan Republic territory.

In this work the analysis of Tatarstan gas consumption and forecast of gas demand are presented. On this basis the gas reserve volume was estimated, required for secure gas supplies. As well the most suitable alternatives of UGS development are studied in view of regional properties and possibility of development the temporary storage of associated petroleum gas in depleted oil fields of Tatarstan.

Keywords: Power safety, gas reserve, underground storage/storehouse of gas, time storage of passing oil gas.

ОПТИМИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ

Одной из проблем при моделировании подземных хранилищ газа (ПХГ) в водоносном пласте является пространственная неоднородность распределения скважинных данных. Традиционно применяемые методы геологического моделирования, в современной их программной реализации, имеют ряд ограничений, затрудняющих автоматизацию процесса моделирования объектов ПХГ. В статье рассмотрен оптимизированный алгоритм геологического моделирования ПХГ, сочетающий лучшие черты существующих методов, позволяющий учесть неоднородность распределения скважинных данных.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, моделирование, детерминированный и стохастический подходы, вариограмма, ко-кригинг.

Традиционными проблемами при моделировании подземных хранилищ газа (ПХГ) является пространственная неоднородность распределения скважинных данных, зачастую осложнённая плохой сопоставимостью и невысоким качеством исходных материалов, и малый объём или отсутствие сейсмических и других дополнительных данных. В то же время, задачи расчета технологических режимов эксплуатации ПХГ, контроль возможных потерь газа из объекта хранения, предъявляют достаточно жёсткие требования к качеству геологической модели. Для обеспечения данных требований важно, помимо использования качественной петрофизической модели, построение достоверного пространственного распределения свойств пласта. Это, в свою очередь, требует выработки методики моделирования, наиболее полно и достоверно отображающей имеющуюся информацию по объекту. Рассмотрим разработку такой методики на примере одного из российских ПХГ в водоносном пласте.

В ходе работ по созданию трёхмерной геологической модели данного ПХГ предусматривалось построение параметрической модели, характеризующейся количественными параметрами: пористостью и проницаемостью. Исходя из вертикальной изменчивости свойств, пласт-коллектор был разбит для моделирования на три зоны: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Разбиение на зоны является эффективным методом моделирования мощных расчленённых толщ. Идея метода заключается в принятии границы повсеместно распространённого реперного пропластка за границу зоны, выделении нескольких таких зон, а затем построению параметрической модели отдельно внутри каждой из них. Благодаря данному подходу становится возможным задать для каждой зоны в зависимости от расчленённости её разреза оптимальное количество ячеек параметрической модели, применить для каждой из зон собственные, наиболее оптимальные именно для неё параметры параметрического моделирования, снизить ошибки автоматизированного протягивания пропластков, сохранить контрастность параметров на границе зон. Недостатком метода является увеличение трудоёмкости моделирования из-за необходимости отбивки вручную границ всех зон, этим же объясняется нерациональность избыточного дробле-

ния пласта на зоны. В то же время, разумное применение зонального подхода приводит к общему повышению качества модели.

Особенностью площадного распределения скважин на данном ПХГ (характерной и для других ПХГ в водоносном пласте) является их значительная концентрация в центральной части при сильной разрежённости в краевых частях. Этот факт, помимо литологической неоднородности пласта-коллектора, определил выбранную методику моделирования.

При моделировании геологических объектов существуют два основных подхода: детерминистическое моделирование, отображающее одно, наиболее вероятное, распределение свойств, и стохастическое моделирование – позволяющее построить несколько равновероятных реализаций свойства, сохранив его первоначальное распределение.

И тот и другой метод, в современной их программной реализации, имеют ряд ограничений. Попытки обойти ограничения автоматизированных методов, используя ручную работу, весьма трудоёмки и способны внести в модель ошибки, вызванные субъективными взглядами специалиста. Для того чтобы обойти большую часть имеющихся ограничений, максимально полно используя автоматизированные процессы, для рассматриваемого ПХГ была разработана специальная методика моделирования, приемлемая также и для других объектов с неравномерной изученностью. Рассмотрим эту методику на примере построения модели пористости.

Первоначально было построено усреднённое по мощности площадное распределение пористости по данным всех скважин. Несмотря на отдельные локальные отклонения, в распределении значений наблюдались общие закономерности, прослеживающиеся на больших расстояниях. Наличие площадных закономерностей было необходимо в дальнейшем учесть при выборе метода моделирования.

Стохастическое моделирование позволяет сохранить исходное распределение численных значений свойств, однако применяемое в чистом виде, не передаёт общих пространственных закономерностей.

Использование детерминированных алгоритмов позво-

ляет описать закономерности, наблюдаемые на значительных расстояниях, прослеживаемые по ряду скважин интервалы интерпретируются как линзы и пропластки. В то же время, метод может быть недостаточно корректен на небольших расстояниях; при большой мощности и изменчивости моделируемого пласта возможно принятие ошибочных решений о связанности/разделённости отдельных его пропластков. Из-за этого данные по ряду скважин представляются как уникальные, в результате чего возникают структуры типа «бычий глаз».

Оптимальным представляется использование стохастического метода, одновременно учитывающее закономерности, выявляемые детерминистическим моделированием. Для реализации данного подхода первоначально было построено детерминированное распределение свойств методом Moving Average в модификации Inverse Distance Quadrupled без учёта анизотропии среды. Нижняя и верхняя величины пористости в результирующем распределении были заданы граничными значениями исходного распределения, частота встречаемости которых превышала или была равна 5 %. Метод Moving Average является простым способом предварительной оценки распределения свойств, во многих случаях он оказывается предпочтительным из-за своей низкой ресурсоёмкости и корректности получаемого распределения (Гарайшин и др., 2007; Темиргалеев и др., 2008).

Таким образом, было построено распределение наиболее вероятных значений пористости для пласта, достаточно достоверно соединяющее значения в удалённых точках, но ещё недостаточно достоверное при малых дистанциях между скважинами, что характерно для центральной части ПХГ (Рис. 1). Для получения более точной модели, полученное распределение было использовано как дополнительный входной параметр ко-кригинга, при построении распределения стохастическим методом.

Чтобы уточняющее действие стохастического метода

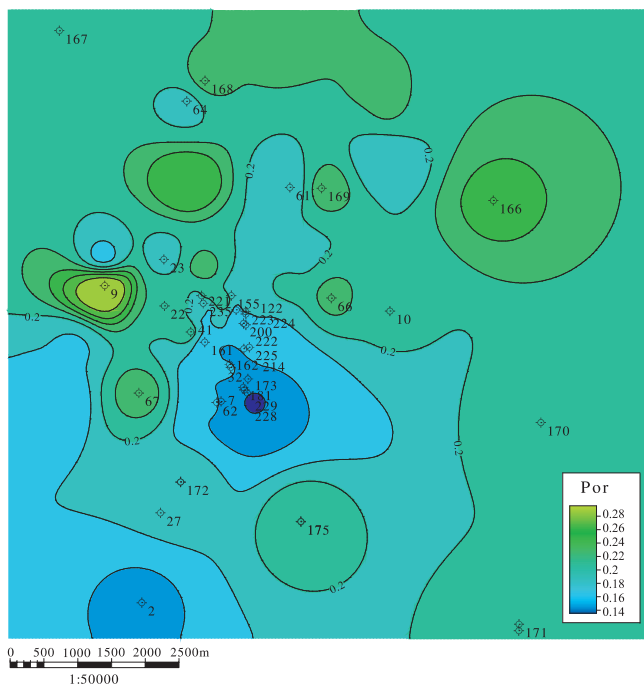


Рис. 1. Распределение пористости (проекция осредненного значения в ячейках на горизонтальную поверхность), построенное методом Moving Average.

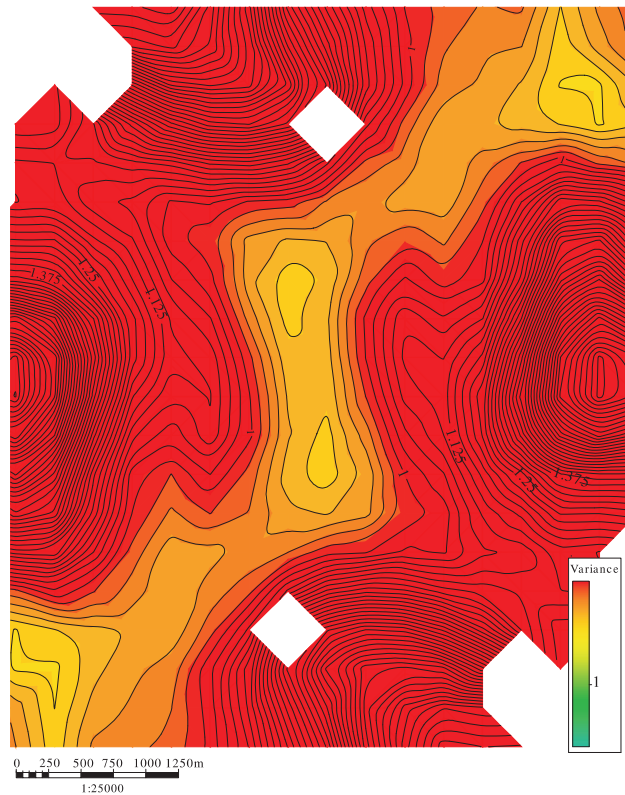


Рис. 2. Карта вариограммы для верхней зоны пласта-коллектора.

работало в зоне наибольшего сгущения скважин и не нарушало закономерностей, выявленных детерминистическим методом, был выбран предельный радиус вариограммы равный половине наибольшего расстояния между скважинами центральной части ПХГ. Затем, для каждой из зон

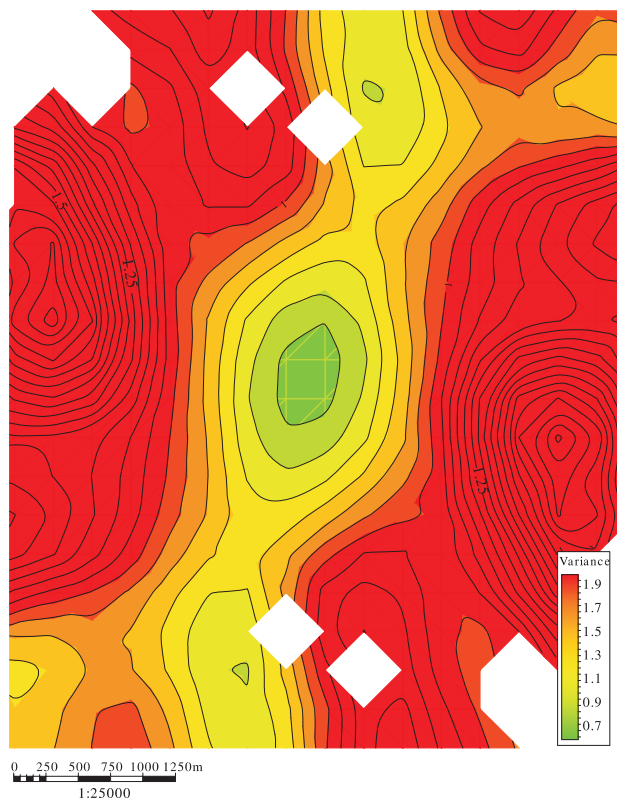


Рис. 3. Карта вариограммы для средней зоны пласта-коллектора.

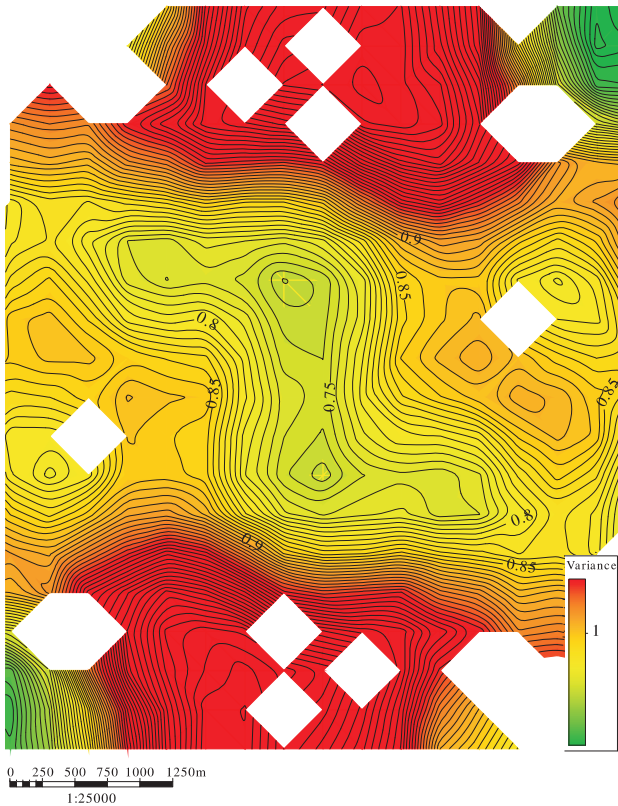


Рис. 4. Карта вариограммы для нижней зоны пласта-коллектора.

пласта была построена карта вариограммы (Рис. 2, 3, 4), позволяющая оценить изменчивость свойств в зависимости от направления. Каждая точка на этой карте даёт значение вариограммы, соответствующее расстоянию и направлению, которые эта точка имеет относительно центра карты (Дюбрул, 2002). Далее, учитывая предельный радиус вариограммы, фактическая вариограмма была аппроксимирована трёхосным эллипсоидом, длины горизонтальных осей которого и угол большой оси были заданы при стохастическом моделировании.

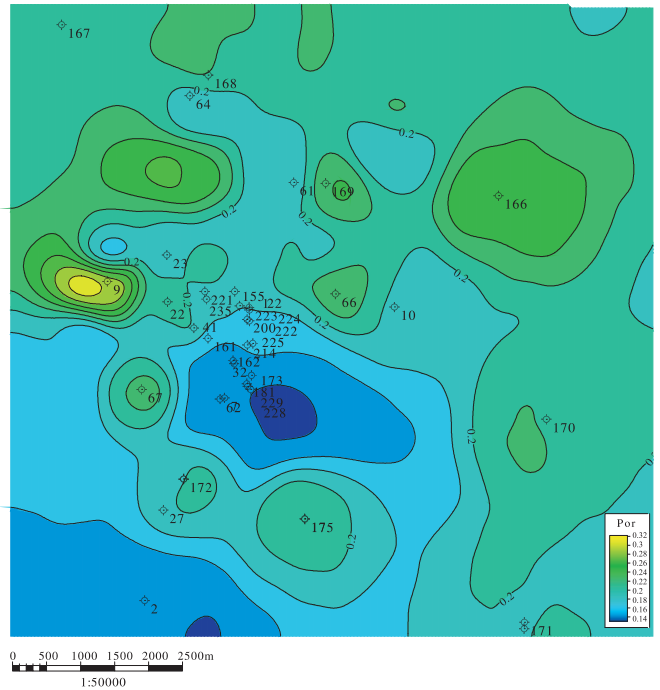


Рис. 6. Полученное распределение пористости (проекция осредненного значения в ячейках на горизонтальную поверхность).

Для нахождения длины малой, вертикальной оси эллипсоида был использован модуль Data Analysis. Размер шага при поиске был задан равным высоте ячейки модели, затем для определения длины оси был найден радиус эллипса модельной вариограммы, который также затем был использован при стохастическом моделировании. Высота вертикальных ячеек модели каждой зоны была задана изначально в каркасной модели на основании изменчивости свойств по разрезу.

Пример подбора вертикального ранга показан на рис. 5. Для построения базовой модели пласта-коллектора, исходя из описанного выше алгоритма подбора модельной вариограммы, были приняты следующие параметры моделирования:

- для верхней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2700 м, малой – 1200 м, вертикальной – 12 ячеек и азимутом большой оси 167 градусов, с нулевым эффектом самородков;
- для средней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2400 м, малой – 1400 м, вертикальной – 10 ячеек и азимутом большой оси 17,5 градусов, с нулевым эффектом самородков;
- для нижней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2100 м, малой – 800 м, вертикальной – 12 ячеек и азимутом большой оси 167 градусов, с нулевым эффектом самородков.

Для проведения стохастическо-

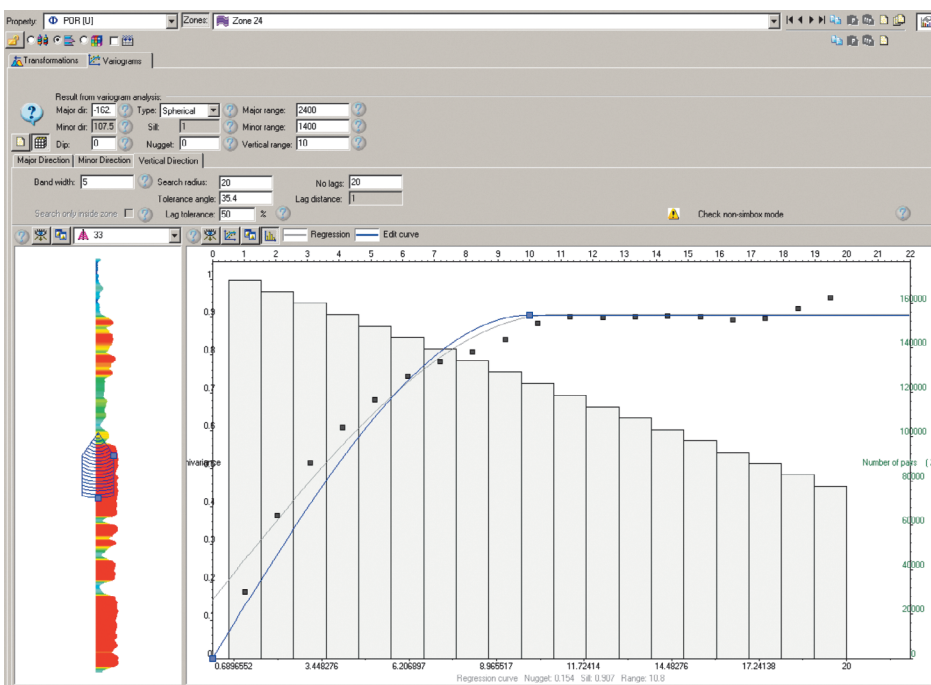


Рис. 5. Подбор радиуса вертикальной оси модельной вариограммы в модуле Data Analysis.

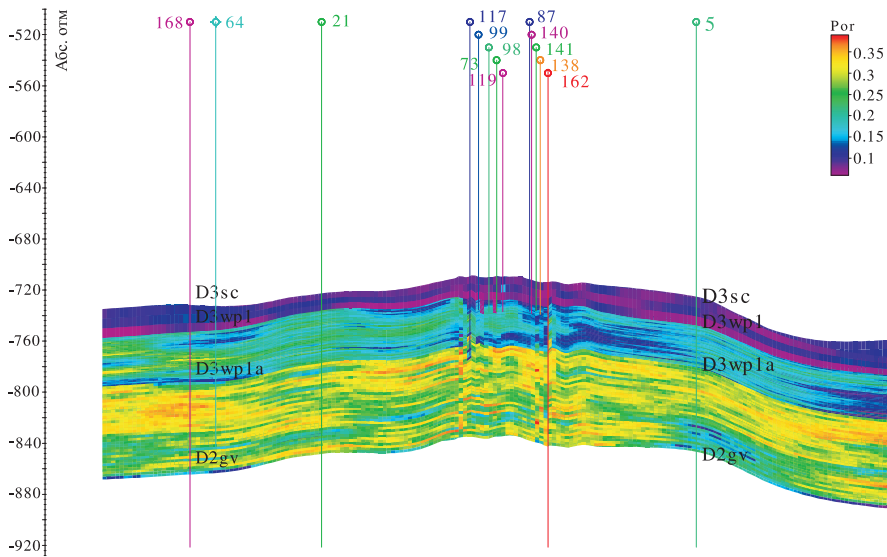


Рис. 7. Характер распределения пористости пород в разрезе пласта-коллектора.

го моделирования для каждой зоны были заданы приведённые выше параметры, а в качестве свойства для проведения ко-кригинга – распределение, полученное ранее методом Moving Average.

Следует отметить, что при данном подходе достоверность получаемой модели во многом определяется совершенством алгоритма, используемого для построения

общей закономерности распределения данных. Из инструментов присутствующих в большинстве пакетов геологического моделирования, один из лучших результатов даёт метод Moving Average с плавным законом затухания, либо, если нет возможности применить его – Кригинг с радиусом влияния, превосходящим по размеру моделируемый объект, однако и их результаты не во всех случаях бывают оптимальны.

Методами решения данной проблемы может быть использование более совершенных алгоритмов построения общей закономерности распределения данных (успешно применяются и продолжают совершенствоваться алгоритмы на основе байесовского распознавания и нейросетевых технологий, весьма хороших результатов при геологическом моделировании ПХГ удалось добиться используя математический аппарат нелинейной марковской статистики (Исхаков и др., 2008)), либо, если нет возможности замены алгоритмической базы – жёсткий контроль и корректировка промежуточных результатов.

Проведённая проверка базовой модели показала, что автоматические методы, при имеющемся на моделируе-

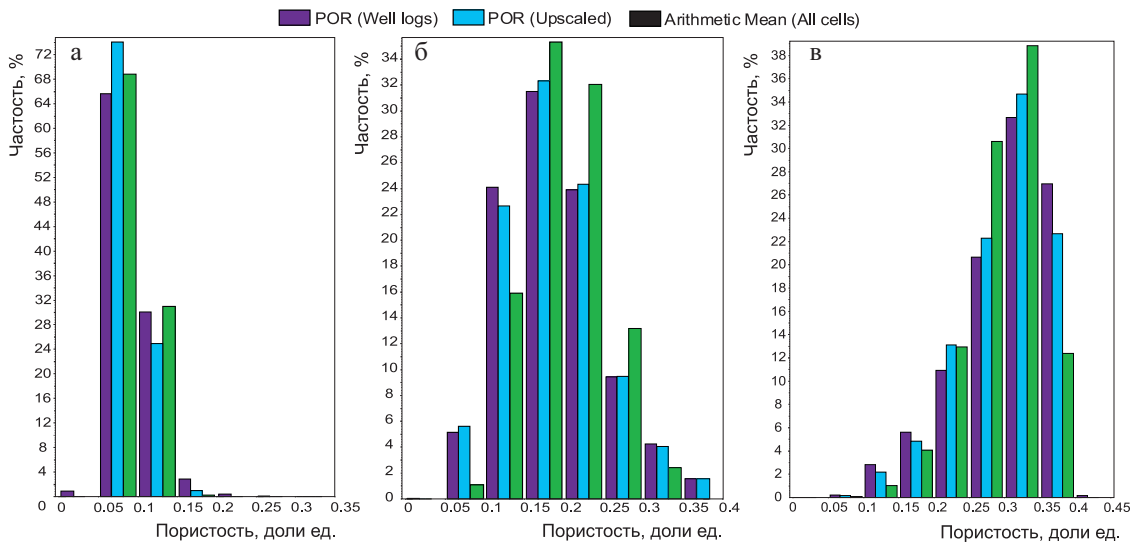


Рис. 8. Гистограмма пористости пород верхней зоны (а), средней зоны (б) и нижней зоны (в) пласта-коллектора по исходным скважинным данным (Well logs), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (Upscaled) и по данным в ячейках итоговой модели (All cells).

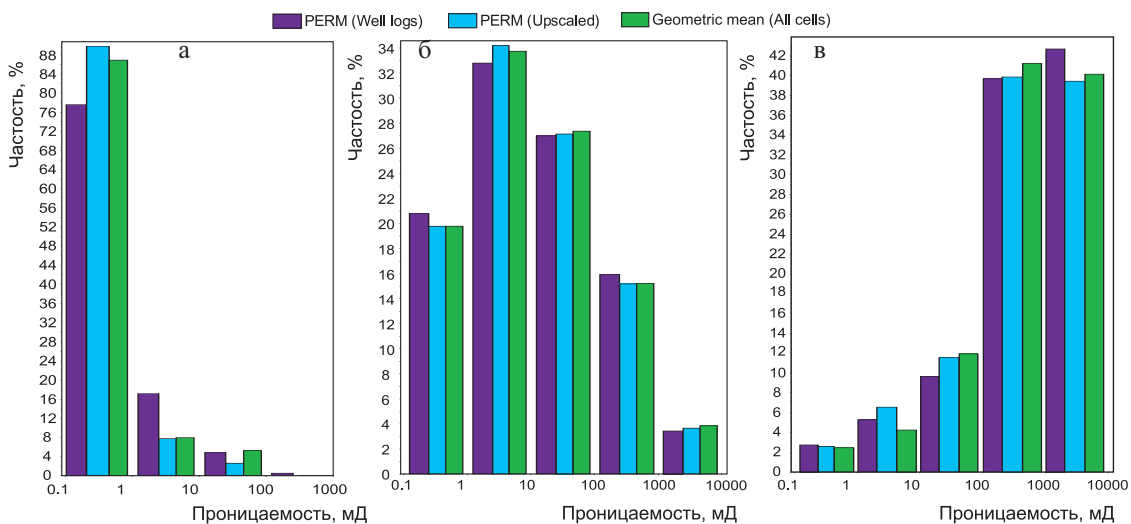


Рис. 9. Гистограмма проницаемости пород верхней зоны (а), средней зоны (б) и нижней зоны (в) пласта-коллектора по исходным скважинным данным (Well logs), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (Upscaled) и по данным в ячейках итоговой модели (All cells).

мом ПХГ распределении свойств, в заданных условиях не способны в полной мере достоверно выделить тонкие прослои, прослеживаемые по отдельным скважинам. Для автоматизации построения таких прослоев, высота оси модельной вариограммы принудительно уменьшалась до двух высот ячеек, принятых в модели. Таким образом, были приняты следующие значения:

- для верхней зоны, представленной слабо изменчивыми глинистыми отложениями, ячейки равны порядка 5 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 10 м;
- для средней зоны толщина ячейки составляет 1 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 2 м;
- для нижней зоны толщина ячейки составляет 2 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 5 м.

Полученный результат позволил выделить тонкие прослои, не исказив общего распределения свойств и не внеся значимых ошибок.

Для каждой зоны было построено 5 равновероятных реализаций распределения свойства, которые были осреднены для уменьшения индивидуального вклада каждой из них.

Полученная модель свойств повторно была проверена как по площади, так и по разрезу и только затем принята в качестве итоговой (Рис. 6, 7).

Итоговая модель отображает как локальные неоднородности пласта, так и общие закономерности, присущие ему; она корректна как в центральной, хорошо изученной части хранилища, так и в краевой, слабоизученной.

Для проведения количественной оценки построенной модели для каждой из зон были сопоставлены распределения пористости и проницаемости пород по исходным скважинным данным (*Well logs*), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (*Upscaled*), и по данным в ячейках итоговой модели (*All cells*) (Рис. 8, 9).

Из представленных гистограмм видно, что характер распределения пористости и проницаемости (распределение проницаемости было получено по аналогичной методике) не изменен в процессе осреднения и моделирования. По пористости отмечается уменьшение интервала разброса данных в процессе моделирования, что связано с исключением крайних минимальных и максимальных значений. По проницаемости сходимость распределений модельных значений с исходными данными еще более тесная.

Близость распределения исходных, перемасштабированных и модельных данных говорит о достаточной дифференциации пластов на слои и о правильности выбранных алгоритмов при моделировании свойств.

Таким образом, с максимально полным использованием автоматизированных процедур была построена геологическая модель, достаточно достоверная как в геологическом отношении, так и в характере распределения значений. Поскольку усложнение алгоритма построения модели было незначительным, в то время как качество полученной модели заметно повысилось, предложенный метод можно охарактеризовать, как достаточно эффективный. Он может применяться и в дальнейшем при моделировании геологических объектов со схожими свойствами. Несмотря на то, что данная работа выполнялась в программном комплексе Petrel, сам метод построения является полностью переносимым и может быть воспроизведе-

ён в любом пакете геологического моделирования при наличии в нём сходной функциональности.

Литература

Гарайшин А.С., Кан В.Е., Исаева Н.А. Геолого-технологическая модель ПХГ, проектируемого на Арбузовской площади. *Мат-лы тех. сов.: «Обеспечение промышленной безопасности объектов подземного хранения газа ОАО «Газпром»*. Москва: ООО «ИРЦ Газпром». 2007.

Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. *Сб. тез. докладов конф. EAGE*. 2002.

Исхаков А.Я., Матушкин М.Б., Темиргалеев Р.Г., Черников А.Г., Моделирование изменчивости свойств породного массива на основе нечётких Марковских последовательностей. *Сб. мат-ов конф.: «Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы»*. Москва: ООО «ВНИИГАЗ». 2008.

Темиргалеев Р.Г., Исхаков А.Я., Черников А.Г., Кан В.Е., Гришин А.В., Биргерс Э. Опыт моделирования сложнопостроенного геологического объекта ПХГ, созданного в водоносном пласте. *Сб. мат-ов конф.: «Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы»*. Москва: ООО «ВНИИГАЗ». 2008.

A.Yu. Degtarev, A.Ya. Iskhakov, V.E. Kan. Optimization of geological modeling algorithm for underground gas storage in aquifers.

Spatial heterogeneity of distribution well data is one of the problems in modeling of underground gas storages (UGS) in aquifer. Traditionally, in modern program realization applied methods of geological modeling have a number of the restrictions complicated with automation of process of modeling UGS objects. In the article the optimized algorithm of geological modeling UGS is considered. This method combines the best features of existing methods and allows take into consideration the heterogeneity of distribution well data.

Keywords: UGS (Underground Gas Storage), modeling, deterministic and stochastic approach, variogram, co-kriging.

Антон Юрьевич Дегтерёв

младший научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: математическое моделирование, геоинформационные технологии.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-90-72.



Альберт Яковлевич Исхаков

заместитель директора Центра ПХГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: вопросы подземного хранения газа, разработка новых технологий ПХГ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-60-96.



Вера Енсуновна Кан

к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: геологическое моделирование.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область.



ОПЫТ СОВМЕЩЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДООСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В описываемом исследовании рассмотрен опыт совмещения доосвоения скважин с проведением на них газогидродинамических исследований. При анализе полученных результатов применялся комплексный подход с использованием методов обработки как стационарных, так и нестационарных режимов фильтрации. Комплексный подход является мощным средством получения достоверных результатов по продуктивным характеристикам скважин, способствует более полному контролю над процессом очищения скважин после длительной консервации или обработки призабойной зоны. Полученные данные могут обоснованно использоваться при прогнозе режимов работы эксплуатационных скважин на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа.

Ключевые слова: газодинамические исследования, стационарный режим фильтрации, нестационарный режим фильтрации, доосвоение.

Многолетняя практика проведения газодинамических исследований (ГДИ) газовых скважин при стационарных режимах фильтрации подтвердила применимость двучленного закона притока газа к забою скважины (Гриценко и др., 1995). Существенным ограничением такого подхода является обязательная стационарность рассматриваемых данных, которая редко достигается на практике. Один из способов обработки ГДИ на нестационарных режимах при помощи функции влияния разработан в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и неоднократно описан в литературных источниках (Бузинов, Егурцов, 1995; Бузинов и др., 1999). Эффект усталости скважин, обнаруженный Егурцовым Н.А. на Совхозном ПХГ (Бузинов, Егурцов, 1995), оказывает значительное влияние на динамику продуктивных характеристик скважин в процессе эксплуатации хранилища.

В описываемом исследовании рассмотрен опыт совмещения доосвоения скважин с проведением на них газогидродинамических исследований. При анализе полученных результатов применялся комплексный подход с использованием методов обработки как стационарных, так и нестационарных режимов фильтрации.

Сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с сотрудниками одного из Центра подземного хранения газа (ПХГ) провели газогидродинамические исследования 11 эксплуатационных скважин с целью определения их продуктивных характеристик. Скважины длительное время находились в ожидании подключения и не участвовали в эксплуатации хранилища. Часть этих скважин находилась в длительной консервации, часть использовалась в качестве наблюдательных. По некоторым скважинам проводилась обработка призабойной части пласта технологическими жидкостями с целью ликвидации песчаных пробок.

Так как призабойные зоны скважин в процессе первичных освоений и ГДИ, имевших место сразу после бурения, не были до конца очищены, при проведении исследований ставилась цель не только определить существующие продуктивные характеристики скважин, но и по возможности их улучшить.

В процессе исследований по большинству скважин наблюдался вынос воды и глинистого раствора, что сопровождалось существенным улучшением продуктивных характеристик большинства исследованных скважин. Ниже

рассмотрен пример комплексного анализа результатов ГДИ на примере эксплуатационной скважины № 134. На скважине № 134 ГДИ проводились с замерными шайбами 6,3 мм, 7,9 мм, 9,5 мм, 11 мм и 12,7 мм. Измерение устьевого давления проводилось с использованием МТУ-04 (измерительный преобразователь давления), позволяющего вести записи замеренных давлений с достаточной точностью. Изменение расчетного забойного давления и дебита в процессе исследования представлены на рис. 1.

При анализе динамики забойного давления прослеживается следующая особенность. Фактически, ни один из режимов работы скважины нельзя считать стационарным – происходит непрерывный рост давления (Рис. 1). С такой ситуацией сталкиваются многие исследователи – показания манометра растут медленно. Рост давления на 0,05 МПа в течение 15 минут практически незаметен. При общеизвестных погрешностях замерного оборудования самым логичным кажется решение принять такой незначительный рост за стабилизацию. Однако даже при визуальном контроле всего массива данных закрадывается сомнение – можно ли обоснованно применять в такой ситуации методику обработки ГДИ на стационарных режимах фильтрации.

Действительно, для скважины № 134 провести обработку результатов исследований с использованием всех полученных данных не представляется возможным (Рис.2). В процессе исследования происходило очищение призабойной зоны пласта. Особенно интенсивный вынос происходил на замерной шайбе 9,5 мм. Из рис.1 видно, что при работе на этом режиме образовалось до трех псевдо стабилизаций режима. По мере очищения призабойной зоны расход газа и забойное давление увеличиваются. Еще при проведении ГДИ было ясно, что продуктивные характеристики скважины улучшаются.

Данные ГДИ скважины № 134 были условно разбиты на две группы – до и после очищения призабойной зоны. По методике обработки стационарных исследований были получены продуктивные характеристики скважины для обеих групп данных. Как видно из рисунков 3 и 4, после очистки призабойной зоны произошло заметное улучшение продуктивных характеристик скважины.

Обработка результатов исследований скважины № 134 нестационарными методами велась для двух периодов

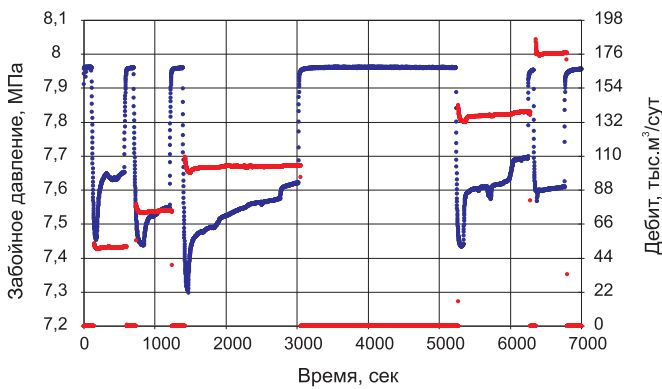


Рис. 1. Динамика забойного давления и дебита скважины № 134 при проведении ГДИ.

времени после интенсивной очистки призабойной зоны. В первый период включены два последних режима работы скважины (шайбы 11 и 12,7 мм) и КВД. Во второй – последний режим работы скважины и КВД.

На рис. 5 представлен график зависимости расчетного и фактического давления при обработке результатов исследований скважины № 134 с использованием 2 последних режимов и КВД. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили: «а» = 0,027024 (МПа)²/(тыс. м³/сут), «в» = 0,000033 (МПа)²/(тыс. м³/сут)².

На рисунке 6 представлен график зависимости расчетного и фактического давления при обработке результатов исследований скважины 134 с использованием последнего режима и КВД. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили: «а» = 0,030967 (МПа)²/(тыс. м³/сут), «в» = 0,000000096 (МПа)²/(тыс. м³/сут)².

По результатам обработки на стационарных и нестационарных режимах фильтрации газа проведено сопоставление результатов ГДИ при использовании различных методов их интерпретации. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 134 показано на рисунке 7. Его анализ показывает:

- освоение скважины № 134, проведенное в 1994 г., было не полным;
- результаты исследований, обработанных стационарным методом после очистки призабойной зоны, и результаты, полученные при обработке по 2 режимам и КВД и по одному режиму и КВД, полностью совпали.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Совмещение проведения ГДИ с доосвоением скважин является эффективным подходом, обеспечивающим надежный контроль качества освоения и снижение суммарных потерь газа при исследованиях.
2. Анализ динамики замеренных забойного давления

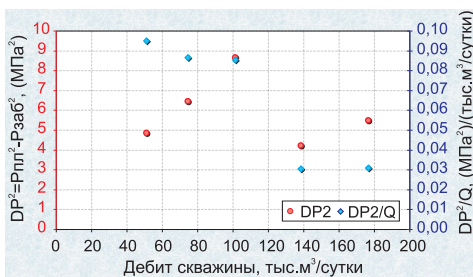


Рис. 2. Изменение продуктивных характеристик скважины № 134 из-за очистки призабойной зоны.

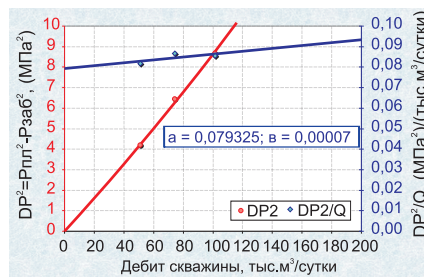


Рис. 3. Определение продуктивных характеристик скважины № 134 до очистки призабойной зоны.

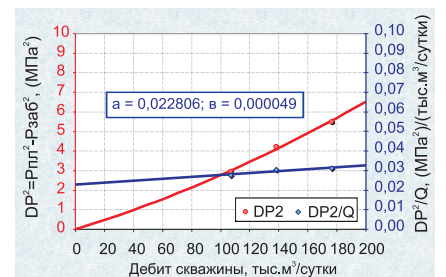


Рис. 4. Определение продуктивных характеристик скважины № 134 после очистки призабойной зоны.

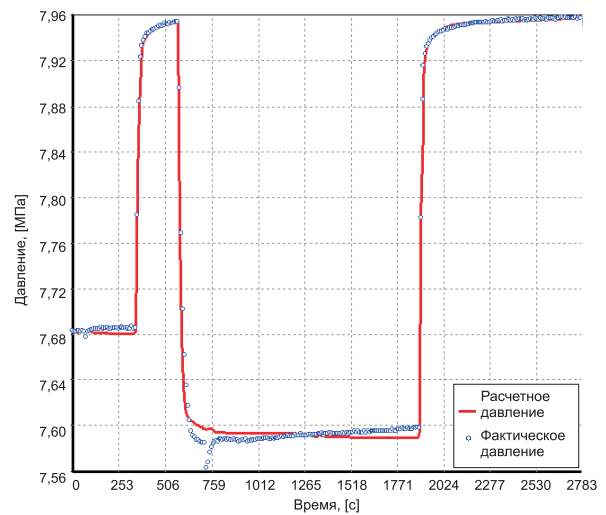


Рис. 5. График зависимости расчетного и фактического забойного давления при обработке результатов ГДИ скважины № 134 с использованием 2 последних режимов и КВД.

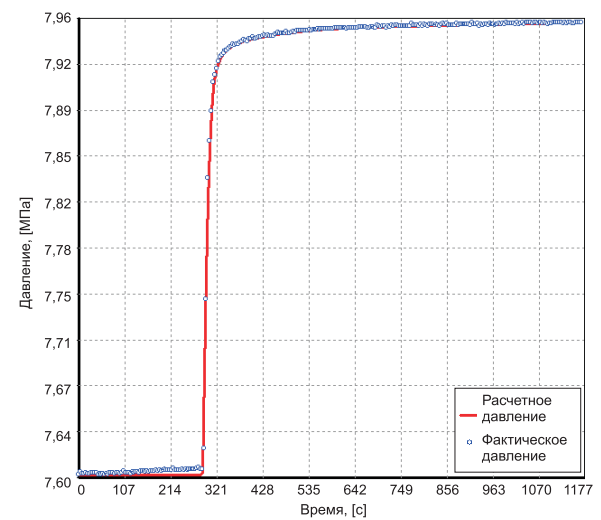


Рис. 6. График зависимости расчетного и фактического забойного давления при обработке результатов ГДИ скважины № 134 с использованием последнего режима и КВД.

и дебита позволяет проследить процесс доосвоения скважины и выбрать временной интервал для достоверной обработки результатов исследований.

3. В процессе исследований скважины № 134 на всех режимах происходило очищение призабойной зоны (Рис. 1). Возможно, что после проведения ГДИ по скважине № 134 полного очищения призабойной зоны скважины так и не произошло. В процессе эксплуатации характеристики скважины могут улучшаться.

4. Комплексный подход с использованием для анализа результатов ГДИ методов обработки как стационарных,

А.Н. Давыдов¹, Г.Н. Рубан¹, А.А. Михайловский¹, Г.А. Шерстобитова¹
С.А. Хан², Д.С. Королев²
¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва
²ОАО «Газпром», Москва
G_Ruban@vniigaz.gazprom.ru, A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ЛОВУШКИ ЩЕЛКОВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Методом палеоструктурного анализа скорректированы параметры структурной ловушки Щелковского подземного хранилища газа, выделены зоны сжатия и растяжения в геологическом интервале времени, дано обоснование мест заложения эксплуатационных скважин, что позволит повысить эффективность эксплуатации объекта хранения газа.

Ключевые слова: подземное хранение газа, палеоструктурный профиль, амплитуда ловушки, пласт-коллектор.

Щелковское подземное хранилище газа (ПХГ) расположено вблизи г. Москвы и предназначено для регулирования сезонной и суточной неравномерности газопотребления и резервирования газоснабжения потребителей Московского промышленного узла. Эксплуатация Щелковского ПХГ была начата в 1961 г. Хранилище создано в

водоносном пласте щигровского горизонта верхнего девона, кровля которого залегает на глубине 880 – 890 м, и приурочено к малоамплитудному куполовидному поднятию большой площади, ориентированному в северо-западном направлении.

Параметры структурной ловушки щигровского плас-

Окончание статьи В.Л. Бондарева, Д.В. Толмачева, Е.Н. Федоровой «Опыт совмещения газодинамических исследований...»

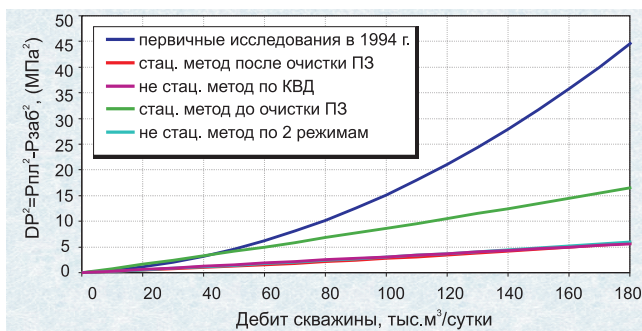


Рис. 7. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 134, полученных в 1994 г. и в 2008 г. до и после очистки призабойной зоны обработанных стационарным и нестационарным (с использованием функции влияния) методами.

так и нестационарных режимов фильтрации является мощным средством получения достоверных результатов по продуктивным характеристикам скважин, способствует более полному контролю над процессом очищения скважин после длительной консервации или обработки призабойной зоны. Полученные данные могут обоснованно использоваться при прогнозе режимов работы эксплуатационных скважин на газовых месторождениях и ПХГ.

Литература

- Бузинов С.Н., Егурцов Н.А. Использование эффекта усталости скважин. *Сб. науч. тр.: «Отделение подземного хранения газа»*. М.: ВНИИГАЗ. 1995.
- Бузинов С.Н., Григорьев А.В., Егурцов Н.А. Применение эталонных кривых для анализа неустановившегося притока к горизонтальным скважинам. *Наука и технология углеводородов*. № 3. М.: изд. Техника. 1999.
- Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Недра. 1995. 523.

V.L. Bondarev, D.V. Tolmachov, E.N. Fedorova. **Experience of combination well tests and gas well-completion.**

The article is dedicated to the special approach to well testing called «complex well test». The combination of well-completion with well tests is considered. Methods of processing both stationary and non-stationary well operating modes were applied. The complex approach is a powerful tool of reception of authentic results under productive characteristics of wells, provides a complete control over process of clarification of characteristics dynamic after long preservation or workover. As a result, researcher gets the reliable data for making a forecast for operating modes of operational wells for gas fields and UGS.

Keywords: well test, stationary well operating mode, non-stationary well operating mode, well-completion.

Владимир Львович Бондарев

Начальник лаборатории. Научные интересы: выбор геологических объектов для создания ПХГ, совершенствование эксплуатации скважин ПХГ по результатам анализа данных ГДИ.

Дмитрий Владимирович Толмачев

Заместитель начальника лаборатории, к.т.н. Научные интересы: совершенствование газодинамических расчетов технологических режимов эксплуатации ПХГ с учетом функционирования наземного обустройства.

Евгения Николаевна Федорова

Инженер 1 категории. Научные интересы: совершенствование методологии обработки результатов ГДИ газовых скважин на нестационарных режимах.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-93-93.

та-коллектора на Щелковском ПХГ однозначно не установлены. В различных интерпретациях имеются расхождения как по площади структуры, простираению, так и в глубинах залегания кровли горизонта. Эти расхождения незначительны, но, учитывая малоамплитудность поднятия, могут оказывать существенное влияние на правильность оценки емкости ловушки Щелковского ПХГ.

На структурной карте (Рис. 1) в пределах замыкающей изогипсы минус 750 м, амплитуда поднятия составляет 21 м, а ограничивающие ловушку мульды на северо-западе и северо-востоке не превышают амплитуду прогибания – 2 – 3,5 м. Это обстоятельство указывает на критические направления возможного движения закачиваемого газа за пределы Щелковского поднятия. Не исключено, что скопления могут сосредотачиваться на предполагаемых Солнцевском и Набереженском поднятиях.

Рисовка юго-восточной периклинали структуры слабо обоснована. Возможно предположить торцевое сочленение Щелковского поднятия меридионального простираения с широтно-ориентированным склоном, осложненным новыми поднятиями. При меридиональном простираении ловушка будет ограничена изогипсой минус 745 – минус 747 м, что значительно уменьшит объем Щелковского ПХГ (Рис. 2, 3).

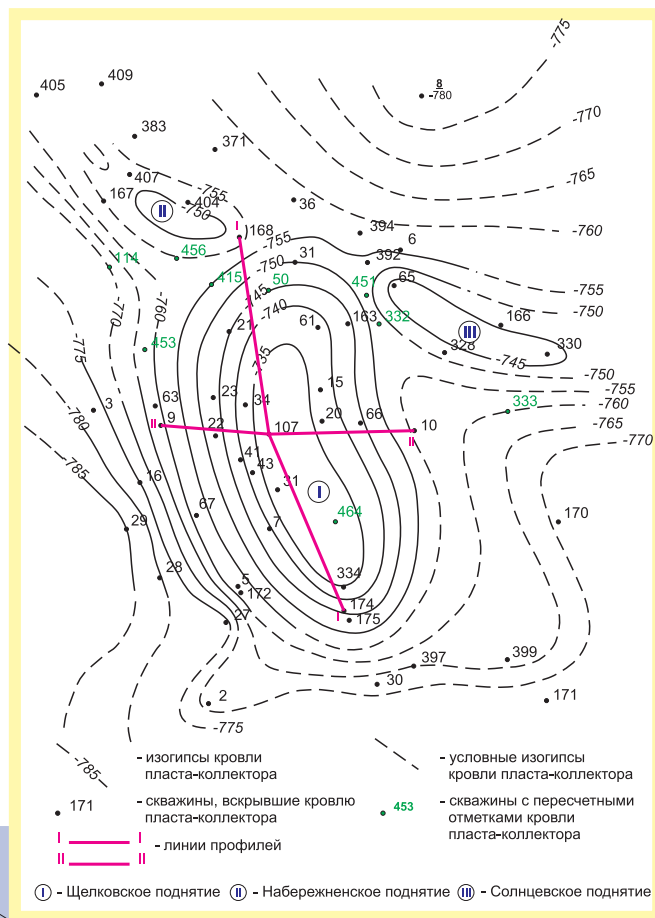


Рис. 2. Структурная карта по кровле щигровского пласта-коллектора (сост. А.Н. Давыдов).

Установление современной структуры Щелковского ПХГ как объекта со сложным геологическим строением требует применения наиболее эффективных методических приемов. Один из них описан в патенте изобретения №218343 (Москва, 20 июня 2002 г.) Эта разработка позволяет детально проследить историю формирования поднятия, установить основные структурообразующие движения и этапы расформирования, определить замыкающую изогипсу структурной ловушки.

Истинная амплитуда ловушки устанавливается по длинной оси структуры. Замыкающая изогипса ловушки всегда соответствует наименьшим значениям палеоотметки между сводом и периклиналями.

В соответствии с предложенным способом на основании анализа каротажных диаграмм, в разрезах скважин выделяют реперы, приуроченные к четко выраженным литолого-стратиграфическим границам. Амплитуду роста складки определяют по разности палеоотметок реперов (Табл. 1,2). Далее приступают к построению графика роста складки (Рис. 4).

На вертикальной оси в выбранном масштабе откладывают разности палеоотметок щигровского пласта-коллектора между сводовой скважиной и скважинами, пробуренными на периклиналях складки.

На горизонтальной оси через равные промежутки наносят реперы (геологическое время),

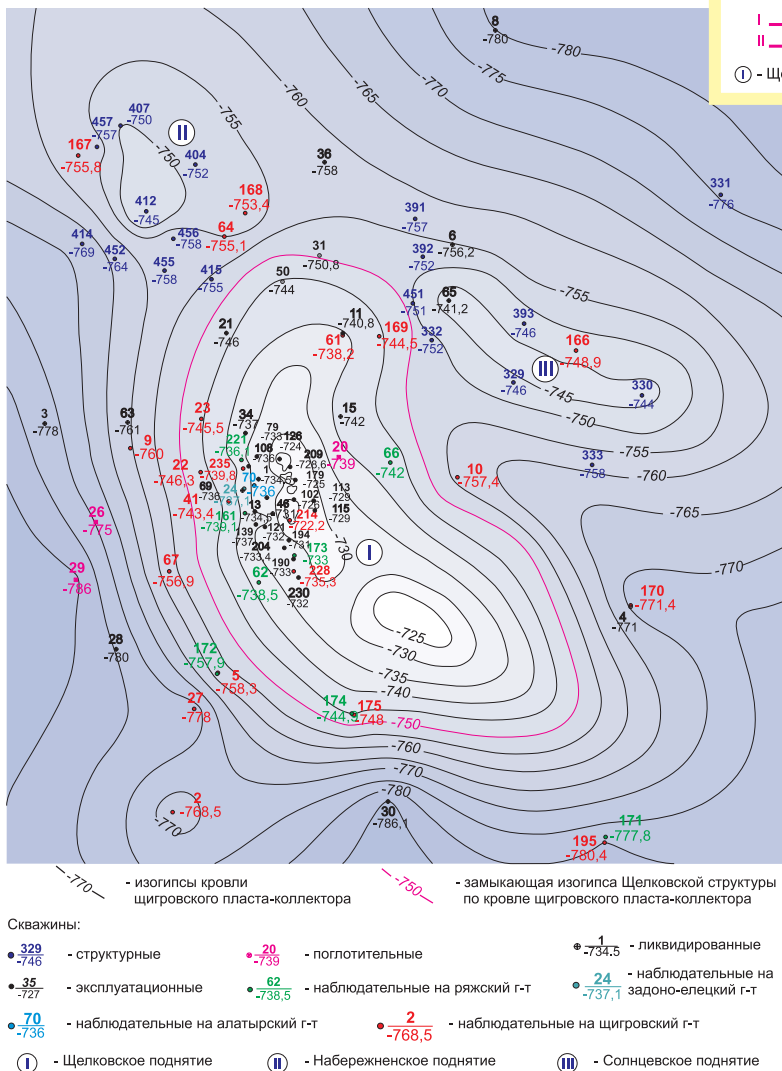


Рис. 1. Структурная карта по кровле щигровского горизонта верхнего девона (сост. Г.А. Шерстобитова).

выделенные при анализе каротажных диаграмм. Реперы могут быть обозначены стратиграфическими индексами или простой нумерацией от нижележащих к вышележащим.

Кривые на рисунке 4 отражают развитие периклиналей складки по кровле щигровского пласта-коллектора за период времени от P_1 (алатырский горизонт D_3a1 верхнего девона) до современного этапа P_5 . Из анализа кривых следует вывод, что как замкнутая ловушка, Щелковская структура уже существовала начиная с верхнего девона. Это выражается положением точек роста на обеих кривых P_1 выше горизонтальной оси графика (Рис. 4).

Разность палеоотметок между присводовой скважиной №107 и периклинальной №174 по кровле щигровского пласта-коллектора на современном этапе составляет 17 м, что соответствует залеганию кровли на абсолютной отметке минус 747 м (Табл. 1, Рис. 1). На профиле по линии скважин №№ 168-107-174 показана часть щигровского горизонта, входящего в объем ловушки, то есть выше абсолютной отметки минус 747 м (Рис. 3).

Когда мы говорим, что разность палеоотметок по кровле пласта между скважинами №№ 174 и 107 составляет 17 м, то это не значит, что амплитуда ловушки 17 м. В данном случае наивысшая отметка кровли на своде по скв. №102 отбивается на отметке минус 726 м. Разница между абсолютной отметкой в скв. №102 и замыкающей изогипсой, т.е. высота ловушки, составит $747-726 = 21$ м.

Существующие системы заложения поисково-разведочных скважин в пределах контура ловушки направлены на изучение структурных поверхностей целевых горизонтов и выяснение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Создание геодинамической модели, наряду со структурной и седиментационной, позволит наметить участки напряженно-деформационного состояния пород в пластовых условиях. Имеются достоверные промысловые данные, которые указывают на более высокие дебиты скважин, расположенных в межблоковых разуплотненных зонах по сравнению со скважинами, расположенными в зонах сжатия.

Зависимость приемистости и отдачи флюидов от геодинамического состояния коллектора однозначно установлена при эксплуатации месторождений, а также экспери-

ментальными работами.

Как указывает В.С. Шеин (Шеин, 2006) выполненные геодинамические построения и экспериментальные исследования ФЕС коллекторов позволяют пересмотреть распределение запасов по площади в пределах хорошо изученного Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ).

Согласно подсчетам запасов 1968 г. в центре месторождения сосредоточено до 60 % запасов. Выполненные А.И. Петровым и В.С. Шеиным (Петров, Шеин, 1998) построения показывают, что наряду с разуплотненными блоками с высокой продуктивностью в центре месторождения широко развиты массивы уплотненных пород с аномальным сжатием. Эксплуатационные скважины в этих зонах имеют низкие начальные дебиты и нерентабельны. По периферии месторождения, на востоке выделяются крупные зоны разуплотнения, высокая продуктивность которых подтверждена единичными скважинами. В этих разуплотненных зонах, по их мнению, предполагается сосредоточение до 40 и более процентов запасов газоконденсата, что существенно меняет стратегию разработки месторождения.

Отсюда можно сделать вывод, что предлагаемые традиционные системы размещения эксплуатационных скважин на основе изучения структурных поверхностей и выяснения седиментационной неоднородности разреза не отразят в полном объеме достоверность запасов без учета геодинамической модели, т.е. матрицы напряжений.

Каждой ловушке соответствует своя матрица напряжений, в зависимости от направлений прилагаемых усилий деформации, глубины залегания и литотипа пород целевого горизонта.

В работе (Крылов, Сидоров, 1989) указывается на связь месторождений с зонами нарушений, характеризующимися аномально высокими значениями современных движений земной поверхности. По мнению авторов для формирования и сохранения залежей более важным фактором является не амплитуда, а современная активность разрывных нарушений.

М.М. Мандельбаум (Мандельбаум, 1966), изучая нефтегазоносность Иркутского бассейна, пришел к выводу, что размещение залежей нефти и газа в большей степени подчинено палеоструктурному плану, чем современным

№№ реперов	Скв. 107		Скв. 168		Амплитуда роста (разница палеоотметок)
	Глубина горизонта, м	Альтитуда	Глубина горизонта, м	Альтитуда	
	886,5	156,0	927,0	173,8	
	Глубина репера	Палеоотметка	Глубина репера	Палеоотметка	
P-1	745,0	589,0	788,0	614,0	25,0
P-2	606,0	450,0	646,0	472,0	22,0
P-3	344,0	188,0	385,0	211,0	23,0
P-4	176,0	20,0	212,0	38,0	18,0
P-5		730,0		753,0	23,0

Табл. 1. Палеоструктурный анализ по кровле щигровского пласта-коллектора. Северная периклираль Щелковской структуры. (Стратиграфическая приуроченность реперов: P_1 – к алатырскому горизонту, P_2 – к задонско-елецкой толще, P_3 – к турнейскому ярусу, P_4 – к каширскому горизонту, P_5 – современный этап).

№№ реперов	Скв. 107		Скв. 174		Амплитуда роста (разница палеоотметок)
	Глубина горизонта, м	Альтитуда	Глубина горизонта, м	Альтитуда	
	886,5	156,0	900,0	153,0	
	Глубина репера	Палеоотметка	Глубина репера	Палеоотметка	
P-1	745,0	589,0	770,0	617,0	28,0
P-2	606,0	450,0	618,0	465,0	15,0
P-3	344,0	188,0	356,0	203,0	15,0
P-4	176,0	20,0	177,0	24,0	4,0
P-5		730,0		747,0	17,0

Табл. 2. Палеоструктурный анализ по кровле щигровского пласта-коллектора. Южная периклираль Щелковской структуры. (Стратиграфическая приуроченность реперов: P_1 – к алатырскому горизонту, P_2 – к задонско-елецкой толще, P_3 – к турнейскому ярусу, P_4 – к каширскому горизонту, P_5 – современный этап).

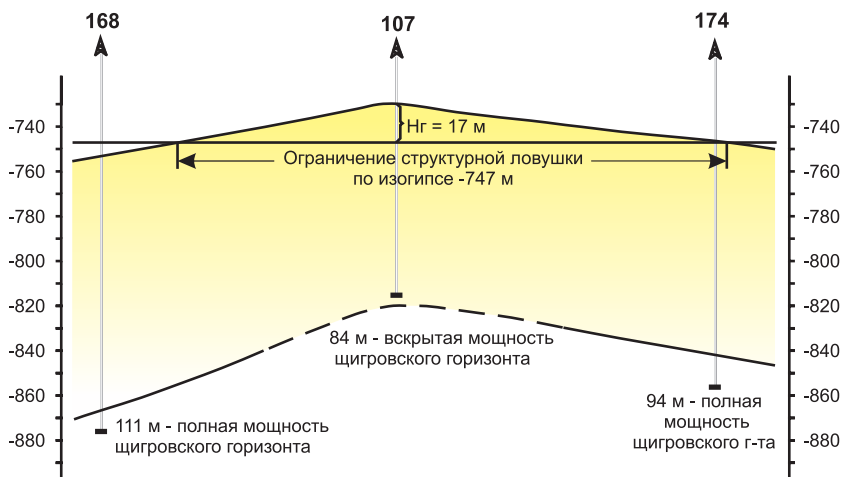


Рис. 3. Щелковское ПХГ. Схематический профиль по линии скважин №№168-107-174 (сост. А.Н. Давыдов).

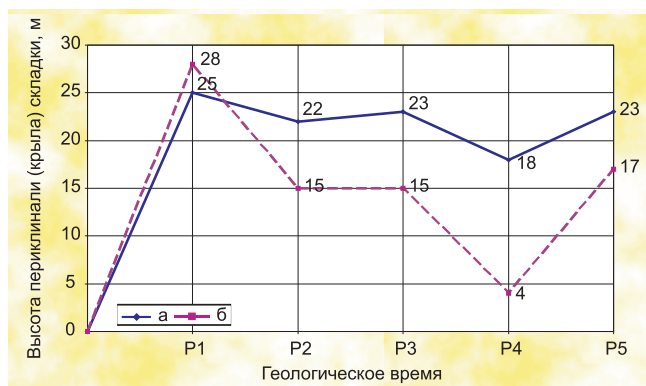


Рис. 4. Палеоструктурный анализ Щелковской площади по кровле щигровского пласта-коллектора. График роста периклиналей структуры. (сост. А.Н. Давыдов). а – кривая роста северной периклинали (скв. 107-168), б – кривая роста южной периклинали (скв. 107-174).

гипсометрическим отметкам.

Многие исследователи приводят зависимость улучшения коллекторских свойств на поднятиях, формирование которых связано с этапами интенсивного роста. Эта закономерность является определяющей в распространении улучшенных коллекторских свойств на палеоподнятиях вне зависимости от его современной структурной поверхности.

Детальный палеоструктурный анализ с выделением этапов сжатия и растяжения позволит наметить матрицу напряжений в истории развития продуктивного (целевого) горизонта. Таким образом, очевидно, что создание комплексной модели – структурной, седиментационной и геодинамической – позволит более рационально размещать эксплуатационные скважины, что существенно повысит эффективность работы ПХГ.

В первом приближении матрица напряжений может быть установлена при анализе вертикальных движений за современный этап лишь на структурах с унаследованным развитием.

Для создания матрицы напряжений в контуре сложной структурной ловушки необходимо выполнить следующие геологические исследования:

1. Установить современный структурный план ловушки по кровле целевого горизонта;

2. Выделить в разрезах вскрытых отложений на каротажных диаграммах опорные реперные горизонты;

3. Установить в истории развития ловушки основные структурообразующие этапы;

4. Сопоставить палеоструктурные планы по основным структурообразующим этапам в истории развития ловушки с палеомощностями целевого (продуктивного) горизонта;

5. Выделить в истории развития ловушки зоны уплотнения и разуплотнения в контуре палеоструктуры, т.е. матрицу напряжений.

Зоны разуплотнения в контуре палеоструктуры являются благоприятными участками для заложения эксплуатационных скважин.

Способ создания матрицы напряжений основан на геологических материалах поис-

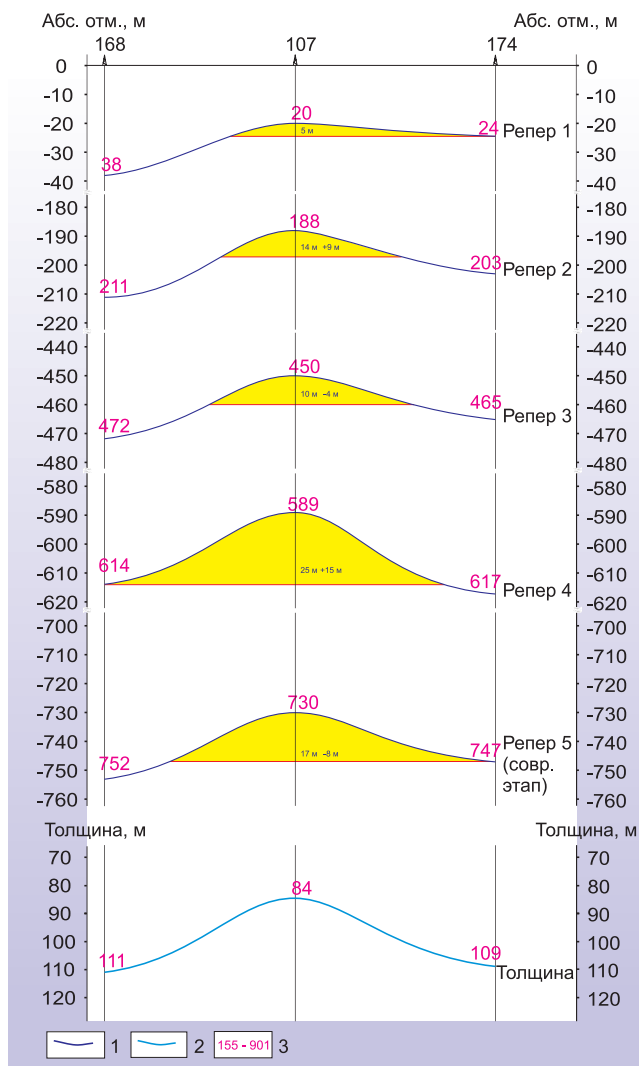


Рис. 5. Палеоструктурный профиль кровли щигровского пласта-коллектора по линии скважин №№168-107-174. (сост. А.Н. Давыдов). Репер 1 – кровля алатырского горизонта, Репер 2 – кровля задонско-елецкого горизонта, Репер 3 – кровля турнейского яруса, Репер 4 – кровля каширского горизонта, Репер 5 – кровля щигровского горизонта (современный этап). 1 – палеоструктурная поверхность щигровского горизонта по реперам, 2 – современная поверхность подошвы щигровского горизонта, 3 – абсолютные отметки кровли реперов по скважинам.

ково-разведочных скважин и в практике геологоразведочных работ аналогов не имеет.

Существующие методы заложения эксплуатационных скважин основаны на морфологии современной структурной поверхности продуктивного горизонта и его седиментационной неоднородности.

Предлагаемый способ отличается тем, что:

- определяется амплитуда вертикальных движений продуктивного горизонта на время накопления выделенных реперов в геологическом интервале времени;

- устанавливаются этапы сжатия и растяжения продуктивного горизонта в истории развития ловушки;

- на палеоструктуру продуктивного горизонта наносится матрица напряжений и намечаются участки заложения эксплуатационных скважин в межблоковых разуплотненных зонах, благоприятных по геодинамическим напряжениям в отношении приемистости и отдачи флюидов по сравнению с участками сжатия.

Предложенная модель совмещает морфологию структурных поверхностей продуктивного горизонта в истории развития ловушки, его седиментационную неоднородность и геодинамическое состояние продуктивного горизонта.

Создание матрицы напряжений можно осуществить двумя способами. Первый, менее затратный, заключается в построении палеоструктурных профилей по реперам; выделении на профилях зон сжатия и растяжения; нанесение их на палеоструктуру целевого горизонта.

Второй способ предусматривает построение палеоструктурных карт по реперам, выделение в их пределах зон сжатия и растяжения, нанесение их на палеоструктуру целевого горизонта.

Точность выделения зон сжатия и растяжения в предлагаемых способах идентичны. Отличие заключается в их графическом отображении: в первом случае выполняют палеоструктурные профили, во втором – палеоструктурные карты.

История развития ловушки прослежена по кровле пласта-коллектора на время накопления выделенных реперов (Табл. 1, 2; Рис. 4).

Анализируя эти материалы можно прийти к следующим выводам:

1. Как замкнутая ловушка Щелковская площадь уже существовала по подошве пласта-коллектора (Рис. 5).

2. Основной структурообразующий этап приходится на время накопления репера P_5 (современный этап).

3. На современном этапе структурная ловушка совпадает в плане с палеомощностями пласта, что говорит об «унаследованном» развитии ловушки за время накопления выделенных реперов (Рис. 5). Рассматривая этапы развития пласта-коллектора на время накопления выделенных реперов можно утверждать, что сводовая часть ловушки развивалась прерывисто. Этот вывод вытекает из знакопеременных (положительных и отрицательных) вертикальных движений в присводовой части ловушки.

По кровле репера P_1 амплитуда ловушки составляет 5 м, а по кровле P_2 – 14 м. Пример расчета вертикальных движений от P_1 до кровли P_2 :

$$(\text{амплитуда } P_2) - (\text{амплитуда } P_1) = 14 - 5 = +9 \text{ м.}$$

Аналогичные расчеты для реперов P_3 , P_4 и P_5 показали следующие значения вертикальных движений:

от P_2 до $P_3 = -4$ м, от P_3 до $P_4 = +18$ м и от P_4 до $P_5 = -11$ м.

Важно отметить, что эти знакопеременные движения совпадают в плане с контуром свода палеоструктуры и являются благоприятными участками сжатия и растяжения для концентрации эксплуатационных скважин, тем более что на современном этапе пласт находится в режиме разуплотнения (Рис. 5).

Наиболее благоприятным участком для концентрации эксплуатационных скважин является свод ловушки.

Литература

Современная геодинамика и нефтегазоносность. Под ред. Крылова Н.А., Сидорова В.А. М.: Наука. 1989.

Мандельбаум М.М. Методические основы нефтегазопроисловых исследований в южной части Сибирской платформы. Автореферат канд. дисс. Новосибирск. 1966.

Петров А.И., Шейн В.С. Современная геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа. М.: ВНИГНИ. 1998. 22-24.

Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. Москва: ВНИГНИ. 2006.

A.N. Davydov, G.N. Ruban, A.A. Mikhailovsky, G.A. Sherstobitova, S.A. Khan, D.S. Korolev. **Subsurface geology detalization of the Schelkovskoye UGS current structural trap.**

The application of geological structure detalization technique based on paleostructural analysis is proposed for adjustment of the UGS Schelkovskoye structural trap parameters. Rock tension-compression zones determination and well location substantiation has been considered for UGS operational efficiency improvement.

Keywords: underground gas storage, paleostructural section, trap amplitude, reservoir.

Алегро Николаевич Давыдов

д. г.-м. н., главный научный сотрудник. Научные интересы: палеоструктурный анализ, геолого-разведочные работы при создании ПХГ и открытии месторождений.

Галина Александровна Шерстобитова

научный сотрудник лаборатории геологического обоснования создания ПХГ Центра подземного хранения газа. Научные интересы: выбор геологических объектов для создания ПХГ, геологическое моделирование.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)719-11-89, (495)355-93-93.

Денис Сергеевич Королев

главный технолог отдела оптимизации режимов работы ПХГ Управления по подземному хранению газа ОАО «Газпром». Научные интересы: геология подземного хранения газа.

117997, РФ, Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65. Тел.: (495)719-11-89.

КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАЛУЖСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

В настоящей работе представлены результаты внедрения нового комплекса дистанционно-геофизических исследований. Уточнено геологическое строение Калужского подземного хранилища газа.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, поровый объем, имитационная модель, газонасыщенная область, неоднородность пласта, ловушка.

Калужское подземное хранилище газа (ПХГ) является первым хранилищем, созданным в нашей стране в водоносном пласте. По результатам разведочного бурения и гидродинамических исследований, проводившихся в 60-е годы, был сделан вывод о возможности создания в гдовском водоносном песчанике Калужского поднятия подземного хранилища газа.

К концу 1963 г. объем хранилища был доведен до 400 млн. м³ газа, завершился процесс опытной эксплуатации и в декабре 1964 г. Калужское газохранилище было переведено в разряд промышленных. В 1964 г. при увеличении объема хранилища свыше 400 млн. м³ было выявлено, что на поднятии, осложненном двумя куполами, образовалось соответственно две газовых залежи: одно в районе основного (1-го) очага объемом свыше 340 млн. м³ и вторая – в районе второго очага (северо-западная часть структуры) объемом около 60 млн. м³.

В 1967 г. после уточнения структурного плана северо-западной части поднятия был разработан технологический проект расширения ПХГ до изогипсы – 800 м и общим объемом 1,050 млрд. м³ и активным 600 млн. м³ газа. Однако расширение газохранилища было приостановлено до ликвидации и локализации перетоков в вышележащие горизонты. В процессе промышленной эксплуатации было уточнено геологическое строение хранилища, которое представляет собой следующее (Рис. 1). Объектом хранения является гдовский пласт-коллектор (1), перекрытый глинистой крышкой (3). Пласт-коллектор имеет связь с кристаллической брекчией (2) через тектоническое нарушение (10). Кристаллическая брекчия в основном также имеет глинистую крышку, которая в районе скважины 76 имеет литологическое «окно» (10). В этом месте осуществляется непосредственный контакт кристаллической брекчии с вышележащим воробьевским горизонтом. Воробьевский горизонт перекрыт глинистой крышкой, которая является резервной, она хорошо выдержана по мощности и не имеет нарушений. Благодаря этому газ, перетекающий из объекта хранения через литологическое нарушение (11) и насыщая брекчию через литологическое окно (10), попадает в воробьевский горизонт, где скапливаясь, образует вторичную залежь газа. Наличие резервной крышки на глубине (560 м) надежно изолирует вышележащие горизонты от проникновения существенных объемов хранимого газа в вышележащие горизонты,

что обеспечивает безопасную эксплуатацию ПХГ. В 1984 г. был принят проект с пиковым режимом эксплуатации общим объемом газа 820 млн. м³ и активным 440 млн. м³. Выход хранилища на проектные показатели осложнился появлением газа за проектным контуром газонасыщенности (скв. № 33). По результатам разведочного бурения герметичность разлома в юго-восточной части однозначно не определялась, в результате чего возникла угроза неконтролируемого ухода газа за замок ловушки. В связи с чем, в 1995 г. общий объем газа в хранилище был ограничен до 630 млн. м³.

Таким образом, основным фактором сдерживающим наращивание общего объема хранилища является сложность геологического строения и невозможность построения детальной адекватной геолого-технологической модели эксплуатации Калужского ПХГ на основе материалов разведочного бурения проведенного в 60-е годы.

Применение современных методов разведки геологических структур получивших развитие в последние годы позволяют решить поставленную задачу и создать геолого-технологическую модель Калужского ПХГ нового поколения на уровне мировых стандартов и оценить возможность безопасного увеличения объема хранения.

Для совершенствования технологии и дальнейшего развития хранилища впервые на ПХГ РФ был разработан и в настоящее время реализуется комплекс дистанционных и геофизических исследований (КДГИ) направленный на детальное изучение геологического строения Калужского ПХГ и создание современной технологической модели пластовой части (Рис. 2).

КДГИ оптимален по сочетанию затрат и получаемой геологической информации, так стоимость полученной информации по 3 Д сейсмическим исследованиям о недрах на площади ~20 м² соизмерима со стоимостью бурения одной разведочной скважины.

Комплекс включает в себя наиболее современные и конкурентноспособные разработки не только по методике работ, но и в обработке данных и интерпретации получаемых результатов. Набор методов исследований подобран исходя из минимизации затрат, но без потерь качества получаемой информации для создания геолого-технологической модели ПХГ.

Впервые для уточнения тектонического строения хранилищ на Калужском ПХГ были использованы космичес-

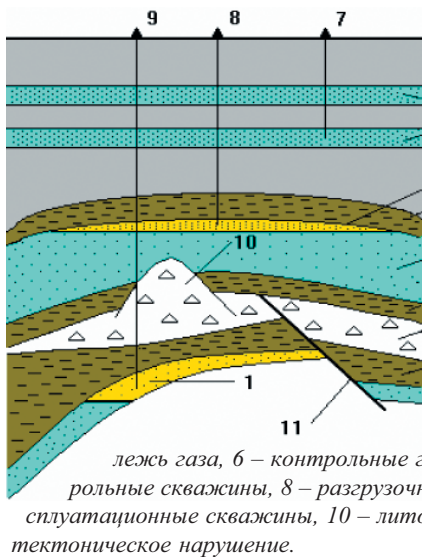


Рис. 1. Геологическое строение Калужского ПХГ. Условные обозначения: 1 – объект хранения газа (гдовский горизонт), 2 – кристаллическая брекчия, 3 – глинистая покрывка, 4 – воробьевский горизонт, 5 – техногенная залежь газа, 6 – контрольные горизонты, 7 – контрольные скважины, 8 – разгрузочные скважины, 9 – эксплуатационные скважины, 10 – литологическое окно, 11 – тектоническое нарушение.

кие исследования. Космические исследования являются начальной стадией комплекса КГДИ, результаты которых используются при проектировании сейсмических исследований Калужского ПХГ. Основными задачами комплексных космических исследований являются:

- уточнение тектонического строения Калужского ПХГ;
- оптимизация и повышение эффективности проектирования сейсмических исследований.

При помощи программных комплексов Erdas Imagine 8.7 и WinLessa 2.1 были обработаны космические снимки площади Калужского ПХГ в результате чего были выявle-



Рис. 2. Схема комплекса исследований по созданию современной технологической модели Калужского ПХГ.

ны новые тектонические нарушения, ранее не определявшиеся по результатам разведочного бурения (Рис. 3).

В дальнейшем изучение площади Калужского ПХГ при помощи космических исследований будут продолжены в радиолокационном диапазоне частот.

Для последующего уточнения геологического строения хранилища в июле 2006 г. были проведены сейсмические исследования, на площади первого очага закачки ~15 км².

Наличие лесов I категории расположенных на площади Калужского ПХГ, естественных и искусственных водоёмов, развитой техногенной инфраструктуры не позволяли провести 3D исследования по методике регулярных стандартных сейсмических наблюдений. В связи, с чем впервые на ПХГ применялась современная технология адаптированных к местности сейсмических исследований 3D, которая



Рис. 3. Результаты дешифрирования космических снимков Калужского ПХГ.

предназначена для проведения объёмных исследований в сложных поверхностных условиях местности. Сейсмические исследования в комплексе с электроразведкой планируется продолжить, охватив площадь 2 очага закачки.

По предварительным результатам первичной обработки сейсмических исследований геологическое строение Калужского ПХГ является более сложным чем по результатам разведочного бурения. Был выявлен ряд неизвестных тектонических нарушений на площади 1 очага закачки, что позволит существенно уточнить геологическую и технологическую модель хранилища.

Полученная информация в совокупности с промышленными данными в последующем используется для разработки геологической и технологической модели Калужского ПХГ.

Реализация разработанного комплекса исследований позволит:

- провести доразведку Калужского ПХГ и уточнить особенности геологического строения хранилища, используя современные методы исследований;
- получить наиболее достоверную исходную информацию для создания геологической модели хранилища;
- создать гидродинамическую модель Калужского ПХГ на уровне мировых стандартов и в комплексе с реконструкцией наземного обустройства обеспечить дальнейшее развитие и совершенствование технологии эксплуатации Калужского подземного хранилища газа.

S.G. Soldatkin. **Complex of researches for creation of hydrodynamic model of operation Kaluga UGS.**

In this article the results of new multidiscipline remote geophysical measurements are presented and the geological structure of Kaluzhskoye UGS is determined.

Keywords: underground storage/storehouse of gas, imitating model, heterogeneity of a layer, a trap.

Сергей Григорьевич Солдаткин
к.т.н., начальник лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: вопросы эксплуатации ПХГ в водоносных пластах, методы контроля и диагностики герметичности ПХГ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-93.



ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА ПЛАСТА-АККУМУЛЯТОРА ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ КАРАШУРСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Изучены региональные факторы пригодности пластов-коллекторов Карашурского подземного хранилища газа для захоронения промышленных стоков. Определен наиболее благоприятный для захоронения промстоков пласт-коллектор – карбоновые отложения турнейского яруса. Отражены основные факторы, позволяющие рекомендовать турнейский ярус в качестве объекта для захоронения промстоков.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, утилизация, захоронение промышленных стоков, циклическая эксплуатация, пласт-коллектор.

Создание подземных хранилищ газа (ПХГ), как и любого крупного промышленного объекта, требует решения целого ряда возникающих при этом экологических проблем. Одной из них является утилизация и захоронение промышленных стоков.

В отечественной и зарубежной практике сооружения подземных хранилищ газа промышленные стоки, как правило, закачивают обратно в пласты-коллекторы – объекты хранения газа. Подземное захоронение жидких отходов является наиболее рациональным способом поддержания и оздоровления экологической обстановки. Для этого выполняется достаточно большой объем исследовательских работ. Некоторые из них по своей сути совпадают с исследованиями, осуществляемыми при поисках перспективных объектов для хранения газа, и в этом случае задача значительно упрощается.

Если же стоки планируются по тем или иным причинам сбрасывать в другие водоносные пласты, то это потребует проведения специальных работ по полной программе.

К объектам для захоронения промстоков ПХГ предъявляются определенные требования (Гидрогеоэкологический контроль..., 2000; 2005). Во-первых, водоносный горизонт должен иметь высокую поглощающую способность и надежную природную изоляцию, оцениваемую отсутствием гидродинамической взаимосвязи с другими горизонтами. Во-вторых, захоронение промстоков производится в пласты, содержащие только минерализованные воды, не используемые на практике для водоснабжения. Известно, что в США нижний предел минерализации рекомендуется 10 г/л. В-третьих, крайне желательно выше пласта-аккумулятора промстоков иметь резервный буферный водоносный горизонт, способный аккумулировать возможные (по техническим причинам) утечки.

Необходимо также принять во внимание характер движения подземных вод, их скорость и направление. Известно, что глубокозалегающим горизонтам артезианских бассейнов присущи крайне низкие гидравлические градиенты. Это, практически, застойные зоны.

Важнейшим моментом при оценке возможностей для захоронения промстоков является также и знание региональных гидрогеологических условий формирования артезианских бассейнов.

В работе (Гидрогеологические исследования..., 1993) представлена схема распространения возможных коллекторов для захоронения сточных вод в артезианских бассейнах Восточно-европейской платформы. Для районов Удмуртии (г. Ижевск) в качестве перспективных установлены водоносные комплексы, стратиграфически приуроченные от D_3t-D_2 до $C_2b-D_3f_2$ (Гидрогеологические исследования..., 1993; Тектоника Вятско-Камского..., 1968). Башкирско-верхнефранский водоносный комплекс $C_2b-D_3f_2$ достаточно мощно развит на территориях Саратовской, Самарской областей, Татарии и Удмуртии. Региональным водупором в этом комплексе служат карбонатные и карбонатно-глинистые отложения тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона, мощность которых изменяется от 20 до 170 м.

Рассматриваемый водоносный комплекс относится к зоне весьма затрудненного (застойного) режима и приурочен к нижней части осадочного чехла, подземный сток оценивается в масштабе геологического времени, влияние климатических факторов, как правило, обнаружить не удавалось. Для оценки скорости водообмена достаточно успешно применяется изучение изотопно-геохимического состава вод. По концентрации стабильных изотопов дейтерия и кислорода-18, входящих в молекулы воды, можно сделать заключение о генезисе подземных вод. Воды седиментационного происхождения имеют высокие концентрации дейтерия и кислорода-18, при разбавлении водами инфильтрационного происхождения их концентрация уменьшается. В Волго-Камском артезианском бассейне были выполнены широкомасштабные изотопно-геохимические исследования (Гидрогеологические исследования..., 1993) в водоносных горизонтах, залегающих выше и ниже верейского водупора.

Воды горизонтов, расположенных под верейским водупором, содержат дейтерий в количествах, соответствующих составу вод первичных эвапоритовых бассейнов (от –41 до –28%). Поэтому подверейские водоносные горизонты интересующего региона оценивают как горизонты с низким темпом водообмена и констатируют практически полное отсутствие связи с инфильтрационными водами.

Генетический облик пластовых вод, как правило, оценивают хлорнатриевым соотношением. Установлено, что

rNa^+/rCl^- для океанической воды равен 0,87; при $rNa^+/rCl^- > 0,87$ воды имеют метеорное и инфильтрационное происхождение. Если $rNa^+/rCl^- < 0,87$ воды являются седиментогенными морского генезиса или древними инфильтрогенными. Другим фактором генезиса пластовых вод является величина Cl^-/Br^- , которая для океанической воды равна 300. При $Cl^-/Br^- > 300$ – воды либо инфильтрогенные, либо седиментогенные метеорного происхождения; при $Cl^-/Br^- < 300$ воды являются седиментогенными или древнеинфильтрогенными. Этот фактор оценки связан с тем, что бром является активным водным мигрантом.

Водоносные комплексы нижнего карбона и девона, находящиеся в зонах затрудненного и застойного водообмена, надежно изолированы от проникновения в них инфильтрационных вод и содержат сульфатно-хлоридные и хлоридные воды высокой минерализации (до 210 – 260 г/л). Характерным для вод этой зоны является повышенное содержание микрокомпонентов (йода, брома, бора).

Волго-Камский артезианский бассейн является гидрогеологической структурой I порядка, в пределах которой происходит питание, накопление и разгрузка подземных вод. Границы артезианских бассейнов проводятся по водоразделам подземных вод двух верхних гидрогеологических зон (свободного и затрудненного водообмена). Следовательно, перетоки подземных вод в естественных условиях из одного бассейна в другой полностью исключены.

В границах Волго-Камского артезианского бассейна нижнекаменноугольные породы выходят на дневную поверхность или непосредственно под четвертичные отложения в краевых областях бассейна, а именно в 320 км к юго-востоку от Карашурской площади, в 700 км к западу на Окско-Цнинском валу; на Жигулевском валу (в 400 км западнее) они залегают под отложениями C_3-C_2 .

Водоносный горизонт турнея из-за отсутствия выдержанного водоупора на границе карбона с девонем гидродинамически связан с водоносными горизонтами карбонатной части разреза верхнего девона и объединяется с ним в единый водоносный комплекс толщиной до 600 м (Геология и нефтеносность..., 1976).

Водовмещающими породами являются трещиноватые и выщелоченные известняки, иногда с прослоями доломитов. Основные водопроводящие толщи приурочены к закарстованным и трещиноватым рифогенно-карбонатным массивам турнейского и фаменского ярусов толщиной до 500 м. Причем наиболее изученной является турнейская часть разреза, к которой приурочены нефтяные месторождения. Карбонатная часть франского яруса изучена слабо.

Покрышкой водоносного комплекса служат глинистые породы в основании нижнекаменноугольной терригенной толщи.

Водоносный комплекс в регионе обладает резко неоднородной водообильностью. Дебиты скважин колеблются от 0,4 до 800 м³/сут, проницаемость от единиц до 2850 мД (Геология и нефтеносность..., 1976).

В местах выхода на поверхность (Окско-Цнинский вал и др.) турнейский водоносный комплекс содержит пресные воды. По мере удаления от областей питания увеличивается глубина залегания подземных вод, возрастает их минерализация и меняется химический состав вод от гидрокарбонатных кальциевых через сульфатные до хлорид-

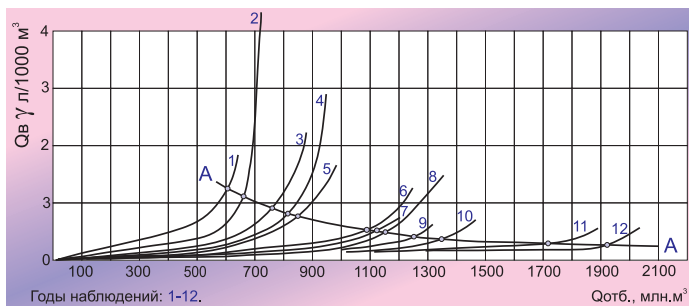


Рис. 1. Зависимость водного фактора при отборе газа на Инчукалском ПХГ.

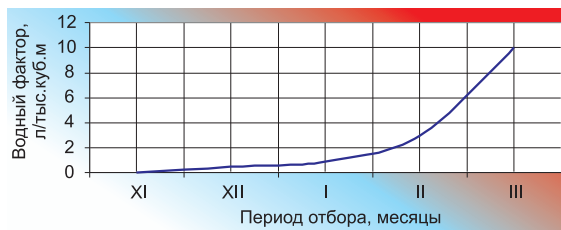
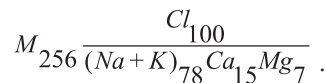


Рис. 2. Прогнозный расчет водного фактора при отборе газа на Карашурском ПХГ.

ных натриевых.

На Карашурской площади из данного водоносного комплекса получены хлоридно-натриевые рассолы удельного веса 1,171, имеющие формулу химического состава:



Содержание брома 518 мг/л, йода – 11 мг/л, бора – 19,6 мг/л. Коэффициенты метаморфизации составляют $Na/Cl = 0,78$; $(Cl-Na)/Mg = 2,95$. Тип воды по Сулину хлоркальциевый.

Воды по своему химическому составу аналогичны водам яснополянского горизонта. Статический уровень находится на глубине 207 – 212 м (абсолютная отметка плюс 23 – 26 м).

В рассматриваемом водоносном комплексе Волго-Камского артезианского бассейна успешно эксплуатируются опытно-промышленный полигон захоронения жидких радиоактивных отходов института НИИАР (г. Димитровград) и полигон захоронения промстоков Кирово-Чепецкого химкомбината с токсичными компонентами (Гидрогеологические исследования..., 1993).

Полигон в районе г. Димитровграда организован для сброса отходов в водовмещающие пласты башкирско-ок-

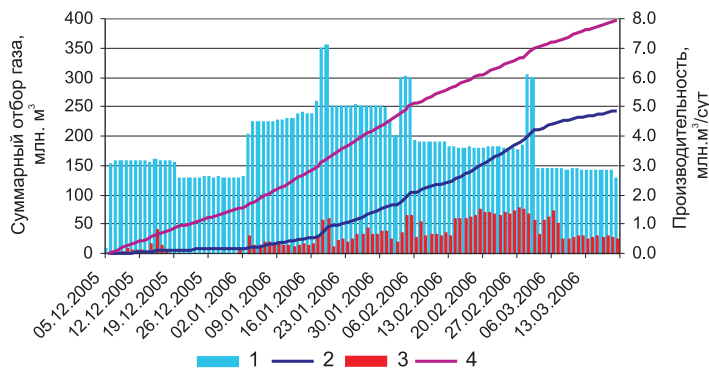


Рис. 3. Фактические показатели отбора газа на Карашурском ПХГ в 2005 – 2006. 1 – $Q_{сут.}$, млн.м³, 2 – Q воды сезон, м³, 3 – Водный фактор, л/1000м³, 4 – Q газа за сезон, млн.м³.

ского комплекса и яснополянского надгоризонта, в районе захоронения башкирско-окские отложения залегают на глубинах 1138 – 1184 м, которые перекрыты верейским водоупором мощностью 45 – 64 м, выше залегают буферные верхне-нижнепермский и верхне-среднекаменноугольный комплексы. Яснополянский надгоризонт залегают на глубине 1410 – 1467 м, перекрыт глинисто-карбонатными отложениями окского и яснополянского горизонтов, подстилается плотными глинистыми известняками турнейского яруса мощность которых достигает 30 – 40 м. Полигон эксплуатируется с 1966 г. (Гидрогеологические исследования..., 1993). Многолетние наблюдения за эксплуатацией полигона в этих отложениях показали, что радиус распространения близок к круговому и не превышает 1400 м.

Кирово-Чепецкий полигон захоронения расположен в восточной части Восточно-европейской платформы. Пластом-коллектором служат отложения доломитов с прослоями известняков окско-серпуховского горизонта на глубине 1257 – 1438 м. Закачка промыслов ведется через 6 нагнетательных скважин в объеме до 2000 м³/сут, полигон эксплуатируется с 1987 г., распространение компонентов зафиксировано на удалении 100 – 200 м в концентрациях, соответствующих зоне дисперсии фронта отходы – подземные воды (Тектоника Вятско-Камского..., 1968).

Рассмотрим проблему захоронения промыслов для конкретного объекта – Карашурского ПХГ.

Карашурское ПХГ создается в отложениях яснополянского надгоризонта (тульский и бобриковский горизонты) нижнего карбона. Поднятие, которое исследуется в качестве ловушки, приурочено к Акаршурскому рифовому массиву. Это надрифовая складка размерами 2,4×2,1 км изометрической формы с амплитудой около 100 м.

Для изучения возможности захоронения промышленных стоков при создании и эксплуатации Карашурского ПХГ пробурены и опробованы со вскрытием карбонатных отложений турнейского яруса три скважины, из них 90 и 91 – в купольной зоне структуры. Приемистость скважин составила от 4,5 до 29 м³/сут при репрессии на пласт 2,5 МПа. Продуктивные характеристики позволяют с достаточным запасом нагнетать промысловые воды в период отбора газа. Степень герметичности покрышки малиновских глин оценивалась по откачкам. В качестве буферного горизонта рассматривался вышележащий бобриковский горизонт. Пластовые воды – хлоридно-натриевые рассолы плотностью 1171 кг/м³. Коэффициенты метоморфизации NaCl = 0,78 (Тектоника Вятско-Камского..., 1968).

Изучение региональных факторов пригодности пластов-коллекторов Карашурской площади для захоронения промышленных стоков, карбонатных отложений позволяет рекомендовать для этого карбонатные отложения турнейского яруса (Тектоника Вятско-Камского..., 1968).

Фаменско-турнейский пласт-коллектор разведан глубокими скважинами и представлен рифогенными карбонат-

ными образованиями. По своим параметрам пригоден для закачки промыслов. При этом, учитывая рифогенное происхождение, поглощательные скважины следует размещать в сводовой зоне структуры. Покрышкой над пластом-коллектором служат глинистые породы в основании нижнекаменноугольной терригенной толщи, представленные глинами малиновского горизонта мощностью более 25 м, повсеместно выдержанные по площади поднятия.

Перечислим основные факторы, позволяющие рекомендовать турнейский ярус в качестве объекта для захоронения промышленных стоков.

1. Наличие трех регионально выдержанных надежных водоупоров: глинистая толща малиновского возраста; верейские глины; уфимские глины, разделяющие пресные воды от минерализованных.

2. Генетический облик пластовых вод, указывает на их седиментационное морское происхождение.

3. Воды горизонтов ниже верейских глин по содержанию дейтерия соответствуют составу вод первичных эвапоритовых бассейнов.

4. Амплитуда ловушки по кровле турнейского яруса составляет около 200 м, приемистость скважин изменяется от 4,5 до 29 м³/сут на 0,1 МПа, которой вполне достаточно для закачки прогнозного объема промышленных стоков Карашурского ПХГ.

Для оценки возможного выноса воды на Карашурском ПХГ приведем в качестве аналогии опыт многолетней эксплуатации Инчукалнского ПХГ (Латвия), с довольно близкими фильтрационно-емкостными свойствами пласта-коллектора, амплитуда поднятия 100 м, средняя проницаемость 2 Дарси, эффективная толщина 48 м.

Наблюдения за динамикой водного фактора при создании Инчукалнского ПХГ в цирмском пласте-коллекторе (C_{1-2ср}) показали, что максимальный объем вынесенной пластовой воды составил 700 м³ в сезоне отбора газа 1978 – 1979 гг. и в дальнейшем, по мере освоения пласта-коллектора, не превышал 120 – 480 м³ за сезон. Ниже приведен график наблюдений за водным фактором при создании Инчукалнского ПХГ.

Из анализа зависимости удельного объема воды от объема отобранного газа (Рис. 1) следует вывод, что водный фактор на Инчукалнском ПХГ постоянно снижается, несмотря на то, что газовый пузырь вначале представлял собой водоплавающую залежь до момента вывода газохранилища на проектные показатели. Средняя величина водного фактора не превышает 0,5 – 0,6 л/тыс. м³ газа. Кривая А-А проведена через определенные точки серии кривых зависимости Q_в = f(Q_{отб}), которые характеризуют начало активного увеличения объема воды в отбираемом газе. Как видно из графика, эта кривая описывает некоторую зависимость обводнения с ростом заполнения пласта газом, асимптотически стабилизируясь около некоторого значения. В сезоне отбора газа 2002 – 2003 гг. было извлечено 480 м³ пластовой воды при максимальном за все время эксплуатации объеме отобранного газа 2074 млн. м³. Средний за сезон водный фактор составил 0,27 л/тыс. м³.

На основании этого графика можно спрогнозировать вынос воды и на Карашурском ПХГ. Оценочными расчетами установили, что вынос пластовой воды за сезон отбора газа прогнозируется объемом 300 – 350 м³. В первые

Показатели	2005	2005-06	2006-07	2007-08
Суммарный отбор воды, м ³	130	243	385	300
Максимальный отбор воды в сутки, м ³	9,3	8,22	9,3	6,11
Максимальный за сезон водный фактор, л/тыс. м ³ газа	2,0	1,52	1,96	0,91
Средний за сезон водный фактор, л/тыс. м ³ газа	0,5	0,75	0,7	0,52

Табл. 1. Фактические показатели выноса воды из бобриковского пласта-коллектора Карашурского ПХГ в период ОПЭ в 2005 – 2008 гг.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ХРАНИЛИЩ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В работе рассмотрены критерии выбора хранилищ гелиевого концентрата в различных геологических условиях, преимущества и недостатки основных способов хранения, варианты создания хранилищ гелиевого концентрата в Восточной Сибири.

Ключевые слова: подземные хранилища/подземное хранение гелия, гелиевый концентрат, Восточная Сибирь, месторождения, герметичность, соляные каверны, перспективы, критерии выбора объекта, возврат гелиевого концентрата.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке открыто 49 месторождений нефти и газа. Наиболее перспективными районами для проведения геологоразведочных работ и разработки месторождений природного газа на

сегодняшний день представляются Иркутская область, республика Саха и Эвенкийский автономный округ.

Таким образом, в Восточной Сибири будет сформировано три региональных центра газодобычи Чайдинс-

Окончание статьи А.С. Гарайшина, Г.Н. Рубана «Основные критерии выбора...»

годы создания газохранилища возможен максимальный вынос воды до 450 м³, а максимальный суточный отбор пластовой воды в отдельные периоды не превысит 10 м³/сут. Полагали также, что при циклической эксплуатации максимальный водный фактор не превысит 3 – 5 л/тыс. м³. На рис. 2 приведен расчетный график возможного водного фактора при циклической эксплуатации Карашурского ПХГ. Полагали, что с уменьшением запасов газа, естественным образом будет расти величина водного фактора.

Для сравнения в табл. 1 приведены фактические показатели выноса воды из бобриковского пласта-коллектора Карашурского ПХГ в период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) в 2005 – 2008 годах.

Как видно из приведенной таблицы расчетные показатели оказались даже несколько завышенными, чем реальные данные. А это, в общем, означает, что был заложен значительный запас при экспертной оценке объемов выноса пластовой воды. На рис. 3 приведены показатели отбора газа из бобриковского пласта-коллектора в период резкого похолодания и повышенного потребления газа.

Анализ достигнутых результатах эксплуатации Карашурского ПХГ в бобриковском пласте-коллекторе, полученных в течение 6-ти дней в процессе увеличения отборов газа от 4,7 до 7,075 млн м³ и стабильной работы ПХГ в течение 3-х суток с производительностью около 7 млн м³/сут в сезоне отбора газа 2005 – 2006 гг. показал следующее. На начало увеличения суточной производительности пластовое давление было равно 12,3 МПа. Суточный расход газа плавно возрастал с 4,7 млн. м³ до 7,075 млн м³ с последующим переходом на стабильный режим отбора в объеме 5,03 млн м³/сут. Максимальный водный фактор составил всего 1,16 л/тыс. м³ газа, отсепарированная вода с плотностью 1107 кг/м³ соответствует минерализации 163-164 г/л. Был зафиксирован максимальный пик вынесенной воды в объеме 8,21 м³/сут.

Наблюдения за полигоном захоронения промстоков полностью подтвердили правильность выбора пласта-аккумулятора и его надежность. Результаты замеров глубин

залегания статического уровня в поглощающих №№ 90, 91 и наблюдательных скважинах №№ 1НГ и 2НГ, свидетельствуют о том, что на полигоне захоронения сформировался устойчивый купол закачиваемых промстоков. Гидравлическое влияние закачки промстоков сезона 2006 – 2007 гг. четко отразилось на режиме уровней в наблюдательных скважинах №№ 1НГ и 2НГ. Из контролируемых токсичных компонентов в пробах определен метанол в количествах: в скважине 1НГ – 0,001 г/дм³; в 2НГ – 0,004 г/дм³. При оценке влияния закачки промстоков в турнейские отложения на химический состав пластовых вод верхнепермских отложений установлено: захоронение промстоков Карашурского ПХГ на рассматриваемом этапе не оказало негативного воздействия на вышележащие водоносные горизонты и окружающую среду.

Литература

- Геология и нефтеносность Удмуртской АССР. Под ред. Л.В. Шаронова. Ижевск: «Удмуртия». 1976. 128.
- Гидрогеологические исследования для обоснования захоронения промышленных стоков. Под ред. Грабовникова В.А. ГП «Гидроспецигеология». Изд. «Недра». 1993.
- Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. Под ред. Ильченко В.П. М.: ИРЦ Газпром. 2000.
- Гидрогеоэкологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли. СТО Газпром 18-2005. М. 2005.
- Тектоника Вятско-Камского междуречья. Тр. Геол. института Казан. фил. АН СССР. Изд. «Недра». 1968.

G.N. Ruban, A.S. Garaishin. **The basic criteria of a choice of a layer-accumulator for a burial place of industrial drains Karashursky UGS.**

The fact whether reservoirs of Karashurskoye UGS can be used for disposal of industrial wastes has been studied on the basis of regional factors. Carboniferous deposits of the Tournai stage were defined as the most suitable reservoir for disposal of industrial wastes. The paper describes main factors that allow to recommend the Tournai stage to be used for above mentioned purposes.

Keywords: underground storage/storehouse of gas, recycling, burial place of industrial drains, cyclic operation, layer-collector.

кий (республика Саха, Якутия), Ковыткинский (Иркутская область) и Юрубчено-Тохомский и Собинско-Пайгинское (Красноярский, включая Эвенкийский автономный округ) (Рис. 1).

Высокое содержание гелия в природном газе месторождений Восточной Сибири (от 0,24 до 0,6 %) обуславливает необходимость его извлечения и длительного хранения. За время эксплуатации месторождений Восточной Сибири будут накоплены огромные количества гелиевого концентрата. В связи с малой текущей потребностью гелия, как для собственной, так и для мировой промышленности, необходимо разрабатывать технологии и способы длительного хранения гелиевого концентрата, с минимизацией потерь при его хранении сто и более лет.

Без решения проблем длительного хранения гелия не возможно комплексного освоения месторождений Восточного региона. Длительное хранение гелия в больших объемах возможно лишь при создании подземных хранилищ гелиевого концентрата в различных геологических структурах (Конторович и др., 2005). Для хранения гелиевого концентрата, выделяемого при разработке месторождений Восточной Сибири, рассмотрено три основных способа создания базовых хранилищ гелиевого концентрата: в соляных кавернах, в малых истощенных газовых месторождениях, возврат гелиевого концентрата в один из блоков (участков, пластов) разрабатываемого месторождения.

Одним из вариантов создания хранилищ гелиевого концентрата является использование соляных каверн.

Территория Восточной Сибири находится в зоне распространения Восточносибирского соленосного бассейна, в пределах которого выделяется соленосная формация кембрийско-вендского возраста, которая представлена чередованием пачек каменной соли и пластов, сложенных несолевыми, в основном, карбонатными породами. Исследования, проведенные ООО «Подземгазпром», позволили выделить ряд участков, пригодных для хранения гелиевого концентрата (Рис. 2).

При выборе возможных мест размещения хранилищ были приняты газотранспортные схемы и расположение газоперерабатывающих заводов, где будет происходить выделение гелиевого концентрата из природного газа месторождений. Намечены три пункта их возможного размещения:

- в Иркутской области, в районе п. Балаганск и п. Тыреть;
- на территории Красноярского края, в районе п. Богучаны;
- в Республике Саха (Якутия), в районе Чаяндинского НГКМ.

В районе п. Балаганск и п. Тыреть перспективные для создания подземных резервуаров пачки каменной соли толщиной 27–67 м, прослеживаемые в верхней части усольской свиты и в бельской свите, залегают на оптимальных глубинах (700–1500 м). Участок находится на левобережье р. Ангары в 170 км к северу от г. Ангарск. По соленосным нижнекембрийским отложениям характеризуемая площадь представляет собой моноклиналь, погружающуюся в северном и северо-восточном направлениях.

В районе п. Богучаны перспективные для создания подземных резервуаров пачки каменной соли бельской свиты и ангарской серии нижнего кембрия толщиной до 90 м

также залегают на оптимальных глубинах 700–1500 м. Однако в соленосных пластах прослеживаются маломощные прослои (до 2,5 м) несолевых пород – ангидритов, доломитов и др. которые могут не благоприятно влиять на герметичность хранилища. Рассматриваемая территория по кровле кембрийских отложений представляет собой моноклиналь, погружающуюся в южном направлении.

Чаяндинское гелиехранилище в солях, возможно, расположить на северо-восточной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения вне зоны тектонических нарушений. Перспективные для создания подземных резервуаров пачки каменной соли связаны с юрегинской (усольской) свитой кембрия толщиной от 20 до 75 м, залегающей в интервале 1040–1320 м.

При создании хранилищ в соляных кавернах, источниками водоснабжения для размыва солей может служить разветвленная речная сеть, а утилизация глинистого раствора может проводиться в глубокозалегающие пласты-коллекторы или сдавать на солезавод в Усолье-Сибирское (в случае Балаганского хранилища).

К недостаткам создания ПХГ в соленых кавернах является их высокая капиталоемкость, длительность создания, малые толщины соленого пласта и его неоднородность (наличие посторонних пропластков). Последнее обстоятельство может привести к значительным потерям гелия при его длительном хранении. Как правило, хранилища в соляных кавернах эффективны при необходимости обеспечить высокую суточную производительность при небольших объемах хранимого газа – так называемые пиковые ПХГ. При необходимости резервирования гелиевого концентрата в районах газодобычи, следует более детально рассмотреть возможность использования не соляных каверн, как это планировалось ранее, а газовые месторождения. По сравнению с организацией хранения гелиевого концентрата в соляных кавернах, создание хранилища гелия в гелийсодержащем месторождении можно осуществить в более сжатые сроки и с существенно меньшими капитальными затратами.

Наличие гелия в месторождениях и сам факт их существования свидетельствует о возможности длительного хранения гелиевого концентрата. Для хранилища гелиевого концентрата подойдут объекты с низкой суточной производительностью скважин. Период закачки определяется сроками разработки содержащих гелий месторождений, т.е. будет не менее 30 лет. Вопрос отбора концентрата, разбавленного остаточным природным газом, будет решаться позже. Однако, период отбора, вероятно, будет не меньшей продолжительности, чем его закачка. Таким образом, потенциальная высокая производительность скважин, как на закачку, так и на отбор при хранении гелиевого концентрата не актуальна.

К преимуществам хранения гелиевого концентрата в месторождениях следует отнести и неограниченный срок хранения. Для хранения гелиевого концентрата можно использовать его обратную закачку в разрабатываемое месторождение (Люгай, 2010). Этот способ позволяет использовать отдельные пласты, участки или блоки разрабатываемого месторождения для его хранения. Негативными моментами создания такого типа хранилища является возможные потери, связанные с не герметичностью фонда скважин на месторождении.

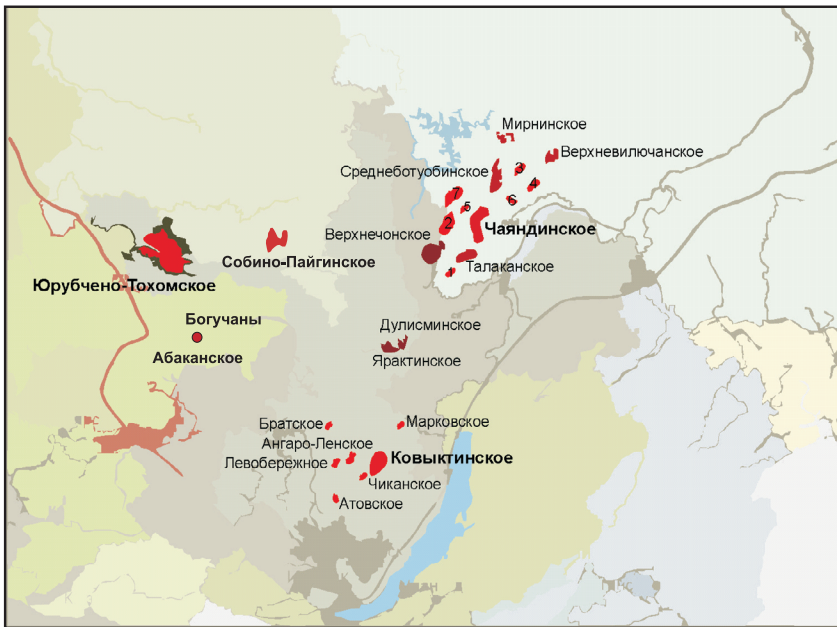


Рис. 1. Группы газогелиеносных месторождений Восточной Сибири.

Кроме того, для хранения гелиевого концентрата хорошо подходят более мелкие залежи месторождений, которых всегда больше, чем крупных.

При выборе объектов для хранения гелиевого концентрата, необходимо соблюдать требования, предъявляемые при строительстве подземных хранилищ газа в пористых средах, но существуют и специфические требования.

Геологическая и техническая группа требований, предъявляемых к объектам хранения гелия, определяется в первую очередь тем, что гелий является газом с высокой проникающей способностью. Благоприятным фактором при создании хранилищ гелиевого концентрата является наличие вышележащего резервуара, содержащего природный газ. При создании хранилища в нижнем объекте, даже при утечках гелия из объекта хранения, он попадет в вышележащую газовую залежь и может быть в последствие извлечен. Высокие требования предъявляются к герметичности скважин на хранилище.

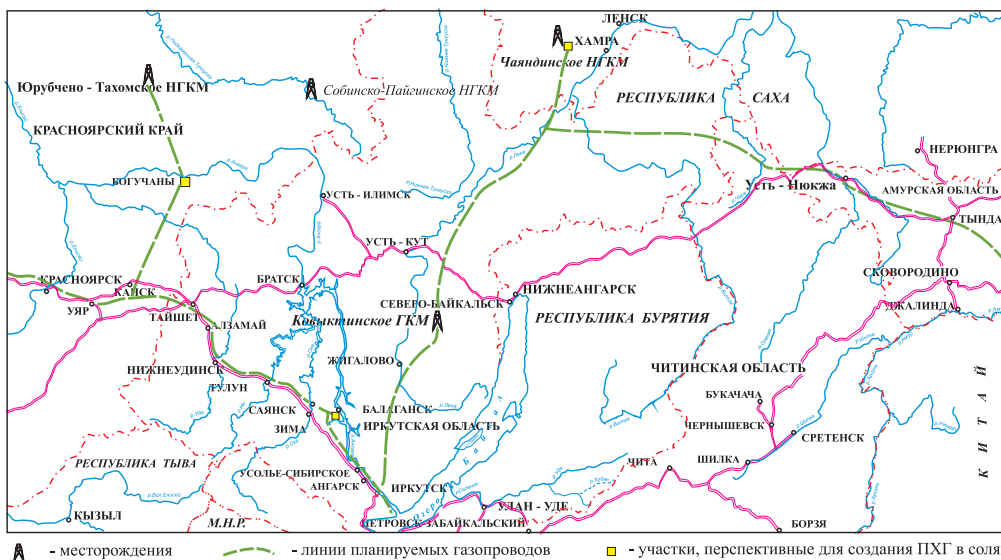


Рис. 2. Возможные места размещения хранилищ гелиевого концентрата в солях в Восточносибирском соленосном бассейне (по материалам ООО «Подземгазпром»).

К положительным моментам использования малых месторождений относится возможность повысить герметичность объекта путем использования специальных герметичных скважин. При закачке гелиевого концентрата в продуктивные пласты, содержащие остаточный газ концентрация гелия снижается. В большей мере снижение концентрации происходит при возврате гелия в основное разрабатываемое месторождение.

При длительном периоде отбора гелий-содержащего газа из подземного хранилища, созданного на базе истощенного газового месторождения, коэффициент извлечения может быть достаточно высок. Для дополнительного извлечения оставшегося гелиевого концентрата можно будет использовать вторичные методы, такие как закачка воздуха или азота.

Вместе с тем, для организации подобных хранилищ необходимо провести специальную исследовательскую работу. Это связано с тем, что при хранении природного газа необходимо учитывать лишь фильтрационные процессы, проходящие в пласте, а при организации хранения гелиевого концентрата, диффузионные процессы, которые при хранении природного газа не велики, и их можно не учитывать. Объекты для хранения гелиевого концентрата должны быть расположены в непосредственной близости от мест, где планируется строить газоперерабатывающие заводы.

Для хранения гелиевого концентрата извлеченного из природного газа Чиканского месторождения Иркутской области в качестве потенциального объекта возможно использование малого Атовского месторождения, расположенного между поселком городского типа Балаганск и п. Тыреть. Утвержденные запасы газа по категории C_1 в объеме около 2 млрд. куб. м (Государственный баланс запасов..., 2007), после доразведки месторождения могут вырасти в 2-3 раза.

Атовское месторождение расположено недалеко от г. Саянск, до которого планируется вести газопровод от Чиканского месторождения и где возможно строительство газоперерабатывающего завода.

Другой возможностью является возврат гелиевого концентрата в отдельные продуктивные коллектора Чиканского месторождения, к использованию которого можно приступить одновременно с началом разработки месторождения.

Для хранения гелиевого концентрата Ковыткинского месторождения возможен возврат гелиевого концентрата в отдельные продуктивные коллектора Чиканского мес-

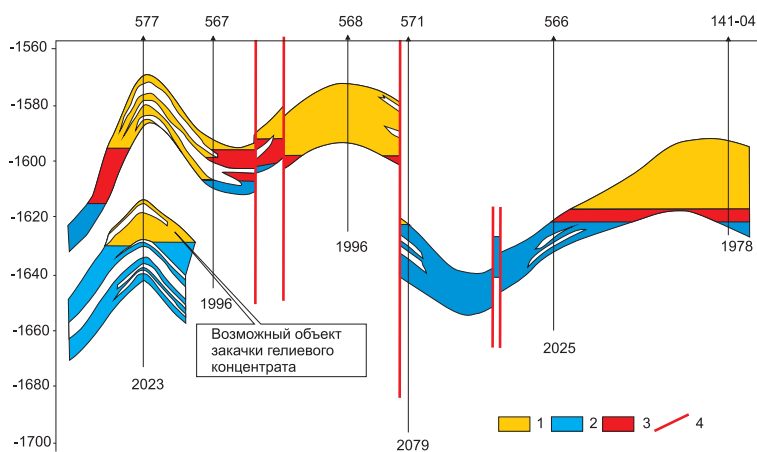


Рис. 3. Геологический профиль Тас-Юряхского месторождения. 1 – газонасыщенные пласты, 2 – водонасыщенные пласты, 3 – нефтенасыщенные пласты, 4 – тектонические нарушения

торожения, а при переработке части природного газа в районе Саянска – использование Атовского месторождения. Возможно рассмотрение и других вариантов организации подземных хранилищ гелиевого концентрата.

Для хранения гелиевого концентрата Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений предлагается рассмотреть возможность закачки гелиевого концентрата в отдельные пласты Собинского месторождения или создание хранилища вблизи п. Богучаны на разведываемом Абаканском месторождении. При испытании поисковой скважины № 1 на Абаканском месторождении получен первый промышленный приток природного газа. Работы по разведки месторождения продолжаются.

Помимо Абаканского месторождения, в Нижнем Приангарье в Богучанском районе открыто три месторождения: одно газоконденсатное (Берямбинское) и два газовых гелийсодержащих (Агалеевское и Имбинское). Газовые залежи указанных месторождений также могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов для хранилища гелиевого концентрата, поскольку месторождения Нижнего Приангарья располагаются вблизи трасс планируемых нефте- и газопроводов.

Для хранения гелиевого концентрата Чаяндинского центра газодобычи необходимо рассмотреть возможность создания ПХГ как путем возврата гелиевого концентрата в газовые залежи Чаяндинского месторождения в хамакинский горизонт Южного II и Саманчакитского блоков, так и путем создания хранилищ на базе отдельных месторождений (Геология нефти..., 1981).

Возможными объектами для создания хранилищ гелиевого концентрата могут являться ряд небольших по запасам (по категории $C_1 + C_2$ – 2,4 – 13,5 млрд. m^3) газовых месторождений (Хотого-Мурбайское, Отраднинское, Бесюряхское и др.).

Возможно, наибольший интерес для создания хранилища гелиевого концентрата, представляет талахская газовая залежь II блока Тас-Юряхского НГК месторождения (Рис. 3), которое расположено к северу от Чаяндинского месторождения в 75 км к юго-западу от г. Мирный.

Залежь открыта в 1981 и в настоящее время не разрабатывается. В этом горизонте запасы свободного газа, учтенные в балансе и утвержденные в ГКЗ в 1990 г. по категории $C_1 + 50\%$ запасов по категории C_2 составляют

порядка 10 млн. m^3 , запасы конденсата незначительны, запасы нефти отсутствуют.

Мировой и отечественный опыт создания подземных хранилищ природного газа и гелиевого концентрата свидетельствует о необходимости поэтапного ведения работ.

В рамках разработки стратегии создания мощностей подземного хранения гелиевого концентрата в Восточной Сибири, в первую очередь необходимо выполнить комплекс научно-исследовательских работ по разработке технологии подземного хранения гелиевого концентрата в истощенных месторождениях с учетом горно-геологических условий, конкретных месторождений, а также ПХГ нового типа.

Рассмотрение лишь одной из возможностей хранения гелиевого концентрата, может привести к необоснованному удорожанию проекта и существенным безвозвратным потерям гелиевого концентрата. Разработка проектной документации для создания мощностей подземного хранения гелиевого концентрата может быть лишь следующим этапом работ.

Критериями выбора конкретных объектов для хранения гелиевого концентрата, являются обеспечение надежности его длительного хранения, сжатые сроки создания объектов хранения при минимизации капитальных затрат в организацию хранилищ гелиевого концентрата.

Литература

- Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э.Контаровича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. М.: Недра. 1981.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2007 г. Иркутская область. М. 2007.
- Контарович А.Э., Коржубаев А.Г. и др. Гелий: состояние и перспективы. *Нефтегазовая вертикаль*. №5. 2005.
- Люгай Д.В., Изюмченко Д.В., Косачук В.П., Буракова С.В., Буточкина С.И., Будевич Н.В. Геологические перспективы создания хранилища гелия в пределах Чаяндинского центра газодобычи. *Газовая промышленность*. № 1. 2010.

G.N. Ruban, V.L. Bondarev, V.P. Koroleva, D.S. Korolev. **Object selection criteria for helium concentrate storage in Eastern Siberia.**

This paper provides the determination of selection criteria of the helium concentrate storages in different geological conditions. Advantages and disadvantages of the storage basis techniques and alternatives of the helium concentrate storage development in Eastern Siberia are also presented here.

Keywords: underground gas storage/underground helium storage, helium concentrate, Eastern Siberia, fields, UGS tightness, salt caverns, prospects, object selection criteria, helium concentrate return.

Виктория Петровна Королева
заместитель начальника лаборатории геологического обоснования создания ПХГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: выбор геологических объектов для создания ПХГ, развитие системы подземного хранения газа.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-93-93.



РОЛЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одной из наиболее значимых и эффективных инновационных технологий в нефтегазовой отрасли является технология оптимальной выработки нефтяного пласта. В результате существенно снижается энергоемкость процесса нефтедобычи, общее энергопотребление уменьшается более чем в 2 раза, прогнозный водонефтяной фактор ожидается на уровне 2, против 4 по традиционной технологии, снижается негативная нагрузка на природную среду. Оптимизация пластового давления, депрессии и репрессии на пласт, уменьшение темпов охлаждения пластов и заводнение глинистых коллекторов пластовыми, минерализованными водами создают предпосылки увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: технология оптимальной выработки нефтяного пласта, энергоемкость процесса нефтедобычи, нефтеотдача пластов.

В последние годы в обществе, в средствах массовой информации, научно-технических кругах стали особенно «ходовыми» и популярными слова: инновации, модернизация, нанотехнологии.

Научно-технический прогресс знаменуется возникновением новых направлений, сулящих человечеству научный и экономический прорыв. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли получили сегодня существенное развитие. Одной из наиболее значимых и эффективных является технология оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП).

Технология оптимальной выработки нефтяного пласта создана коллективом ученых Казанского университета под руководством профессора Н.Н.Непримерова четверть века назад. Она формировалась на базе многолетних исследований Ромашкинского и других месторождений бывшего Советского Союза. Технология базируется на новой модели фильтрации и новом математическом аппарате: на смену механической модели сплошной среды пришла физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики (Непримеров, 1978; Гаврилов, 1997).

Практическая реализация постулатов технологии ОВНП в ОАО «Татнефть» началась в 1986 году (Панарин А.Т., 1992). Переход к технологии оптимальной выработки нефтяного пласта на поздней стадии разработки позволил извлекать продукцию с меньшей обводненностью при стабилизации и даже росте добычи нефти. Отбор попутной воды и объем закачки сократился более чем в 2 раза (Муслимов, 2008) (Рис. 1).

Существенно снижается энергоемкость процесса нефтедобычи: общее энергопотребление уменьшилось более чем в 2 раза. По НГДУ «Альметьевнефть» удельный расход электроэнергии на добычу нефти сокращен в 1,4 раза, а на закачку – в 2 раза при ежегодном приросте этих показателей на 5 – 10% до внедрения энергосберегающих технологий разработки (Рис. 2).

Прогнозный водонефтяной фактор (ВНФ) по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть» ожидается на уровне 2, против 4 по традиционной технологии (Рис. 3).

Двукратное уменьшение ВНФ наряду с экономической составляющей существенно снижает негативную экологическую нагрузку на природную среду.

Оптимизация пластового давления, депрессии и репрессии на пласт, снижение темпов охлаждения пластов за счет уменьшения кратности промывки, а также заводнение пластовыми, минерализованными водами глинистых коллекторов создали предпосылки увеличения коэффициентов нефтеизвлечения (КИН) (Панарин, 1998; Овчинников и др., 1998).

В динамике средней нефтеотдачи по Республике Татарстан наметилась положительная тенденция (Муслимов, 2007).

Однако необходимо с сожалением отметить, что в последние годы в ОАО «Татнефть» прекращены работы на всех трех полигонах (НГДУ «Лениногорскнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Азнакаевнефть»), где в промышленных условиях продолжалась отработка технологии оптимальной выработки нефтяного пласта с использованием автоматизированной системы контроля и управления выработкой пласта (АСКУ-ВП). Сегодня ученые физического факультета Казанского университета развивают это направление за рубежом, работая на другие ведущие мировые фирмы.

Нефтеотдача пластов по мере ухудшения структуры запасов и выхода компаний в климатически еще более неблагоприятные районы Крайнего Севера, Восточной Сибири и шельфы морей должна стать главной задачей государства и недропользователей. Сложившаяся же динамика коэффициентов нефтеизвлечения по России в сравнении с США показывает обратную картину (Муслимов, 2007).

Основные причины снижения коэффициента нефтеотдачи в России следующие:

- 1) Разбалансирование систем разработки за счет вывода в тираж огромного (до 50% и более) эксплуатационного фонда скважин.
- 2) Стремление недропользователей в получении максимальной прибыли при наименьших затратах за счет опережающей выработки наиболее продуктивных запасов.

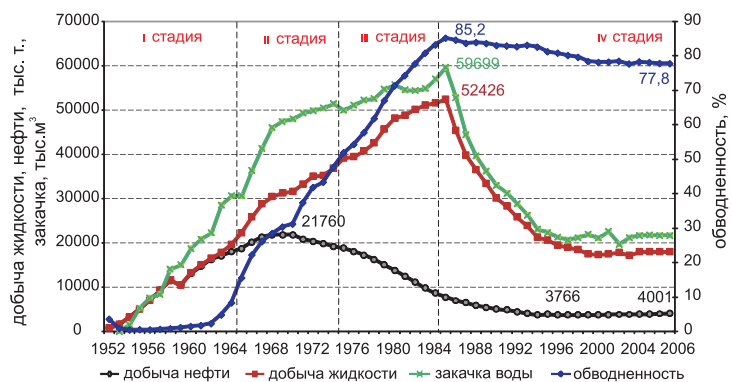


Рис. 1. Динамика показателей разработки НГДУ «Альметьевнефть».

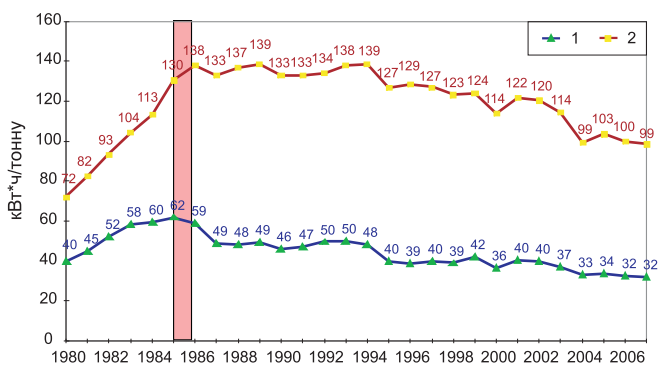


Рис. 2. Удельный расход электроэнергии на закачку жидкости и добычу нефти по НГДУ «Альметьевнефть» в 1980-2007гг. 1 – Уд.расход энергии на закачку ТЖ на добычу 1т нефти Эк, кВт*ч/т, 2 – Уд.расход энергии на добычу 1т нефти, кВт*ч/т.

3) Практически полное прекращение применения методов повышения нефтеотдачи пластов и поиска новых эффективных технологий увеличения коэффициентов нефтеизвлечения.

4) Низкое качество строительства и особенно цементирования колонн в условиях кустового бурения скважин в Западной Сибири.

5) Неэффективный контроль органов контроля (Ростехнадзора, Росприроднадзора) за деятельностью недропользователей в области соблюдения проектных решений, технологических режимов эксплуатации скважин (депрессий, давлений нагнетания и т.п.), объемов и охвата фонда промыслово-гидродинамическими, геофизическими ис-

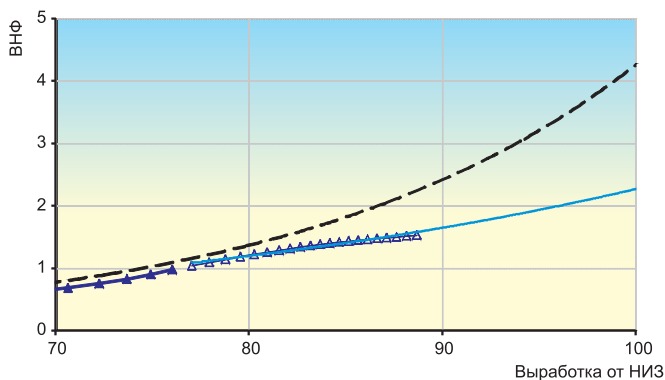


Рис. 3. Прогноз ВНФ по объектам разработки НГДУ «Альметьевнефть».

следованиями, работ по охране недр и отсутствие жестких санкций со стороны государства за нерациональное использование недр.

б) Единая (плоская) шкала налогов на добычу нефти различного исходного качества, продуктивности месторождений и стадии разработки.

Литература

Гаврилов А.Г., Непримеров Н.Н., Панарин А.Т., Штанин А.В. Способ выработки нефтяного пласта. Патент №2099513. 1997.

Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 4(27). 2008. 2-5.

Муслимов Р.Х. Повышение роли методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении воспроизводства запасов нефти. *Георесурсы*. 3(22). 2007. 2-6.

Непримеров Н.Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Казань, изд-во КГУ. 1978. 215.

Овчинников М.Н., Штанин А.В., Панарин А.Т. Опыт оптимизации выработки нефтяных пластов на базе технологии оптимальной выработки нефтяного пласта. *Тр. научн.-практ. конф.: «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона»*. Казань: Новое знание. 1998. 212-216.

Панарин А.Т. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений на базе энергосберегающей технологии. *Нефтяное хозяйство*. 1992. № 2. 8-9.

Панарин А.Т. Энергосберегающая технология разработки нефтяных месторождений. *Тр. научн.-практ. конф.: «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона»*. Казань: Новое знание. 1998. 217-224.

A.T. Panarin. The role of new technologies in improvement of oil exploitation efficiency

One of the most significant and effective innovative technologies in oil and gas field is the technology of optimum oil reservoir production. As a result energy output of oil recovery process is essentially decreased, general energy usage is decreased more than twofold, inferred oil-water ratio is expected to be two in comparison with value of 4 using the traditional technology and negative influence on environment is also decreased. Optimization of pore pressure, depression and overburden on formation, decreasing of formation cooling time and waterflood operation of clayed collectors by embedded, mineralized waters create opportunities for increasing of oil recovery ratio.

Key words: technology of oil reservoir effective production, energy output of oil recovery process/oil recovery.

Александр Тимофеевич Панарин

к.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, начальник отдела промысловой геологии и разработки месторождений ООО «Газпром нефть шельф». Сфера интересов: нефтегазовая геология, разработка месторождений, энерго-и ресурсосберегающие технологии в нефтедобыче.

117418, РФ, Москва, ул.Новочеремушкинская, д.65. Тел.: (499) 550-30-01(+9111).

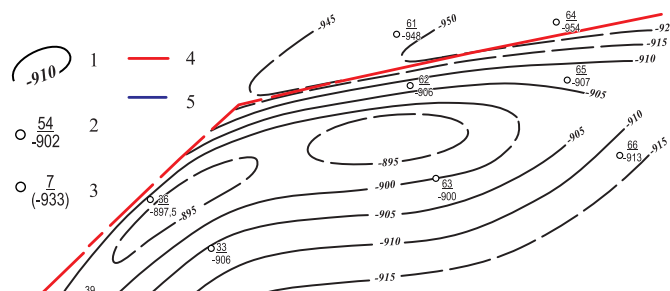
СОЗДАНИЕ МАТРИЦЫ НАПРЯЖЕНИЙ ГДОВСКОГО ГОРИЗОНТА НЕВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Эффективность эксплуатации газохранилища зависит от достоверности информации о его геологическом строении. Геодинамическая модель наряду с моделью седиментационной неоднородности позволяет прогнозировать зоны растяжения-уплотнения пород в пластовых условиях. Для обоснования мест оптимального заложения эксплуатационных скважин на примере Невского подземного хранилища газа рассмотрено применение методики уточнения строения ловушки на основе представления о геологической истории ее формирования (палеоструктурный анализ).

Ключевые слова: подземное хранение газа, палеоструктурный профиль, временное напряженно-деформационное состояние пород, кора выветривания фундамента, пласт-коллектор.

Невское подземное хранилище газа (ПХГ) находится на территории Новгородской области и является единственным крупным объектом хранения газа в Северо-Западном регионе, регулирующим неравномерность его газопотребления и покрывающим высокую суточную потребность в газе таких крупных потребителей, как Санкт-Петербург и Ленинградская область. Хранилище функционирует в газотранспортной системе ООО «Газпром ПХГ», эксплуатируется начиная с 1975 г. Объектом хранения газа является I песчаный пласт гдовского горизонта верхнего протерозоя толщиной 8 – 12 м, залегающий на глубине -1035 м.

Площадь Невского ПХГ в тектоническом плане приурочена к переходной зоне, которая является пограничной структурой отделяющей южный склон Балтийского щита от северного борта Московской синеклизы.



Переходная зона представляет сложную горст-грабеновую структуру по фундаменту, осложненную продольными и поперечными нарушениями.

Располагаясь на южном борту переходной зоны, Невское ПХГ в структурном отношении приурочено к валообразному поднятию протяженностью 50 км при ширине 3 – 3,5 км, оконтуренному изогипсой минус 975 м по кровле гдовского горизонта и осложненному пятью куполами амплитудой 3 – 8 м. Склон и борт переходной зоны контролируются разломами по фундаменту. В осадочном чехле осевая зона пограничной структуры прогнута; амплитуда прогибания ориентировочно не превышает 50 – 70 м при ширине 4 – 5 км. По аналогии с северным бортом, южный склон переходной зоны, вероятно, также осложнен куполовидными поднятиями в осадочном чехле и может представлять практический интерес в случае расширения хранилища.

Единого мнения о структуре фундамента переходной зоны не существует. Одни исследователи большое значение придают поперечным разломам по фундаменту. По их мнению, количество песчаных пластов в гдовском горизонте зависит от амплитуды превышения блоков фундамента относительно друг друга. Другие исследователи, рассматривая структуру гдовского горизонта, основное внимание уделяют нарушениям, затрагивающим гдовский горизонт.

Влияние структуры фундамента на распространение количества песчаных пластов в гдовском горизонте не рас-

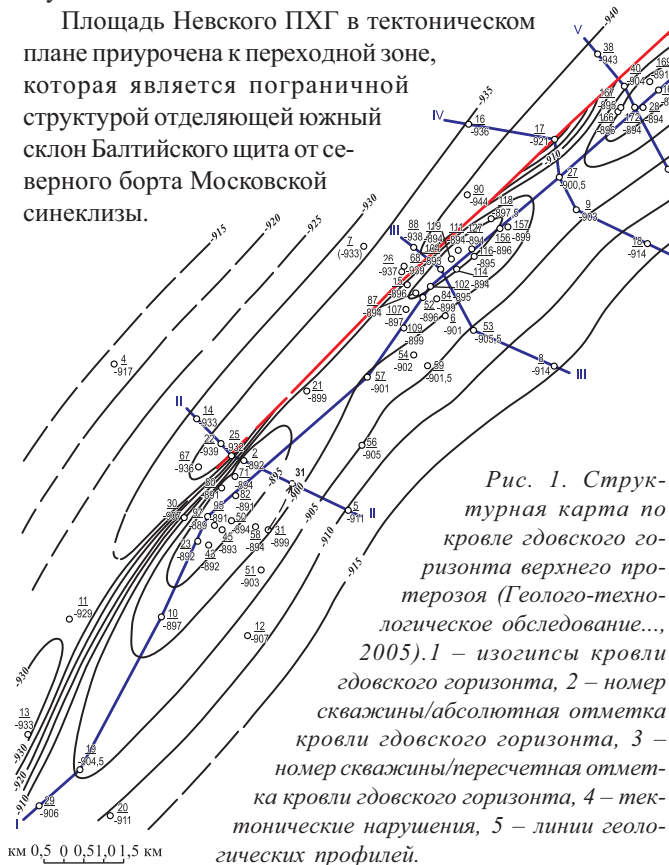
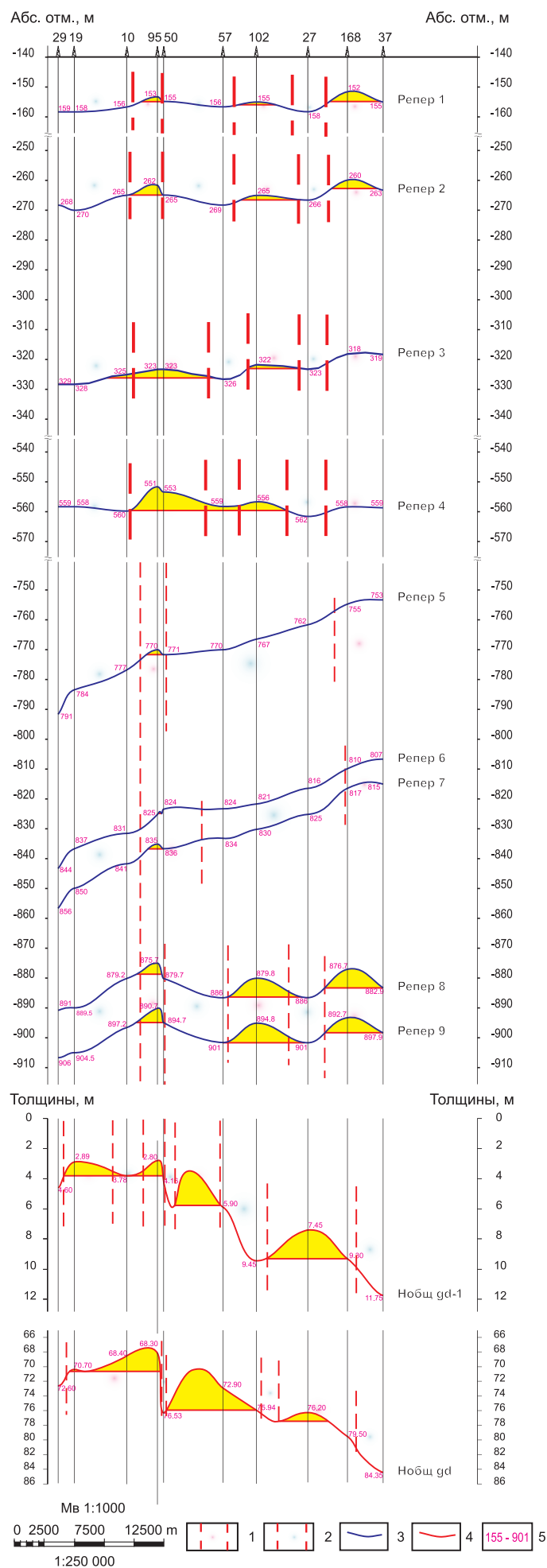


Рис. 1. Структурная карта по кровле гдовского горизонта верхнего протерозоя (Геолого-технологическое обследование..., 2005). 1 – изогипсы кровли гдовского горизонта, 2 – номер скважины/абсолютная отметка кровли гдовского горизонта, 3 – номер скважины/пересчитанная отметка кровли гдовского горизонта, 4 – тектонические нарушения, 5 – линии геологических профилей.



смагивалось. Также не рассматривалось участие коры выветривания фундамента как потенциально газомещающего горизонта.

По нашему мнению, там, где мощность коры выветривания «максимальная», возможно предположить распространение лишь верхнего (III) песчаного пласта гдовского горизонта. При «средней» мощности коры выветривания вероятно присутствие двух пластов (III и II), а при «минимальной» – трех (I, II и III).

Зависимость количества песчаных пластов от мощности коры выветривания подчеркивает связь их накопления с палеорельефом и вертикальными подвижками блоков фундамента. Изучение мощности коры выветривания и ее коллекторских свойств имеет принципиальное значение для выяснения блокового строения фундамента, его влияния на распространение песчаных пластов в гдовском горизонте, а также на увеличение диапазона газонасыщения за счет самой коры выветривания.

Завершая краткий обзор представлений о геологическом строении Невского ПХГ необходимо отметить, что разрешающая способность геофизических методов исследования не способна выявить погребенные структурные осложнения амплитудой 3 – 8 м. Можно предположить, что они были установлены буровыми работами при изучении предполагаемой тектонически экранированной ловушки, связанной с глубоким разломом, осложняющим моноклираль Московской синеклизы. В дальнейшем выявленные структурные осложнения явились основными объектами изучения для целей хранения искусственной газовой залежи при создании Невского ПХГ.

При анализе истории развития Невского валообразного поднятия были использованы следующие материалы:

- структурная карта кровли пласта I гдовского горизонта, составленная А.Д. Поликарповой в 2005 г. (Рис. 1).
- стратиграфические разбивки скважин Невского ПХГ из отчета (ЗАО «Нефтегазконсалтинг», 2005).

В осадочном чехле нами выделены 9 реперных горизонтов и на время их накопления построены палеоструктурные профили гдовского горизонта по длинной и короткой оси поднятия. Анализ профилей позволил сделать вывод, что геологическое развитие Невского валообразного поднятия по основным структурообразующим этапам происходило унаследованно. Основной структурообразующий этап относится ко времени накопления воронежского горизонта (репер 8) и полностью совпадает с современным структурным планом по кровле гдовского горизонта (репер 9). Изменения структурных планов происходили при накоплении реперов 5, 6, 7 и выражались в общем подъеме гдовского горизонта в северо-восточном направлении, что привело к расформированию ранее образованных малоамплитудных осложнений. На палеострук-

Рис. 2. Палеоструктурный профиль кровли гдовского горизонта и его толщины по линии скважин №№ 29-19-10-95-50-57-102-27-168-37. Репер 1 – кровля ломоносовского горизонта, Репер 2 – кровля ижорского горизонта, Репер 3 – кровля волховского горизонта, Репер 4 – кровля пярнусско-наровского горизонта, Репер 5 – кровля псковских слоев, Репер 6 – кровля ильменских слоев, Репер 7 – кровля бурегского горизонта, Репер 8 – кровля воронежского горизонта, Репер 9 – кровля гдовского горизонта (современный этап). 1 – зоны сжатия, 2 – зоны растяжения, 3 – палеоструктурная поверхность гдовского горизонта по реперам, 4 – толщины гдовского горизонта и I гдовского пласта, 5 – абсолютные отметки кровли реперов по скважинам.

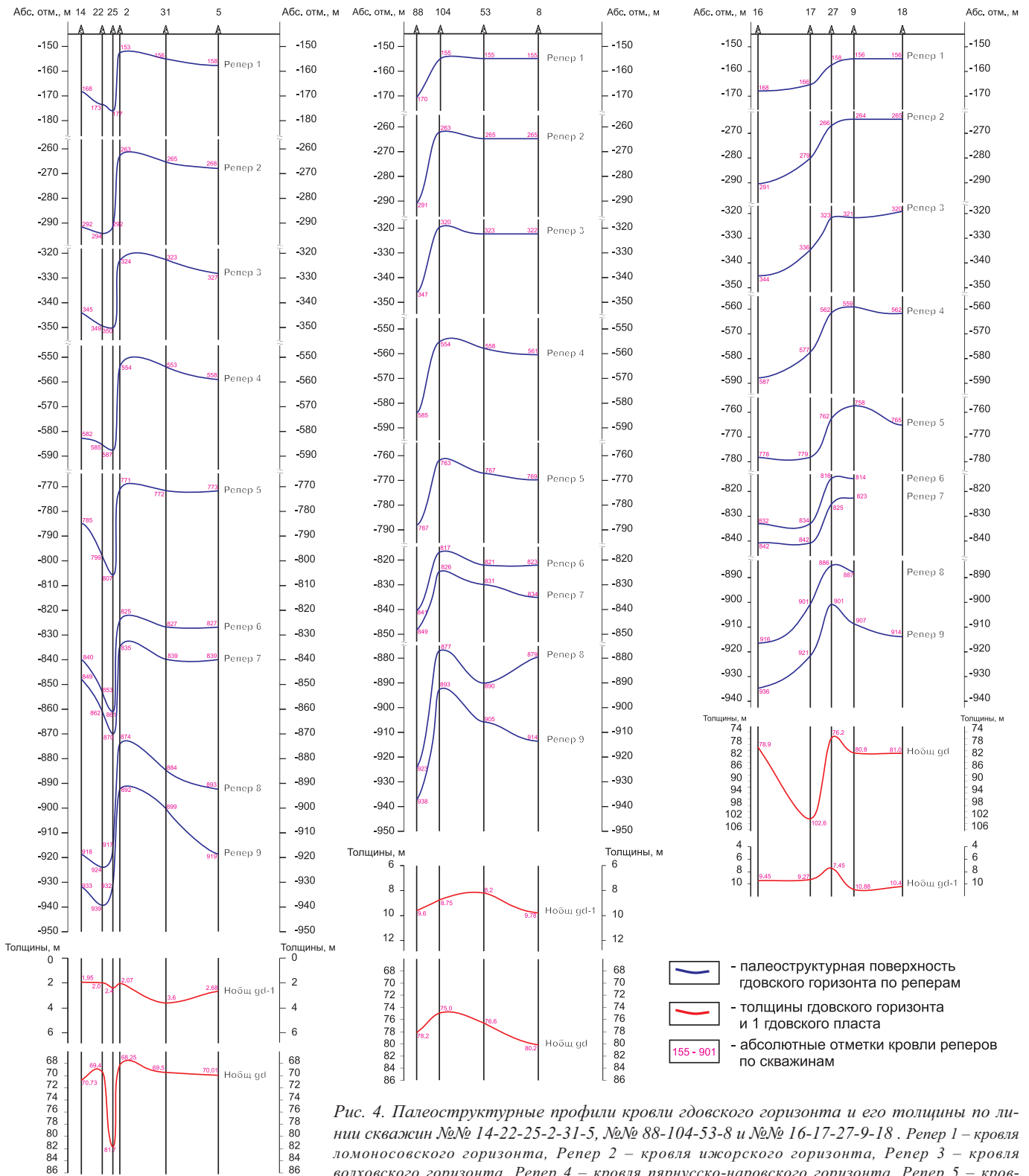


Рис. 4. Палеоструктурные профили кровли гдовского горизонта и его толщины по линии скважин №№ 14-22-25-2-31-5, №№ 88-104-53-8 и №№ 16-17-27-9-18. Репер 1 – кровля ломоносовского горизонта, Репер 2 – кровля ижорского горизонта, Репер 3 – кровля волховского горизонта, Репер 4 – кровля яранусско-наровского горизонта, Репер 5 – кровля псковских слоев, Репер 6 – кровля ильменских слоев, Репер 7 – кровля бурегского горизонта, Репер 8 – кровля воронежского горизонта, Репер 9 – кровля гдовского горизонта (современный этап).

ется. В работе (Кастрюлина и др., 1973) указывается, что впервые смещения по разлому затрагивающие отложения гдовского горизонта были зафиксированы в скважинах №№ 17 и 32 на основании увеличения толщины нижних частей разреза гдовского горизонта примерно вдвое.

Нами были проанализированы амплитуды движения гдовского горизонта в зоне влияния разлома в наиболее прогнутых частях на северо-западном крыле Невского поднятия. На палеоструктурных профилях (Рис. 2, 4) и в табл. 1 приведены амплитуды прогибания гдовского горизонта

по скважинам в промежутках между реперами. Наибольшие амплитуды прогибания были достигнуты за время накопления кровли ломоносовского горизонта – 24 м и в промежутке накопления бурегского (репер 7) и воронежского (репер 8) горизонтов – 13 м (Табл. 1).

Общая амплитуда прогибания гдовского горизонта за всю историю вплоть до современного этапа не превышает 49 м за 70 млн. лет. Учитывая, что катастрофических катаклизмов в данном регионе не зафиксировано, можно полагать, что скорость прогибания не превышала 0,007 см

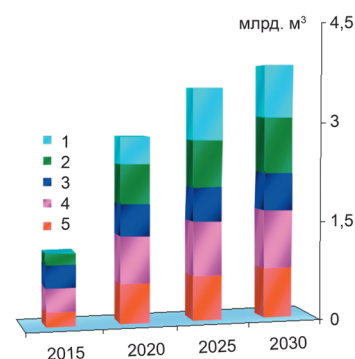
РАЗВИТИЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ КАК ФАКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОСУДАРСТВА

Энергетическая безопасность – одна из важнейших составляющих национальной безопасности государства. Обеспечение бесперебойности поставок энергоресурсов является необходимым условием нормального функционирования и устойчивого развития государства. Для подачи газа потребителям в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и обеспечения его экспорта в страны АТР потребуются существенное развитие в регионе газотранспортных систем. Развитие любой транспортной системы сопровождается определенными рисками. В этой связи, предлагается развивать и подземные хранилища газа, как дополнительный и надежный источник подачи газа потребителям.

Ключевые слова: подземное хранение газа, Восточная Сибирь, Дальний Восток.

Энергетическая безопасность – одна из важнейших составляющих национальной безопасности государства. Обеспечение бесперебойности поставок энергоресурсов является необходимым условием нормального функционирования и устойчивого развития государства. Надежность обеспечения страны энергоресурсами, необходимого качества, – одна из основных задач любого государства. Для России эта задача является основным стратеги-

Рис. Необходимый объем резерва газа в ПХГ. 1 – Амурская область, 2 – Приморский край, 3 – Хабаровский край, 4 – Иркутская область, 5 – Красноярский край (юг).



Окончание статьи А.Н. Давыдова, Г.Н. Рубана, Г.А. Шерстобитовой, С.А. Хана, Д.С. Королева «Создание матрицы напряжений гдовского горизонта...»

в год. Толщина гдовского горизонта на северо-западе Невского поднятия составляет порядка 70 – 75 м и при скорости прогибания 0,007 см в год вряд ли могли образоваться разрывы со смещением в отложениях гдовского горизонта. Логично предположить образование флексур и связанных с ней зон разуплотнения и развитие микротрещиноватости по разрезу.

Из проведенных исследований вытекают следующие рекомендации:

1. Поиск благоприятных структур для хранения газа необходимо осуществлять в первую очередь на северо-западном борту переходной зоны. Для этих целей рекомендуется проведение высокоточной гравиразведки и сейсморазведочных работ 2Д, что также поможет установить блоковое строение фундамента и его отражения в осадочном чехле.

2. Необходимо уточнение палеоструктуры гдовского горизонта и I газомещающего пласта, коры выветривания фундамента (мощность, состав, коллекторские свойства). С этой целью рекомендуется проведение сейсморазведки 3Д в полосе 50×3,5 км, комплексная геолого-геофизическая интерпретация материалов бурения и сейсморазведочных работ.

3. Местозаложение эксплуатационных скважин целесообразно рассмотреть после получения результатов рекомендуемых геолого-геофизических работ.

Литература

Геолого-технологическое обследование скважин Невской СПХГ, пробуренных в период с 1978 – 2005 гг. Москва: ЗАО

«Нефтегазконсалтинг». 2005.

Кастрюлина Е.А. и др. Геологический отчет по результатам разведочного бурения на Невской площади (Новгородская обл.) с целью проведения опытной закачки и создания ПХГ. Москва. 1973.

A.N. Davydov, G.N. Ruban, G.A. Sherstobitova, S.A. Khan, D.S. Korolev. **Creation of the Gdov horizon stress-tension model of Nevskoye UGS for producing well spud-in place optimization.**

The UGS operational efficiency depends on consistency of geological data. The geodynamyc model along with sedimentation heterogeneity makes it possible to forecast zones of tension-compression in reservoir conditions. The application of geological structure detalization technique based on paleostructural analysis for producing well spud-in place optimization is illustrated by example of UGS Nevskoye.

Keywords: underground gas storage, paleostructural section, rock tension-compression zones, residual soil, reservoir bed.

Сергей Александрович Хан

к.т.н., ОАО «Газпром», заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа; начальник Управления по подземному хранению газа. Научные интересы: новые технологии проектирования и эксплуатации ПХГ, развитие системы подземного хранения газа.

117997, РФ, Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65.
Тел.: (495)719-29-54.



ческим ориентиром энергетической политики. Хотя в развитых странах привычное определение термина «энергетическая безопасность» сводится просто к обеспечению достаточного объема поставок по доступным ценам, разные страны по-разному трактуют данное понятие применительно к своим условиям.

Согласно «Основным положениям энергетической стратегии России на период до 2020 года», в нашей стране под энергетической безопасностью понимается «состояние защищенности страны от внутренних и внешних угроз, связанных с функционированием энергетического сектора».

Указанное состояние защищенности соответствует обеспечению в полном объеме потребностей в топливно-энергетических ресурсах и по экономически приемлемым ценам, а при чрезвычайных ситуациях – гарантированному обеспечению минимально необходимых потребностей. Для России, как крупного экспортера энергоресурсов, энергетическая безопасность включает также условия свободного доступа на внешние энергетические рынки.

Поскольку страна производит газа больше, чем необходимо для внутреннего потребления, ее энергетическая безопасность объективно не подвергается внешним угрозам.

Прогноз по добыче газа в России в 2030 году, заложенный в проекте Энергетической стратегии, повышен на 4 % до 940 млрд. м³. В 2009 году объем добычи газа в России оценивается на уровне 580 млрд. м³, что на 12,6 % ниже показателя 2008 года, такие данные содержатся в основных параметрах прогноза на 2010 – 2012 годы, опубликованных Минэкономразвития РФ. По прогнозам министерства в 2010 году добыча газа возрастает до 596 млрд. м³ (2,6% к 2009 году), в 2011 году – до 610 млрд. м³ (5,2 % к 2009 году) и в 2012 году – до 621 млрд. м³ (7 % к 2009 году). Конкретные объемы добычи газа будут уточняться в зависимости от спроса на энергоресурсы, уровня регулируемых государством цен на газ, объемов инвестиций и динамики либерализации внутреннего рынка газа.

К настоящему времени базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны. Основным газодобывающим районом страны в ближайшей перспективе останется Ямало-Ненецкий автономный округ.

Стратегически приоритетным районом добычи газа на долгосрочную перспективу станет полуостров Ямал, а также акватории северных морей России. Вместе с тем, будет повышаться роль Восточной Сибири и Дальнего Востока. В перспективе они станут одними из основных газодобывающих регионов. В этих регионах, добыча будет развиваться на базе освоения Ковыктинского ГКМ в Иркутской области, Чайядинского НГКМ в Республике Саха, месторождений в Красноярском крае, а также шельфовых месторождений на Сахалине.

Но эти регионы малонаселенные, практически не имеющие инфраструктуры транспорта нефти и газа. Поэтому развитие добычи углеводородов там должно быть сопряжено с решением нелегкой задачи их промышленного освоения. Создание в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке крупных промышленных центров одновременно приблизило бы потребителей к источникам снабжения.

Для подачи газа потребителям в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и обеспечения его транзита потребу-

ются существенное развитие в регионе газотранспортных систем и их соединение с единой системой газоснабжения, для укрепления энергетической безопасности, как регионов, так и всего государства в целом. Система газоснабжения России – основополагающий элемент национальной экономики, от надежного и эффективного функционирования которого непосредственно зависит ее нормальная работа и жизнеобеспечение всех граждан России. Однако развитие любой транспортной системы сопровождается определенными рисками, такими как: аварийность основного оборудования; частота внеплановых простоев на газопроводе; природно-климатические факторы.

В этой связи, предлагается развивать подземные хранилища газа, как дополнительный и надежный источник подачи газа потребителям.

Фактически объем спроса на газ в 2030 году может быть увеличен в 3,0 – 4,5 раза по сравнению с сегодняшним днем. Причем среднегодовой градиент роста в период с 2015 по 2020 года может составить до 20 – 22 %. Такой высокий прирост обусловлен высокой долей замещения твердых и жидких энергоресурсов более экологически чистым природным газом. В период с 2020 по 2030 года среднегодовой градиент роста предполагается на уровне 2,3 – 2,5 %.

Объем неравномерности газопотребления на перспективу может составить в Восточной Сибири порядка 14 %, на Дальнем Востоке – порядка 14,8 – 14,9 %, при этом коэффициент неравномерности ожидается на уровне 1,43 и 1,52 соответственно, что вполне приемлемо для климатических условий рассматриваемых регионов с учетом их газификации.

Подземные хранилища газа, как правило, располагают в непосредственной близости от наиболее емких потребителей вдоль трассы магистральных газопроводов, в узлах схода и разветвления потоков газа. В результате размещения резервных мощностей ПХГ в регионе следует предусмотреть в районах городов Красноярск, Иркутск, Благовещенск, Хабаровск и Владивосток как наиболее емких потребителей и узловых центров экспортных потоков газа.

Проведен расчет потребной мощности ПХГ по рассматриваемым регионам (Рис.).

Необходимый объем резерва для покрытия неравномерности газопотребления, наступления холодных зим, возникновения аварийных ситуаций, обеспечения надежного экспорта может составить в 2015 году – 1,0 – 1,2 млрд. м³, а к концу прогнозирования этот показатель может увеличиться в 3,0 – 3,5 раза.

G.N. Ruban, S.N. Sorokin. **Underground gas storage facilities development in Eastern Siberia and in the Far East as the factor of power safety of the state.**

Energy security is one of the major components of national state security. Ensuring uninterrupted energy resources is a necessary condition of state normal functioning and a sustainable development. It's required an essential development of gas-transport systems in Eastern Siberia and in the Far East to secure gas supplies to the domestic consumers and its export to APR countries. Development of any transport system is attended by certain risks. Thereupon, it is advisably to develop underground gas storages as an additional and reliable source of gas supplies.

Keywords: underground storage of gas, Eastern Siberia, the Far East.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

В целях эффективного управления затратами их делят на условно-переменные, имеющие прямую зависимость от объема производства, и условно-постоянные затраты, размер которых существенно не зависит от изменения объемов производства. В настоящей статье рассмотрен методический подход, при котором затраты на эксплуатацию напрямую зависят от активного объема газа и суточной производительности. Такое разделение позволит совершенствовать тарифную политику в области подземного хранения газа.

Ключевые слова: эксплуатационные затраты, суточная производительность, активный объем газа.

Основные технологические параметры эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) – это активный объем газа в хранилище ($V_{\text{пхг}}$) и максимальный суточный отбор газа из ПХГ ($q_{\text{пхг}}$). В результате анализа существующей системы учета затрат на эксплуатацию ПХГ затраты можно разделить в зависимости от вышеназванных технологических параметров.

Расходы на эксплуатацию ПХГ можно привести в виде:

$$\mathcal{E}_r = V_{\text{пхг}} \times a + q_{\text{пхг}} \times b + c, \quad (1)$$

где $V_{\text{пхг}}$ – активный объем газа в хранилище, у.е.; $q_{\text{пхг}}$ – максимальный суточный отбор, у.е./сут; \mathcal{E}_r – эксплуатационные затраты, руб; a – удельная величина, зависящая от активного объема газа в ПХГ; b – удельная величина, зависящая от суточного отбора; c – независимая удельная величина.

Представим суточный отбор в виде $q_{\text{пхг}} = V_{\text{пхг}}/120$, тогда расходы на эксплуатацию ПХГ будут равны:

$$\mathcal{E}_r = V_{\text{пхг}} \times a + V_{\text{пхг}}/120 \times b + c, \quad (2)$$

Перед нами стоит задача определить размеры удельных величин a , b , c .

Для этого необходимо установить зависимость удельных величин от соответственно активного объема ПХГ и суточной производительности. При этом величина c не

зависит от объемных показателей. Ниже приведены перечни статей затрат, входящих в зону влияния удельных величин a , b , c :

a) – материалы на производственные нужды;

– газ на собственные технологические нужды;

– электроэнергия (в размере 2/3 от общих затрат на электроэнергию);

– затраты на оплату труда (70% от общих затрат на оплату труда);

– амортизация;

– аренда;

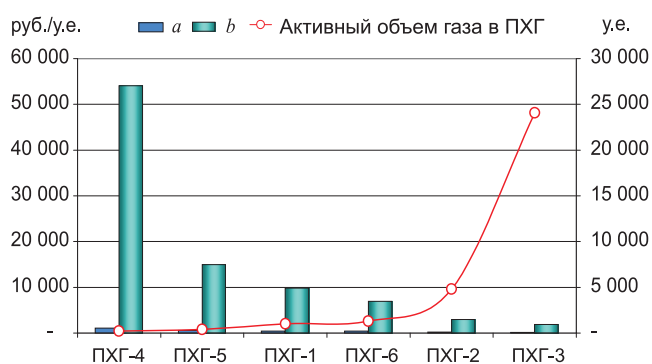


Рис. 1. Зависимость величин a , b от активного объема газа в хранилищах.

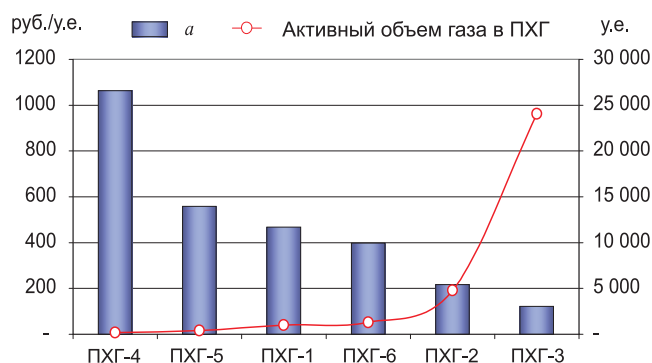


Рис. 2. Зависимость величины a от активного объема газа в хранилищах.

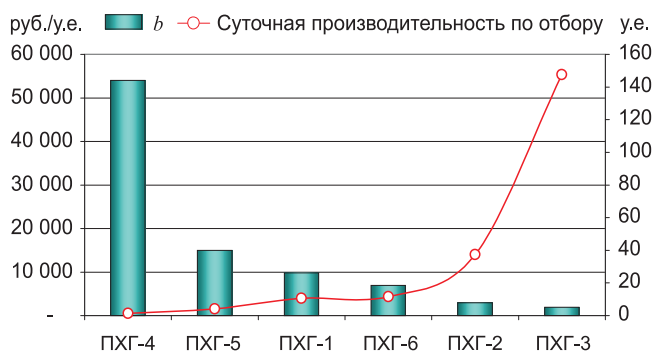


Рис. 3. Зависимость величины b от суточной производительности по отбору.

Показатели	ПХГ-1	ПХГ-2	ПХГ-3
<i>a</i> , руб./у.е.	467	217	122
<i>b</i> , руб./у.е.	9 806	2 942	1 910
<i>c</i> , тыс. руб.	71 557	122 337	310 148
Активный объем, у.е.	1 000	4800	24056

Табл. 1. Величины *a*, *b*, *c* для ПХГ в истощенных месторождениях.

Показатели	ПХГ-4	ПХГ-5	ПХГ-6
<i>a</i> , руб./у.е.	1 063	559	398
<i>b</i> , руб./у.е.	54 058	14 949	6 939
<i>c</i> , тыс. руб.	82 745	63 350	74 435
Активный объем, у.е.	200	410	1 300

Табл. 2. Величины *a*, *b*, *c* для ПХГ в водоносных пластах.

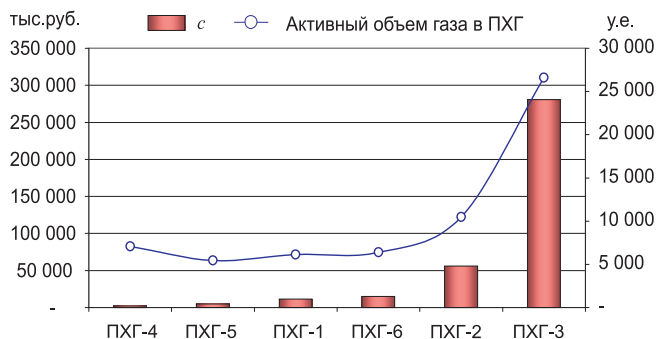


Рис. 4. Зависимость величины *c* от активного объема газа в хранилищах.

- лизинг;
 - налоги и др. обязательные платежи;
 - геологоразведочные работы;
 - затраты по договорам страхования.
- б)** – капитальный ремонт (сторонних организаций);
- электроэнергия (в размере 1/3 от общих затрат на электроэнергию);
 - теплоэнергия;
 - затраты на оплату труда (30 % от общих затрат на оплату труда).

с) – услуги производственного назначения.

Представим формулу (2) в виде составных частей:

- $V_{\text{пхг}} \times a$ – затраты, отнесенные на активный объем;
- $V_{\text{пхг}} / 120 \times b$ – затраты отнесенные на суточную производительность, где величина 120 – это количество дней отбора.

Удельная величина *a* – это затраты на единицу активного объема газа в хранилище; *b* – затраты на единицу суточной производительности; *c* – удельная величина, которая в равной степени зависит от объема активного газа в хранилище и суточной производительности.

Используя вышеописанный алгоритм, были рассчитаны удельные величины для 6 объектов ПХГ – ПХГ-1, ПХГ-2, ПХГ-3, созданных в истощенных месторождениях, и ПХГ-4, ПХГ-5, ПХГ-6, созданных в водоносных пластах. Результаты расчетов представлены в таблицах 1, 2.

Удельные составляющие затрат *a* и *b*, созданные в водоносных пластах в 2 раза выше, чем для ПХГ, созданных

Показатели	ПХГ-4	ПХГ-5	ПХГ-1	ПХГ-6	ПХГ-2	ПХГ-3
<i>a</i> , руб./у.е.	1 063	559	467	398	217	122
<i>b</i> , руб./у.е.	54 058	14 949	9 806	6 939	2 942	1 910
<i>c</i> , тыс. руб.	82 745	63 350	71 557	74 435	122 337	310 148
Активный объем, у.е.	200	410	1 000	1 300	4 800	24 056

Табл. 3. Ранжирование величин *a*, *b*, *c* в зависимости от активного объема газа в хранилищах.

в истощенных месторождениях.

В таблице 3 представлены результаты анализа зависимости удельных затрат от величины активного объема газа в хранилищах. В результате прослеживается следующая тенденция: с увеличением активного объема газа и суточной производительности ПХГ уменьшается величина *a*, *b*. Напротив, удельная величина *c* увеличивается с ростом активного объема газа в хранилищах.

Графическая интерпретация полученных результатов представлена на рисунках 1 – 4. Полученные результаты соотношений *a* и *b* не противоречат закономерности, сложившейся в экономике: с увеличением активного объема газа в хранилище, суточной производительности удельные затраты имеют тенденцию к снижению.

Вышеизложенный методический подход может быть использован для:

- обоснования эффективности увеличения суточной производительности на ПХГ;
- совершенствования тарифных ставок на хранение газа.

S.S. Kucherenko, N.M. Bachurina. **The methodical approach for definition of expenses for operation UGS depending on the basic technological parameters.**

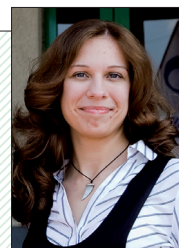
In order to effectively manage the costs share in the semi-variable, which are directly dependent on the volume of production, and conditionally fixed costs, the amount is substantially independent of changes in production volumes. This article presents a methodological approach, where operating costs are directly dependent on the active volume of gas and the daily productivity. Such division will improve the tariff policy in the field of underground gas storage.

Keywords: operational expenses, daily productivity, active volume of gas.

Светлана Сергеевна Кучеренко

мл. науч. сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: экономика подземного хранения газа в России и за рубежом, тарифообразование.

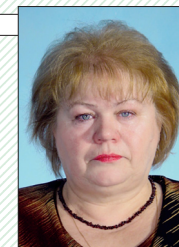
142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-94-41.



Нина Михайловна Бачурина

к.э.н., ст. науч. сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: оценка эффективности вложений в создание и эксплуатацию ПХГ, разработка нормативной информации, сравнительная оценка показателей развития ПХГ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-94-41.



ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ЗАПОЛНЕНИЯ ПОРОВОГО ОБЪЕМА ЛОВУШКИ

Проведены работы по моделированию закачки газа в неоднородный пласт на имитационной модели. Цель – изучение условий по заполнению порового объема при селективной закачке по разрезу. Моделирование выполнено для условий Инчукалнского подземного хранилища газа и может являться дополнительным методом контроля за эксплуатацией хранилища. Проведение таких работ позволит оперативно оценивать и вносить соответствующие коррективы в дифференцированную закачку газа.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, поровый объем, имитационная модель, газонасыщенная область, неоднородность пласта, ловушка.

Для изучения условий по заполнению порового объема при селективной закачке по разрезу были поставлены математические эксперименты на имитационной модели неоднородного пласта.

Математическая модель моделирует процесс совместной фильтрации газа и воды от скважины в пористой среде. Каждая фаза характеризуется фазовым давлением и насыщенностью. Подвижность каждой фазы зависит от насыщенности и описывается стандартными функциями относительной проницаемости:

$$K_z(S_z) = \left(\frac{S_z - 0,1}{0,9}\right)^{3,5} (4 - 3S_z) \text{ при } 0,1 \leq S_z \leq 1,$$

$$K_g(S_z) = \left(\frac{0,8 - S_z}{0,8}\right)^{3,5} \text{ при } 0 \leq S_z \leq 0,8. \quad (1)$$

Система уравнений для описания радиальной и вертикальной фильтрации газа и воды в неоднородной среде с учетом гравитационных сил записывается в виде

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial z} \left[r K_z(r, z) \frac{K_e(S)}{\mu e(Pe)} \rho e(Pe) \left(\frac{\partial p_e}{\partial z} - g \rho e \frac{\partial z}{\partial z} \right) \right] + \\ + \frac{\partial z}{\partial z} \left[K_z(r, z) \frac{K_e(S)}{\mu e(Pe)} \rho e(Pe) \left(\frac{\partial p_e}{\partial z} - g \rho e \right) \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [m(p) S e(P_k) \rho e] \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь l – газ или вода, K_r , K_z – проницаемость в латеральном направлении и поперек напластования; $K(S)$ – фазовые проницаемости; $\mu(P)$ – вязкость; $\rho(P)$ – плотность; P – давление в фазе; P_k – капиллярное давление; S – насыщенность фазы; $\mu(P)$ – пористость.

Замыкающими систему уравнений (2) являются следующие соотношения:

$$\mu(P) = f(P)$$

$$\rho_{газ}(P) = \rho_{см} \frac{P}{Z(P)} \frac{T_{см}}{P_{см} T_{пл}}$$

$$\rho_{воды}(P) = \rho_{воды}^0 l^{\beta_l} (P - P_0)$$

$$m(p) = m_0 l^{\beta_p} (P - P_0)$$

$$S_{газ} + S_{воды} = 1 \quad (3)$$

$$P_k = P_{газ} - P_{воды} = \alpha_n \cos Q \sqrt{\frac{m}{k}} J(S) = P_k(S)$$

Система уравнений (1-3) является системой нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, получить решение которой в аналитическом виде не представляется возможным. Поэтому решение этой системы уравнений находится численными методами.

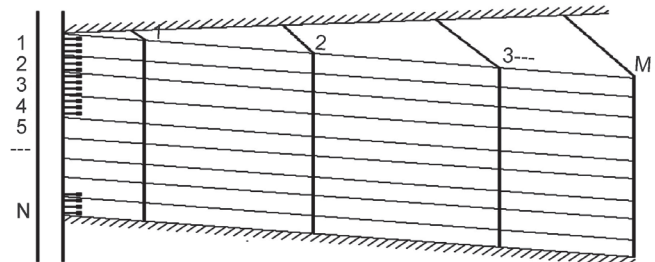


Рис. 1. Схема конечно-разностной сетки имитационной модели пласта.

Областью решения является вертикальное сечение пласта в предположении о справедливости радиальной фильтрации флюидов в реальной залежи. Область решения аппроксимируется конечно-разностной сеткой размером $N \times M$, для каждого узла которой записывается два конечно-разностных уравнения, аппроксимирующих систему (2). Метод решения системы (2), выбранный нами для данной модели ввиду сложности моделируемой ситуации: закачка газа под контакт газ-вода, существенное различие в плот-

ностях и вязкостях флюидов, обуславливающее большую скорость всплытия газа – метод совместного решения уравнений (известный как SS-метод) – неявный по давлению и неявный по насыщенности.

В качестве граничных условий принимаются следующие:

– по скважине: $q_g = 2\pi \frac{K_L K_z}{\mu_z(P)} r \frac{dP}{dz}$ –

заданный расход газа (и воды);

– на внешней границе пласта; постоянное давление, равное гидростатическому; кровля и подошва пласта приняты непроницаемыми.

Для расчетов Инчукалнского подземного хранилища газа (ПХГ) была смоделирована область радиуса $R_k = 2000$ м с абсолютной отметкой кровли в выделенном контуре минус 810 м и постоянным контурным давлением на кровле 7,85 МПа. Вся моделируемая область была разбита сеткой размерами 15×15 узлов. Шаги по вертикали составили: 10 шагов по 4,7 м; два шага по 3 м; 3 шага по 4,7 м, с радиальной проводимостью 10×2500 мД, 2×10 мД и 3×1500 мД соответственно. Коэффициент анизотропии (отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной) был принят равным 0,1.

Как видно из дискретизации по вертикали, был смоделирован пласт, состоящий из верхней (общая толщина 47 м) и нижней (15 м) хорошо проницаемых частей с проницаемостью 2,5 и 1,5 Д, разделенных слабопроницаемой (10 мД) перемычкой толщиной 6 м. Пористость по пласту была принятой 0,23. В слабопроницаемой перемычке пористость 0,1. Кровля пласта принималась осредненной по нескольким направлениям Инчукалнского ПХГ.

В качестве начального распределения газонасыщенности выбиралось такое, чтобы выполнялось условие капиллярно-гравитационного равновесия при минимальной (в конце периода отбора) газонасыщенной эффективной толщине 14 м (при газонасыщенности 40 %), что соответствует примерно 20 м общей мощности.

На описанной модели была смоделирована закачка газа в скважины, расположенные в:

- верхней части, интервал перфорации (-660 – -670);
- средней части, интервал перфорации (-670 – -680);
- нижней части, интервал перфорации (-717 – -732).

Были рассмотрены варианты, указанные в таблице.

Эффективность вариантов дифференцированной по разрезу закачки оценивалась по величине газонасыщенной области, формирующейся на 150-е сутки после начала закачки. На рисунке 2 показаны контуры газонасыщенной области, формирующейся при проведении закачки по вариантам II и III.

Варианты	Дебит, тыс. м ³ /сут		
	Верх. скв.	Сред. скв.	Нижн. скв.
I	500	0	0
II	500	300	0
III	500	300	400
IV	500	0	400
V	800	0	0
VI	800	0	400
VII	800	0	400

Табл.

Проведенное имитационное моделирование для условий Инчукалнского ПХГ позволяет сделать следующие выводы:

- закачка в среднюю часть пласта при сформированном газонасыщенном объеме, граница которого ниже уровня ниж-

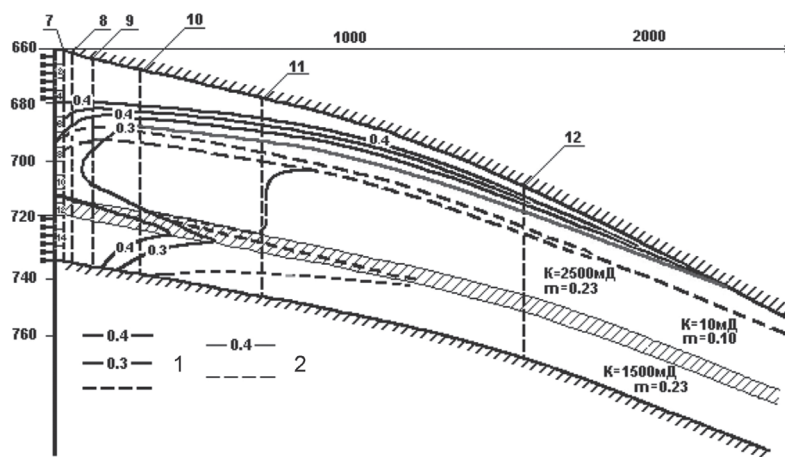


Рис. 2. Контуры газонасыщенной области, формирующиеся при закачке газа. 1 – Изохоры: 0.3 и граница газового пузыря при закачке в верхнюю, среднюю и нижнюю части, 2 – Изохоры: 0.4 и граница газового пузыря при закачке в верхнюю и среднюю части.

них дыр перфорации скважин средней части, малоэффективная, увеличение осушенной толщины в центральной части происходит в основном за счет увеличения объема закачанного газа в пласт;

- при закачке газа под слабопроницаемую перемычку в нижнем пропластке образуется самостоятельная газовая залежь, перепад давления между нижним пропластком и верхним в основном гасится глинистой перемычкой, поэтому от нее газ всплывает под воздействием только гравитационных сил, в верхнем пропластке образуется обширная зона (радиусом до 700 м в моделируемом случае) с насыщенностью газом 30 % и менее, но граница с газонасыщенностью 40 % ограничивает осушенную зону незначительно большую, чем с аналогичной насыщенностью при отсутствии закачки в нижний пропласток;

- разработанная имитационная модель адекватно моделирует процессы, протекающие в неоднородных водоносных пластах при подземном хранении газа, поэтому возможно ее применение для моделирования эксплуатации всего ПХГ с реальным расположением скважин и моделированием реальной неоднородности пласта для контролирования контура газонасыщенности и возможности утечки газа за пределы ловушки.

Очевидно, проведение работ по моделированию эксплуатации залежи с этой целью позволяет оперативно оценивать и вносить соответствующие коррективы в дифференцированную закачку газа и может применяться в условиях Инчукалнского ПХГ как дополнительный метод контроля за эксплуатацией газохранилища.

S.A. Khan, A.S. Garajshin, E. Birgers. **Imitating model of a non-uniform layer as an additional research method of filling porous trap volume conditions.**

This paper provides the results of simulation modeling of gas injection in heterogeneous deposit, in order to study the conditions of pore space filling while the gas is injected selectively across the cut. The model was made for Inchukalnskoe UGS and could be serve as an additional method of storage operation monitoring. Simulation modeling is aimed to provide real-time estimations and modifications of the differential gas injection.

Keywords: underground storage/storehouse of gas, imitating model, heterogeneity of a layer, a trap.

РОЛЬ ГАЗА В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ СТРАН ЛАТИНСКОЙ АМЕРИКИ

Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) является одним из главных инструментов долгосрочного планирования развития экономики страны. ТЭБ может быть рассмотрен не только по отдельно взятой стране, но и по определенному региону или в целом по миру. В данной статье рассмотрен ТЭБ Латинской Америки и основных наиболее энергоемких стран данного региона.

Ключевые слова: топливно-энергетический баланс, топливно-энергетические ресурсы, Латинская Америка, природный газ.

Стратегия развития топливно-энергетического баланса (ТЭБ) является важным документом наряду с прогнозом социально-экономического развития государства и служит одной из отправных точек при разработке бюджетов стран. При этом доля газа в структуре потребления топливно-энергетических ресурсов постоянно растет. На сегодняшний день газ отрасль играет второстепенную роль в структуре энергетического баланса Латиноамериканских стран (Рис. 1).

На сегодняшний день, ТЭБ стран Латинской Америки имеет следующую структуру: нефть – 45 %, гидроэлектроэнергия – 28 %, газ – 22 %, уголь – 4 % и атомная энергия – 1 %.

Увеличение роли природного газа обусловлено его значительным преимуществом в сравнении с другими видами топлива. Во-первых, благодаря наличию значительных запасов и относительной дешевизне его добычи и транспортировки.

Во-вторых, при использовании природного газа в качестве энергоносителя в промышленных процессах производство становится более приемлемым с экологической точки зрения, особенно с учетом резкого ужесточения экологических требований и наличия международных обязательств по охране окружающей среды.

В-третьих, переработка газа менее затратная по сравнению с нефтяным сырьем и другими видами топлива. Применяемые технологии и оборудование при переработке и сжижении природного газа являются более технологичными, то есть менее громоздкими и более долговечными по сравнению с аналогичным оборудованием, например, работающем на мазуте или угле.

Энергетика стран Латинской Америки потенциально способна полностью обеспечивать экономику стран региона. Рассмотрим добычу углеводородного сырья: нефти и природного газа по данным BP Statistical Review of World Energy (Рис. 2).

Анализ представленной добычи углеводородного сырья позволяет сделать вывод, что основными нефтегазодобывающими государствами являются Венесуэла – 34 %, Бразилия – 21 %, Аргентина – 16 %. Остальные страны добывают менее 10 % углеводородного сырья. Для Латинской Америки в целом характерна мировая тенденция роста потребления энергии, которая на данный период замедлилась из-за мирового экономического кризиса.

Проанализировав данные статистики BP Statistical Review of World Energy о развитии экономики стран Латинской Америки, добычи и потреблении энергоресурсов можно констатировать, что темпы роста энергетики находятся во взаимозависимости с темпами увеличения валового внутреннего продукта (ВВП). Среднегодовые темпы прироста ВВП Латинской Америки составляли 3,14 % в 1990 – 1995 гг.; 3,06 % в 1995 – 2000 гг. и 0,55 % в 2000 – 2005 гг.; 2,7 % в 2005 – 2008 гг.. Среднегодовые темпы прироста потребления первичных источников энергии в регионе в эти же периоды были на уровне 3,28 %; 3,38 %; 0,48 %; 2,16 % соответственно. На период 2009 – 2030 гг. темпы развития стран Латинской Америки прогнозировались на уровне – 4,0 – 4,5 % в год. Однако в связи с мировым экономическим кризисом данный показатель прогнозируется на уровне 1,1 – 1,9 % в год (по данным Международного Валютного Фонда (МВФ) и доклада ООН 19.12.2008 г. в г. Сантьяго).

Такое положение не может не сказаться на топливно-энергетическом балансе из-за ожидаемого значительного падения добычи и выработки всех видов топлива. Тем не менее, для оживления экономики и выхода из кризиса выделяются существенные денежные средства, даются налоговые послабления, что должно привести к увеличению производства продукции и соответственно росту спроса на топливо.

Следует отметить также тот факт, что пока все произведенные денежные вливания в экономику результата не принесли, по оценкам различных аналитиков мировой финансово-экономический кризис будет достаточно продолжительным. По оценочным данным, среднегодовой спрос на углеводородное сырье в Латинской Америке будет прирастать на 1,5 – 2,0 % в год с умеренным дальнейшим увеличением энергопотребления и к 2030 году при благоприятных обстоятельствах должен увеличиться до 4 %.

Анализ структуры энергопотребления рассматриваемых стран (Рис. 3) показал, что наиболее крупным потребителем энергии является Бразилия, объем данной страны составляет 40 %, вторыми по значению являются Венесуэла и Аргентина, их энергопотребление составляет 13 %. Остальные потребители используют 5 и менее процентов энергии.

Детальное изучение ТЭБ вышепредставленных стран выявило, что наиболее газифицированной страной явля-

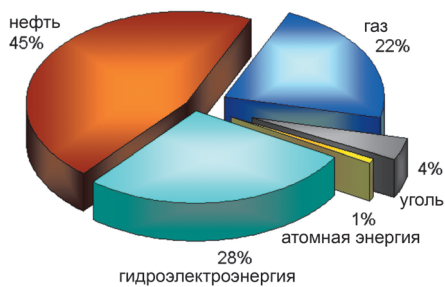


Рис. 1 Расходная часть топливно-энергетического баланса стран Латинской Америки.

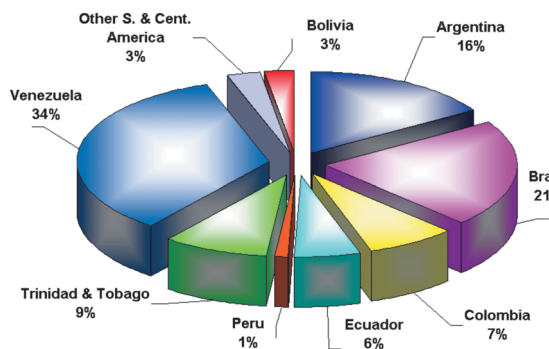


Рис. 2 Добыча углеводородного сырья странами Латинской Америки.

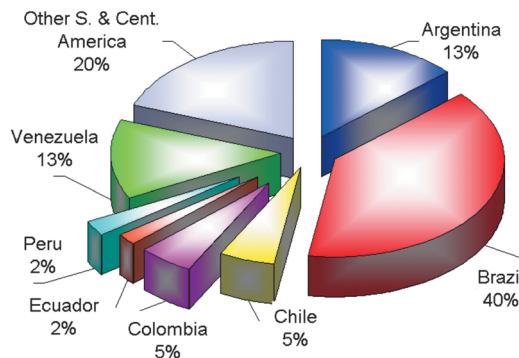


Рис. 3 Расходная часть энергетического баланса стран Латинской Америки.

ется Аргентина, доля газа в ТЭБ составляет – 53 %, далее идёт Венесуэла – 35,8 % и наконец, Бразилия – 9 %. Следует так же отметить, что наиболее сбалансированным в области безопасности энергоснабжения страны является баланс Венесуэлы.

Как уже отмечалось ранее, газ имеет множество преимуществ, которые призваны увеличить потребление именно этого вида топлива. Одним из важнейших факторов оказывающих влияние на увеличение доли природного газа в топливно-энергетическом балансе в странах Латинской Америки является высокая цена на основной энергоноситель – нефть. В этой связи Латиноамериканские страны будут стараться увеличить экспорт данного вида топлива. Таким образом, произойдёт замещение спроса на жидкое топливо на внутреннем рынке стран природным газом.

Необходимо отметить, что в Венесуэле уже применяется политика замены спроса на жидкое топливо на внутреннем рынке страны природным газом.

Изменение и перераспределение долей в топливно-энергетическом балансе в странах Латинской Америки должно положительно сказаться на энергетической безопасности данных государств. Энергетическая безопасность не возможна без диверсификации источников покрытия потребности внутренних рынков в топливно-энергетических ресурсах.

Наличие различных топливно-энергетических ресурсов в балансах стран положительно характеризует фактор взаимозаменяемости используемых видов энергии. Однако, при дальнейшем прогнозировании развития ТЭБ необходимо четко контролировать тенденцию увеличения доли газа, чтобы избежать перекосов в балансах, которые могут привести к снижению роли других видов энергоносителей

и расточительному отношению к «голубому топливу».

Одним из ключевых факторов, которые могут оказать влияние на корректировку топливно-энергетического баланса, является оценка потенциала продаж газа на внутренних и внешних рынках стран Латинской Америки, а также перспективы комплексного развития мощностей в добыче и транспортировке газа.

При формировании прогнозного долгосрочного баланса газа должны быть предусмотрены все возможные меры и механизмы по рациональному использованию и энергосбережению «голубого топлива».

N.B. Borodina, O.S. Kovalenko, S.N. Sorokin. Gas role in fuel and energy balance of the countries of Latin America.

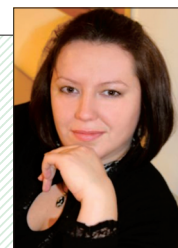
The fuel and energy balance (FEB) is one of the main tools of long-term planning of national economy development. FEB can be considered not only on separately taken country, but also on certain region or as a whole on the world. In this article it is analyzed the FEB of Latin America in general and the most energy-consuming countries of this region.

Keywords: fuel and energy balance, fuel and energy resources, Latin America, natural gas.

Надежда Викторовна Бородина

ведущий инженер ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: развитие российского, европейского и азиатско-тихоокеанского рынков углеводородного сырья; прогноз развития и размещения ПХГ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-61.



Олеся Сергеевна Коваленко

инженер 2 категории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: либерализация газового рынка, газовые рынки стран АТР и перспективы их развития.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-61.



Сергей Николаевич Сорокин

инженер ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: перспективы развития рынка ПХГ, развитие спотовой торговли.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-61.



РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВРЕМЕННОГО ХРАНИЛИЩА В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В качестве первого этапа работ по рациональному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ) предложено временное хранение в газовой шапке нефтегазовой залежи. Рассмотрены способы использования ПНГ применительно к рассматриваемому нефтегазоконденсатному месторождению. Освещен вопрос выбора объекта под закачку газа. Представлены основные технические решения по проектированию временного подземного хранилища попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: подземное хранение газа, попутный нефтяной газ, временное хранилище попутного нефтяного газа, технологическое проектирование, пласт-коллектор, фильтрационно-емкостные свойства.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), представляющий собой смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, является ценным нефтехимическим сырьем. Рациональное использование ПНГ не простая и важная задача мирового масштаба, значимость которой отражена в Киотском протоколе, ратифицированном Россией в 2004 году. Для выполнения принятых в соответствии с данным протоколом обязательств, Правительство РФ 8 января 2009 года приняло Постановление № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», которое требует предусматривать утилизацию не менее 95 % попутно добываемого нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений.

В качестве основных направлений повышения уровня использования попутного нефтяного газа можно указать следующие:

1. Использование ПНГ для собственных нужд работы промыслов: на выработку электроэнергии, тепловой энергии, подготовку нефти. По официальным данным за 2007 год на собственные нужды направляется порядка 33 % добываемого в России ПНГ.

2. Использование ПНГ при разработке месторождений по технологии, предусматривающей его закачку обратно в пласт для поддержания пластового давления, может применяться на месторождениях с соответствующей

технологией разработки.

3. Собственная переработка ПНГ на промыслах – строительство перерабатывающих мини-установок с последующей поставкой полученных продуктов потребителям – требует вложений не только в оборудование промысла, но и в объекты транспорта полученной продукции (будь то углеводороды, электроэнергия или другие продукты).

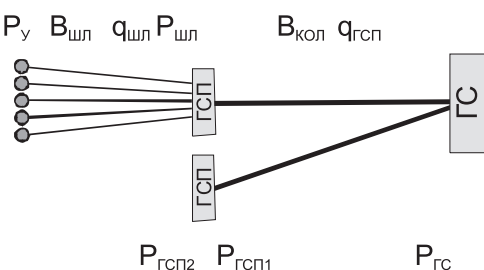
4. Подготовка и транспорт газа внешнему потребителю требует значительных капитальных вложений и затрат времени на строительство установок подготовки газа, дожимной компрессорной станции и соединительного газопровода для подачи сухого отбензиненного попутного газа в действующую систему магистральных газопроводов или строительство дополнительных магистральных трубопроводов ПНГ.

5. Поставка ПНГ на газоперерабатывающие заводы и региональные тепловые электростанции требует как строительства объектов транспорта попутного газа, так и наличия на доступном расстоянии соответствующих потребителей. Далеко не все регионы имеют возможность утилизировать ПНГ согласно этому варианту.

Одним из перспективных направлений повышения уровня использования ПНГ в отдаленных труднодоступных регионах является закачка и временное хранение осушенного попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах. В качестве объектов для этого могут использоваться залежи газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, а также водоносные пласты, расположенные непосредственно в самих разрабатываемых месторождениях или вблизи от них.

Временное подземное хранилище (ВПХГ) попутного нефтяного газа является первым этапом работ по рациональному использованию ПНГ. Важно отметить, что ВПХГ является менее капиталоемким и достаточно быстрым в реализации проектом по сравнению с традиционными способами утилизации попутного газа. При этом создание и эксплуатация ВПХГ ПНГ позволяет гибко подходить к вопросу утилизации попутного газа. Например, накапливать сырье с нескольких месторождений района с доведением его объемов до рентабель-

Рис. 1. Расчетная схема движения газа в наземных коммуникациях. $P_{ГС}$, $P_{ГСП}$, $P_{ШЛ}$, $P_{У}$ – давление на выходе головных сооружений, на входе газосборного пункта, на выходе ГСП и на устье скважины



соответственно; $q_{ШЛ}$, $V_{ШЛ}$ – расход газа в шлейфе скважины и коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа; $q_{ГСП}$, $V_{КОЛ}$ – расход газа в коллекторе и его коэффициент гидравлического сопротивления.

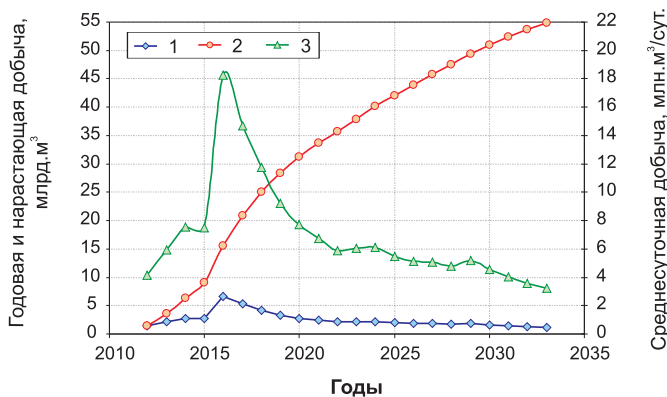


Рис. 2. Динамика добычи ПНГ в соответствии с проектом разработки нефтяной залежи. 1 – годовая добыча, 2 – нарастающая добыча, 3 – среднесуточная добыча.

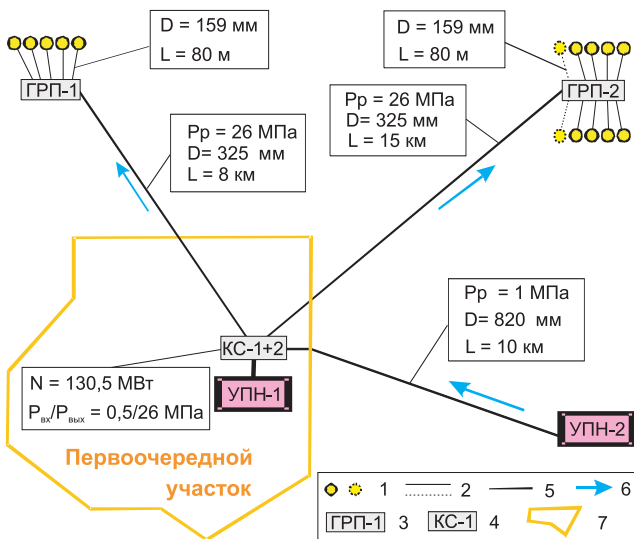


Рис. 3. Схема расположения кустов газонагнетательных скважин. 1 – устья скважин, 2 – шлейфы скважин, 3 – газовый коллектор, 4 – направление движения газа, 5 – газораспределительный пункт, 6 – компрессорная станция, 7 – границы первоочередного участка.

ных, либо привлекать к строительству и использованию ВПХГ на долевых началах несколько нефтедобывающих компаний, что позволяет снизить затраты участников инвестиционного проекта.

Рациональное использование ПНГ рассматривается на примере ВПХГ, запроектированном на одном из нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в Восточной Сибири. В условиях этого месторождения упоминавшиеся выше способы утилизации ПНГ имеют следующие особенности:

- технологической схемой разработки нефтяной залежи рассматриваемого НГКМ предполагается использование на собственные нужды не более 10% попутного нефтяного газа;
- в соответствии с технологической схемой закачка ПНГ обратно в пласт с целью поддержания пластового давления не предусмотрена;
- собственная переработка попутного газа на промыслах не рентабельна из-за наличия в газе промышленных концентраций гелия и дорогостоящего строительства завода по его выделению;

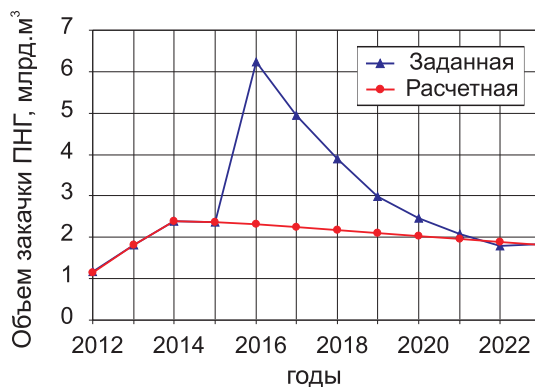


Рис. 4. Динамика закачки попутного газа в ВПХГ.

– подготовка и транспорт газа внешнему потребителю в связи со значительной продолжительностью строительства газопровода (порядка 5 – 10 лет) не соответствует запланированному периоду ввода месторождения в эксплуатацию;

– поставка ПНГ на газоперерабатывающие установки не предусматривается по причинам, изложенным выше.

Принимая во внимание отсутствие газотранспортной системы для поставок газа потребителю, в качестве первого этапа работ по утилизации принята закачка и временное хранение ПНГ в пористом пласте до решения вопроса его магистрального транспорта. Продолжительность этого периода ориентировочно оценивается до 7 – 10 лет.

При выборе объекта под ВПХГ рассматривались как продуктивные нефтегазоносные, так и водоносные пласты-коллекторы месторождения.

На предварительном этапе в качестве перспективных объектов рассматривались три водоносных пласта-коллектора. Эти водоносные горизонты представлены трещиноватыми карбонатными отложениями и в пределах НГКМ образуют малоамплитудные ловушки ограниченного объема, их пласты-коллекторы практически не изучены. Использование этих ловушек под временное хранилище по-

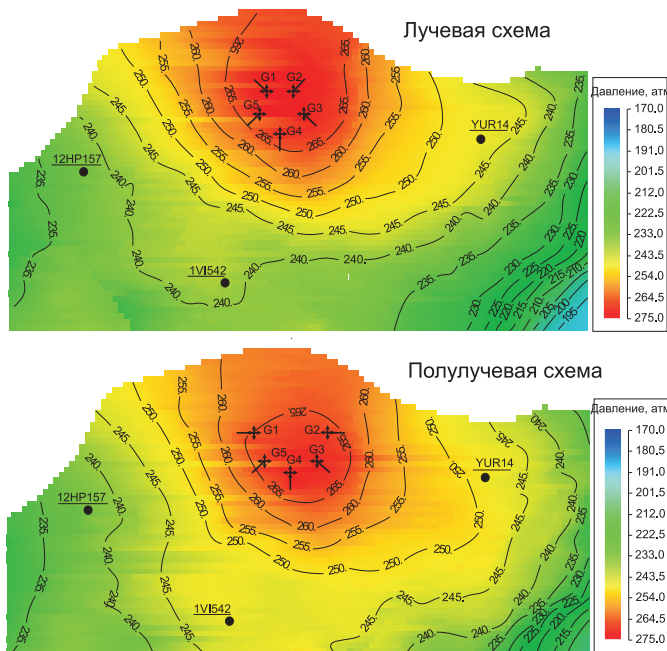


Рис. 5. Карты изобар по кровле пласта на 10 год эксплуатации ВПХГ. Фрагмент модели залежи.

путного газа при заданном компонентном составе вызвало сомнение по причине возможной структурной и молекулярной их негерметичности.

С точки зрения структурной негерметичности, повышение давления в ловушке при закачке газа, учитывая трещинный тип пласта-коллектора, является причиной повышенной опасности неконтролируемого ухода газа за пределы ловушки по системе трещин. Кроме того важно, что имеющиеся в настоящее время на территории России и стран СНГ подземные хранилища газа созданы в терригенных водоносных пластах или на базе газовых залежей в терригенных и рифогенных карбонатных коллекторах. Опыт создания ПХГ в водоносных карбонатных коллекторах отсутствует.

С точки зрения молекулярной негерметичности возможен уход гелия, содержащегося в ПНГ, за пределы ловушки через глинистые покрывки водоносных пластов в процессе диффузии. При выборе водоносных пластов в качестве объекта хранения было бы необходимо проведение дополнительных исследований, направленных на изучение флюидоупорных характеристик покрывки по гелию.

После анализа имеющейся геолого-промысловой информации предпочтение было отдано залежи в рифейских отложениях. Газонефтяная залежь рассматриваемого месторождения содержит гелий, что напрямую свидетельствует о высокой надежности покрывки. Наличие региональной усольской соленосной покрывки над газовой залежью является надежной преградой для миграции газа в вышележащие водоносные горизонты кембрия при повышении пластового давления при закачке, а, значит, является гарантией герметичности нефтегазоносного рифей-вендского комплекса. Данная залежь способна вместить подлежащий хранению попутный нефтяной газ, обеспечить сохранность и последующее извлечение закачанных объемов газа.

Средняя глубина залегания залежи составляет 2047 м., залежь массивная, представленная кавернозно-трещинным коллектором. Эффективные нефтенасыщенные толщины этой залежи изменяются от 0 м до 48 м, эффективные газонасыщенные толщины – от 0 м до 93 м. Пластовое давление в своде залежи составляет 20,95 МПа, на ГНК – 21,19 МПа. Давление на ВНК составляет 21,53 МПа. Пластовая температура – 27 °С. Содержание этана, пропана, бутанов и гелия в пластовом газе превышают промышленные концентрации. Сероводород в залежи отсутствует.

Основные технические решения по проектированию временного подземного хранилища ПНГ обоснованы с учетом выполнения следующих требований:

- обеспечение заданных объемов и суточной производительности закачки ПНГ;
- максимальное пластовое давление до 27 МПа, определенное исходя из прочностных свойств покрывки;
- максимальное давление нагнетания на устье скважин до 25 МПа;
- минимальное влияние закачки ПНГ на разработку нефтяной залежи с учетом направления и динамики ее разбухания при освоении и обустройстве;
- расположение проектных скважин в зонах повышенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта;

- рациональное соотношение потерь давления в объектах обустройства и системе нагнетательных скважин;
- минимизация капитальных вложений в строительство ВПХГ.

Технологические показатели эксплуатации ВПХГ рассчитывались с использованием геолого-технологической модели, включающей трехмерную гидродинамическую модель пласта и газопромысловую модель движения газа в скважинах и наземных коммуникациях.

Поскольку проект создания ВПХГ предусматривает закачку ПНГ в газовую шапку разрабатываемой нефтегазовой залежи, была необходимость проведения технологических расчетов, учитывающих взаимное влияние друг на друга процессов отбора нефти и закачки газа. Учет такого влияния возможен с помощью трехмерной гидродинамической модели залежи при совместном моделировании отбора нефти, компенсационной закачки воды и закачки утилизируемого газа.

Для описания трещинно-порового коллектора продуктивных отложений залежи с интенсивно развитой трещиноватостью в расчетах использовалась модель двойной пористости. Каждой ячейке сетки гидродинамической модели было присвоено соответствующее значение параметров пласта: абсолютной глубины кровли, общей толщины, коэффициента песчаности, эффективной пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Причем производилось раздельное описание матрицы породы и пустотного объема трещин. Учет многофазности производился введением сложной комбинированной модели, описывающей поведение нефти, растворенного и свободного газа и конденсата.

Расчетная схема движения газа в наземных коммуникациях для закачки попутного нефтяного газа представлена на рис. 1. Движение газа в элементах модели описывается широко известными уравнениями трубной и подземной газогидродинамики.

При расчете ВПХГ период его эксплуатации подразделяется на интервалы, для каждого из которых задан объем закачки газа в целом по ВПХГ. На каждом интервале времени параметры модели движения газа в скважинах и наземных коммуникациях остаются неизменными, тогда как от интервала к интервалу могут меняться. Для каждого интервала последовательно производятся расчеты на указанных выше моделях.

В строительстве ВПХГ было выделено два этапа строительства:

I этап – в разработке находится первоочередной участок нефтяной залежи (3 года);

II этап – выход на полное разбухивание и разработку всей нефтяной залежи (4 года).

Динамика добычи попутного газа приведена на рис. 2. Данный график позволяет сделать вывод о динамике необходимых мощностей по закачке ПНГ.

Учитывая очередность освоения залежи и выделяя соответствующие этапы строительства ВПХГ, было решено нагнетательный фонд скважин ВПХГ разместить в 2-х кустах. Выбор

№ варианта	Диаметр НКТ, мм	Длина горизонтального окончания ствола, м
1	114	400
2	114	500
3	127	400
4	127	500

Табл.

места расположения кустов газонагнетательных скважин проводился с учетом ряда ограничений: необходимо было выбрать область с повышенными ФЕС, изученную разведочным бурением, находящуюся на небольшом удалении от основных районов концентрации добычи попутного нефтяного газа.

Положение куста № 1 нагнетательных скважин было определено в районе, где мощность газовой шапки составила порядка 60 м, а расстояние до первоочередного эксплуатационного участка составило порядка 8 км. Положение куста № 2 нагнетательных скважин было определено в районе добычи ПНГ на II этапе разработки залежи: в 10 км от первоочередного участка. Мощность газовой шапки в этом районе составила порядка 55 м. Для повышения точности проектных показателей, расположение кустов газонагнетательных скважин выбрано в зонах, изученных разведочным бурением.

Выбранное расположение первого и второго кустов скважин ВПХГ с одной стороны позволило уменьшить влияние закачки попутного нефтяного газа на процесс добычи нефти, а с другой стороны – максимально приблизить очаги утилизации газа к районам его добычи. Схема расположения кустов газонагнетательных скважин показана на рисунке 3.

По результатам гидродинамических и геофизических исследований разведочных скважин с учетом пластовых параметров была проведена оценка эффективности использования для целей ВПХГ горизонтальных скважин с различной длиной горизонтального окончания ствола. Наиболее оптимальными с точки зрения дебита скважины были приняты длины горизонтальных окончаний 400 и 500 м. Учитывая эти данные, были приняты варианты конструкции нагнетательных скважин (Табл).

Для каждого варианта конструкции газонагнетательных скважин с учетом потребного объема утилизации ПНГ было рассчитано необходимое количество скважин в кустах, а также технологические показатели создания ВПХГ на I и II этапах. На основе технико-экономического анализа результатов расчета показателей эксплуатации хранилища был выбран второй вариант.

Следует отметить, что бурение газонагнетательных скважин куста № 2 и подключение их к закачке ПНГ планировалось на II этапе создания ВПХГ. При этом из рис. 2 можно заметить, что при утвержденных темпах разработки месторождения 3-летний период 2016 – 2018 гг. характеризуется более чем 2-х кратным увеличением годовых объемов добычи ПНГ по сравнению со средним значением. В дальнейшем – после 2018 года – годовые объемы добычи ПНГ снижаются до средних значений.

Таким образом, бурение второго куста скважин, строительство системы подготовки, транспорта и капиталоемкой системы компремирования низконапорного газа требуется лишь для обеспечения темпов закачки на 3 года. Такая динамика годовых объемов добычи ПНГ не отвечает рациональному вводу и использованию мощностей по закачке и временному хранению ПНГ. Принимая это во внимание, было принято решение о корректировке основных утвержденных показателей разработки нефтяной залежи.

Таким образом, наряду с задачей проектирования

ВПХГ, встала задача уменьшения темпов отбора нефти так, чтобы весь объем ПНГ за вычетом газа на собственные нужды мог бы быть утилизирован первым кустом скважин. На рисунке 4 представлены изначально заданный объем закачки ПНГ и скорректированный с учетом приемистости пяти горизонтальных стволов первого куста скважин.

Как указывалось выше, одно из условий создания ВПХГ в газовой шапке – минимизация влияния на разработку нефтяной залежи. С целью решения данной задачи при проектировании ВПХГ рассматривался также вопрос выбора схемы расположения горизонтальных стволов газонагнетательных скважин в кусте: как по площади, так и по разрезу.

При оценке площадного регулирования закачки ПНГ исследовалось два варианта расстановки забоев газонагнетательных скважин. В первом варианте горизонтальные стволы направлены радиально от геометрического центра куста во всех направлениях (лучевая схема). Во втором случае горизонтальные окончания ствола направлялись радиально от геометрического центра куста по полукругу (полулучевая схема) преимущественно на юг, а не в сторону стратиграфического выклинивания на севере структуры.

Согласно проведенным расчетам, пластовое давление на 10 год эксплуатации ВПХГ при полулучевом расположении скважин на 0,5 МПа ниже, чем при лучевом варианте (Рис. 5). Поскольку на первый куст газонагнетательных скважин накладывалось дополнительное требование увеличения объема закачки, то в проекте была принята полулучевая схема размещения газонагнетательных скважин.

В вопросе регулирования закачки по разрезу оценивалось влияние положения горизонтального окончания ствола газонагнетательной скважины на крышку хранилища и газо-нефтяного контакта (ГНК) с учетом влияния расположения на приемистость горизонтальной скважины. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является расположение горизонтальных стволов на расстоянии 50 м от начального ГНК.

Согласно проведенным расчетам, в районе куста газонагнетательных скважин возрастает пластовое давление, несмотря на падение давления в целом по залежи за счет добычи нефти. Также происходит вытеснение нефти газом из нефтяной оторочки в районах нефтедобывающих скважин и в районе положения забоев газонагнетательных скважин (Рис. 6).

Несмотря на все попытки минимизации влияния закачки газа в газовую шапку месторождения на процесс добычи нефти, добиться отсутствия такого влияния не удалось. Исходя из этого, дополнительно были разработаны следующие рекомендации:

- не вводить проектные нефтедобывающие скважины вблизи газонагнетательного куста до окончания эксплуатации ВПХГ;
- водонагнетательные скважины перенести дальше от куста газонагнетательных скважин, где давление в газовой шапке возрастает незначительно.

Таким образом, создание временных подземных хранилищ попутного нефтяного газа позволяет решать вопросы сохранения и рационального использования цен-

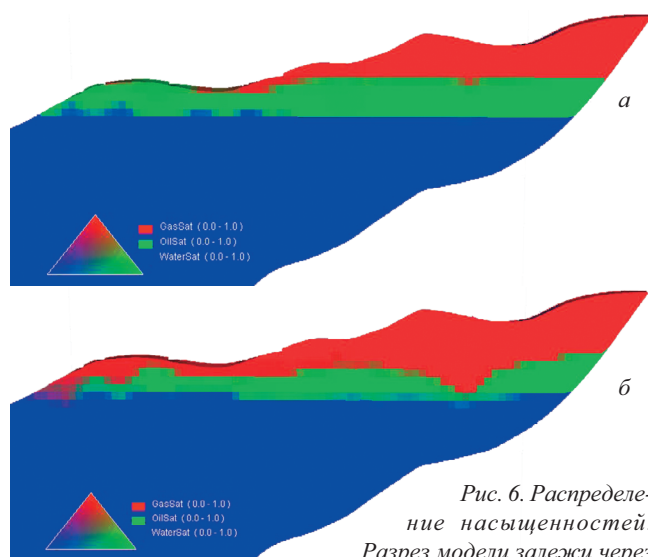


Рис. 6. Распределение насыщенностей. Разрез модели залежи через одну из газонагнетательных скважин куста №1. а – 1 год закачки, б – 10 лет закачки.

ного углеводородного сырья. Методологические основы данного способа утилизации подземных хранилищ газа разработаны и успешно применяются при проектировании объектов временного хранения для нужд ведущих нефтедобывающих компаний РФ.

A.A. Mikhailovsky, G.A. Kornev, N.A. Isaeva. **Associated gas rational utilization: temporary underground gas storage engineering in gas-condensate field.**

Temporary underground associated gas storage as the first step of associated gas rational usage is introduced. Methods of associated gas utilization and selection of objects for temporary storing are considered. Main solutions of temporary underground associated gas storage creation in oil-gas condensate field are introduced. Special attention is given to temporary underground associated gas storage engineering including gas injection regulation.

Keywords: underground gas storing, associated gas, temporary underground associated gas storage, engineering, reservoir.



Александр Артемович Михайловский

к.т.н., ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: технологии подземного хранения природного газа и временного хранения попутного нефтяного газа в пористых пластах, вопросы регулирования и аналитического контроля количества газа в пористых пластах подземного хранилища.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.



Григорий Александрович Корнев

к.т.н., заместитель начальника лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: технологии временного подземного хранения попутного нефтяного газа, «интеллектуальные» ПХГ и методы прогнозирования и управления процессами создания и эксплуатации хранилищ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.



Наталья Александровна Исаева

научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: построение, адаптация, использование и внедрение трехмерных постоянно-действующих моделей ПХГ, временное подземное хранение газа.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.

Издания ООО "Газпром ВНИИГАЗ" серии "Вести газовой науки"

Обоснование оптимальных вариантов развития и реконструкции газотранспортных систем в условиях неопределенности

А.С. Казак, В.В. Русакова, И.Б. Кудрявцев, Д.А. Ратнер, А.А. Кудрявцев
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2010. 188 с. ISBN 978-5-89754-061-7

Методические аспекты задания требований, оценки и обеспечения защищенности объектов газовой отрасли от противоправных действий

Радаев Н.Н., Лесных В.В., Бочков А.В.
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 176 с. ISBN 978-5-89754-050-1

История газового дела: Историко-технический очерк

Самсонов Р.О., Джафаров К.И.
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 200 с. ISBN 978-5-89754-054-9

Краткий толковый словарь по газу и нефти (Brief gas-oil glossary)

А.Г. Ретин
Под общ. ред. Р.О. Самсонова
М.: ВНИИГАЗ. 2008. 154 с. ISBN 978-5-89754-039-6



ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
Редакционно-издательский отдел
Тел./факс (495) 355-91-73
E-mail: A_Luzhkova@vniigaz.gazprom.ru,
E_Kharybina@vniigaz.gazprom.ru

ПОЭТАПНОЕ СОЗДАНИЕ ИНЧУКАЛНСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА – ПУТЬ К СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

Для снижения технологических рисков в регионе было предложено и осуществлено поэтапное создание Инчукалнского подземного хранилища газа, играющего важную роль в регулировании региональной неравномерности газопотребления. В работе отражены основные этапы сооружения Инчукалнского подземного хранилища газа и задачи технологического проектирования, решенные на этих этапах.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, неравномерность газопотребления, технологическое проектирование, газодинамические исследования, пласт-коллектор.

Роль и потенциальные возможности Инчукалнского подземного хранилища газа (ПХГ) в регулировании неравномерности газопотребления региона трудно переоценить. В качестве объекта для создания газохранилища выбран песчаник среднего кембрия, представляющий собой антиклинальную складку размером 10×4 км, осложненную разломом, проходящим почти по оси складки. Амплитуда нарушения по поверхности кристаллического фундамента от 200 до 260 м. Песчаник залегает на коре выветривания архейских пород, представленных гранитами и гранитогнейсами и относится к терригенным отложениям цирмской толщи кембрия и каллаверийской свиты нижнего ордовика (Сm1-2cr+O1klv). Песчаник содержит не выдержанные по мощности и простираию алевролитоглинистые прослои до 6–8 м мощности. Пласт-коллектор неоднороден по площади в разрезе. В нижней части свиты прослеживается по всей площади глинисто-алевролитовый пропласток, а в верхней и средней частях почти во всех разрезах скважин наблюдаются разной степени прослои, мощность и количество которых непостоянно.

В разрезе структуры выделяют две покрывки – основная в кровле кемерского горизонта 10–15-метровая толща глин и глинистых мергелей, а также резервная 100-метровая толща глин и мергелей наровской свиты.

Проблема реконструкции и связанное с ней расширение Инчукалнского хранилища потребовало еще раз проработать вопросы, решение которых было неоднозначно либо не всегда укладывалось в предполагаемые пределы.

В связи с тем, что распространение газа в юго-восточном направлении (Рис. 1) происходит не в соответствии с изогипсами кровли пласта-коллектора цирмской толщи кембрия и каллаверийской свиты нижнего ордовика (Сm1-2cr+O1klv), была поставлена задача – уточнить геологическое строение этого района и выяснить, насколько вероятны здесь тектонические нарушения. В целях решения этой задачи был построен ряд профилей по скважинам, расположенным в данном районе хранилища. Основой для них явились диаграммы геофизических исследований скв. 131, 77, 4, 120, 119, 146 и 161 (профиль I), скв. 145, 119, 5 (профиль II), скв. 98, 12, 103, 119 (профиль III). Они охватывают отложения от плюскового горизонта (O₃pl) до архея. Был выполнен анализ мощностей и границ горизонтов, снятых с геофизических диаграмм и используемых при построении профилей. Анализ показал, что мощности почти всех

горизонтов либо мало меняются, либо просто идеально совпадают, в том числе и самого пласта-коллектора. Если говорить об увеличении мощности отдельных горизонтов в восточном и юго-восточном направлении, то речь идет о 1,5 ± 3,5 м, что, естественно, не может указывать на резкие изменения их свойств. Примерно такие подвижки подсека и детальная сейсморазведка (до 5 м).

Для ответа на вопрос о существовании линии разрушений по направлению скважин 5-161 были проанализированы геофизические диаграммы по этим скважинам, включающие стандартный комплекс исследований: метод сопротивления (несколько зондов), кривую потенциалов собственной поляризации, кавернограмму, естественную радиоактивность.

В верхней части разреза (S₁-D₂nr) отмечены изменения мощности на 13 м. Характерно, что оно относится к силуру. Выше силура изменения мощностей незначительные и незакономерные, что может объясняться нечеткой границей между наровским и пярнусским горизонтами.

Сокращение силурийских отложений в скважине 5 по сравнению со скважиной 161 относится к кровельной части S₁, представленной глинами. Учитывая, что сокращение мощности незначительное (13 м) при общей мощности силура 88 и 103 м соответственно, а также, что на юго-восток идет закономерное увеличение мощностей силура, говорить о тектоническом нарушении даже в силуре неправомерно.

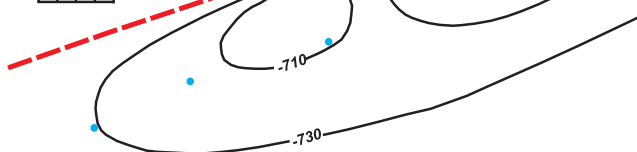
Сопоставление диаграмм, характеризующих разрезы скважин 97, 104 и 5, также дает основание считать, что и в этом направлении залегание пород спокойное: мощности горизонтов от силура до архея выдержаны, их литологические характеристики близки, практически, по всем геофизическим методам.

Таким образом, построениями профилей было доказано, что тектоническое нарушение в юго-восточном районе хранилища маловероятно, по крайней мере большой амплитуды. Вытянутый в плане контур газоносности в юго-восточном направлении (Рис. 1), секущий изогипсы кровли пласта-коллектора цирмской толщи кембрия и каллаверийской свиты нижнего ордовика (Сm1-2cr+O1klv), можно объяснить, прежде всего, коллекторскими свойствами пласта. Установлено, что пласт-коллектор характеризуется в среднем проницаемостью 2 Дарси. Однако отдельные пропластки мощностями от 1,5 м до 3,5 м имеют суще-

ственно более высокую проницаемость – до 6 Дарси, а в некоторых случаях и выше. При этом песчаник пласта-коллектора неоднороден, местами переходит в песок, местами же – в глинистый алевролит. Это осложняет прогнозирование продвижения газа при закачке и отборе. Кроме того, как показала сейсморазведка, в исследуемом районе структуры сильно развита трещиноватость перпендикулярно разлому за счет малоамплитудных подвижек в пределах пласта-коллектора.

Несмотря на то, что ГВК практически никогда не бывает горизонтальным, что связано с различными причинами, одной из которых является распределение и изменение коллекторских свойств (в частности, проницаемости) по пласту, в данном случае разница в положении ГВК на одну и ту же дату в центре и на периферии велика и до-

м 250 0 250 750 м



стигает 30 м и более (Рис. 2).

С целью предотвращения технологических рисков сооружение Инчукалнского ПХГ осуществлялось в несколько этапов. На первом этапе предусматривалось создание газохранилища в пласте-коллекторе с общим объемом 1010 млн. м³ при активном объеме 640 млн. м³. В этот период было продолжено изучение структуры, было установлено уверенное замыкание структуры по изогипсе – 690 м, позволяющее расширение хранилища.

Вторым этапом необходимо было довести объем хранимого газа до 4200 млн.м³ с активным объемом 2200 млн. м³. В процессе эксплуатационного бурения было уточнено строение пласта-коллектора. Анализ геологического строения показал существенное сокращение средней эффективной мощности (с 2 до 35 м) и порового объема (до 20 %). Кроме того, начиная с 1975 года, наблюдалось аномальное растекание газа вдоль большой оси структуры за пределы изогипсы –690 м.

Третий этап был направлен на внедрение ряда мероп-

Рис. 1. Газонасыщенный контур Инчукалнского ПХГ. 1 – Эксплуатационные скважины, 2 – Наблюдательные скважины, 3 – Контрольные скважины, 4 – Изогипса кровли пласта-коллектора, 5 – Разлом, 6 – Площадь распространения газа после сезона закачки.



приятий, таких как закачка под контакт газ-вода в так называемую «среднюю часть» пласта и освоение нижнего песчаного пропластка в качестве автономного объекта. По материалам поисковых работ было установлено замыкание структуры по изогипсе –700 м и емкостные свойства нижнего песчаного пропластка.

Освоение песчаного пропластка показало существование перетоков газа в верхнюю часть пласта-коллектора. Необходимо было решить гидродинамическую задачу с учетом перетоков газа. Для этого была разработана для условий Инчукалнского ПХГ балансовая математическая модель, позволившая внести коррективы в технологию эксплуатации газохранилища и его проектные показатели.

Математическая модель представляет собой расширенный вариант метода материального баланса. В соответствии с геологическим строением залежи весь газонасыщенный объем делится на две части – верхнюю и нижнюю. Каждая из этих частей, в свою очередь, делится на центральную и внешнюю, что отражает реально существующую большую дифференциацию в пластовых давлениях по площади хранилища.

Для каждой из получившихся четырех частей газонасыщенного объема записываются уравнения материального баланса газа и динамики изменения объема его в пластовых условиях за счет вторжения пластовых вод.

$$\frac{d}{dt}(P_i \Omega_i) = q \quad (1)$$

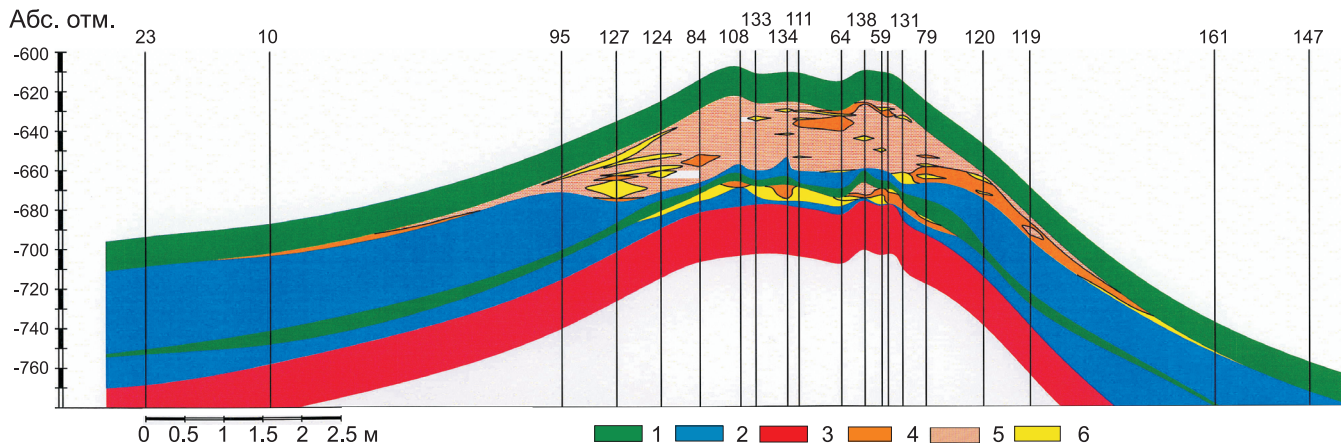


Рис. 2. Схематичный профиль ГВК Инчукалнского ПХГ (Профиль по линии А-А' (на 16.10.2007)). 1 – Непроницаемые породы, 2 – Пласт-коллектор, насыщенный водой, 3 – Фундамент, Пласт-коллектор, насыщенный газом, 4 – коэффициент газонасыщения от 100 до 75 %, 5 – коэффициент газонасыщения от 75 до 50 %, 6 – коэффициент газонасыщения от 50 до 25 %. М(верт.) 1:1000 / М(гориз.) 1:50000.

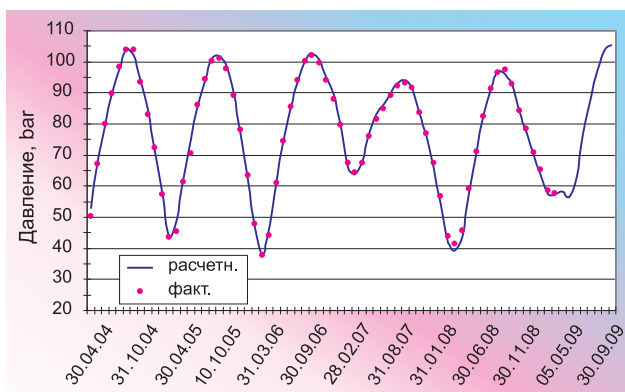


Рис. 3. Динамика расчетного и замеренного пластового давления по основному пласту.

$$\frac{d\Omega_i}{dt} = q_{\theta}, \quad i = 1, 2, 3, 4. \quad (2)$$

Правые части этих уравнений представляют собой дебиты газа и воды, поступающих или вытекающих из *i*-го объема. Принимается следующая схематизация течения жидкости и газа в пласте. Газ и вода могут перетекать между центральными и внешними частями как в нижнем, так и в верхнем объеме. Кроме того, вода может поступать из внешних объемов в законтурную область (и обратно). Закачка (отбор) газа осуществляется лишь в центральной части.

В соответствии с этой схематизацией правые части уравнений представлены для каждого из объемов в виде алгебраических сумм:

$$q_i = \sum \alpha_{ik} (P_k - P_i), \quad (3)$$

где α_{ik} – неопределенные коэффициенты, отражающие степень взаимосвязи отдельных частей залежи, перетоки флюидов между которыми происходят под действием перепада давления. При заданной системе коэффициентов α_{ik} , заданных начальных значений объемов Ω_i и давлений в них P_i можно, решая систему уравнений (1 – 3) получить значения давлений в каждой из выделенных частей и величины их объемов в любой момент времени.

Идентификация модели или решения обратной задачи заключается в том, что выбирается некоторый период эксплуатации хранилища, в течение которого известно изменение фактических давлений по обоим пластам. Этот период рассчитывается на модели, сравниваются расчетные и фактические давления. Далее подбираются такие значения неопределенных параметров модели, чтобы отклонение между расчетными и фактическими давлениями были минимальными.

Математическая модель по результатам адаптации позволила оценить характер внутрипластовых перетоков и разработать технологический режим эксплуатации на перспективу. Основным критерием адаптации модели при прочих равных условиях является соответствие динамики фактического и расчетного давлений по нижнему песчаному пропластку и верхней части пласта за известный период эксплуатации хранилища. Результаты расчетов по адаптации математической модели (Рис. 3) показывают высокую сходимость фактических и расчетных давлений, (среднее отклонение не превышает 1,5 кгс/см²).

Балансовая модель позволила выполнить прогнозные расчеты эксплуатации хранилища при существовании внутрипластовых перетоков. Объем закачки газа в ниж-

ний пропласток должен составить не менее 555 млн. м³, а последующий отбор – 55 млн. м³.

Выполненными расчетами показано, что при существующем фонде скважин можно увеличить активный объем до 2400 млн. м³, при буферном – 2400 млн. м³, дальнейшее увеличение активного объема до 3200 млн. м³ потребует бурения дополнительных эксплуатационных скважин. Однако, учитывая то, что часть нагнетательных скважин без особых проблем может участвовать в отборе газа из верхней части пласта вариант, с активным 3200 млн. м³ представляется осуществимым. Газодинамические исследования этих скважин показали, что даже без перевода их на верхнюю часть пласта безводный дебит может составить не ниже 500 тыс. м³/сут.

Предлагаемый вариант селективной эксплуатации пласта-коллектора с учетом особенностей его геологического строения позволит увеличить степень использования порового пространства структурной ловушки и улучшить показатели эксплуатации при расширении Инчукалнского ПХГ.

A.S. Garajshin, A.V. Grigoriev, E. Birgers. **Stage-by-stage creation of Inchukalnsky UGS – a way to decrease in technological risks.** Inchukalnsky UGS is aimed to cover regional gas supply irregularity. Its construction was provided by stages to reduce technological risks in this region. The main stages and problems of technological designing of the Inchulnsky UGS construction are set.

Keywords: underground storage/storehouse of gas, gas consumption non-uniformity, technological designing, a layer-collector.

Альберт Саяхович Гарайшин

начальник лаборатории технологического проектирования ПХГ Центра ПХГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: развитие технологии селективного регулирования при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа в сильно неоднородных пластах-коллекторах.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-95-22.



Александр Васильевич Григорьев

ведущий научный сотрудник Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: проектирование подземных хранилищ газа в пористых структурах, подземная газовая динамика.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-93.



Эдгар Биргерс

Руководитель геологической службы Инчукалнского ПХГ. Научные интересы: эксплуатация подземных хранилищ газа в неоднородных пористых структурах, подземная газовая динамика.

АО «Латвияс Газе». Латвия, Рижский р-н, пос. Рагана, LV-2144, а.я. 16. Тел.: (371) 67-048-021.



АНАЛИЗ МИРОВЫХ ПРОЕКТОВ ПО ЗАХОРОНЕНИЮ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

В статье представлено влияние углекислого газа на изменение климата, которое может привести к катастрофическим последствиям. Поэтому действия Общества направлены на снижение эмиссии углекислого газа в атмосферу. В работе отражен мировой опыт по улавливанию и закачке углекислого газа в пласт-коллектор с целью длительного его хранения. Мировые проекты по захоронению углекислого газа, а также для увеличения флюидоотдачи показывают перспективность данного направления и вовлечение большого количества государств в реализацию Киотского протокола.

Ключевые слова: эмиссия газа, захоронение углекислого газа, пласт-коллектор, Киотский протокол.

Сейчас почти ни у кого не остается сомнений, что объем газообразных промышленных выбросов, соизмеримый уже с масштабами природных процессов эмиссии газов, может вызвать необратимые негативные последствия биосферы Земли. В особенности сильное влияние промышленные выбросы оказывают на изменение термического режима атмосферы. За последние 150 лет температура атмосферы увеличилась в среднем на 2°C. Особенно интенсивно потепление атмосферы происходило в последние 20 – 25 лет. Основной причиной, которая, возможно, приводит к изменению климата, является увеличение концентрации парниковых газов в атмосфере, в числе которых входят метан (CH₄), диоксид углерода (CO₂), оксид азота (N₂O), гексафторид серы (SF₆), перфторуглероды (ПФУ) и гидрофторуглероды (ГФУ). Но помимо увеличения температуры, которое лишь на 20% связано с увеличением парниковых газов в атмосфере, одними из главных проблем нарушения экологического равновесия, являются кислотные дожди. Образование кислотных соеди-

нений в больших концентрациях может привести к значительному ухудшению поверхностных вод, почвенного и растительного покрова, вызвать ускоренную коррозию металлов, закисление водоемов, привести к выщелачиванию тяжелых металлов (свинец, алюминий, железо) из горных пород и т.д.

Интенсивность воздействия антропогенных выбросов на окружающую среду имеет свои территориальные и временные масштабы, т. к. увеличивающийся поток промышленных выбросов происходит в основном в экономически развитых странах, хотя в течение 20 лет прогнозируется рост промышленности в развивающихся странах, что может привести к резкому поступлению газообразных промышленных выбросов в биосферу. Но, начиная с определенного уровня развития экономики, уже не будет наблюдаться прямая зависимость между выбросами парниковых газов и уровнем жизни. В любом случае без мер по снижению выбросов через несколько десятилетий изменения в окружающей среде приведут к большому ущербу.



Рис. 1. Основные мировые проекты по улавливанию и хранению углекислого газа.

Поэтому одной из приоритетной задачей мирового сообщества является сокращение выбросов парниковых газов. Основным международным соглашением о сокращении антропогенных выбросов является вступившая в силу в 1994 г. Рамочная конвенция ООН по изменению климата, а также Киотский протокол, ратифицированный в 1997 г. 181 странами мира и обязывающий развитые страны сократить к 2012 г. эмиссию парниковых газов согласно количественному обязательству каждой страны, но прогноз сокращения выбросов рассматривается вплоть до 2050 г. Меры по снижению парниковых газов разнообразны, но одним из направлений является улавливание и захоронение углекислого газа.

Создание подземных резервуаров для углекислого газа на долгосрочный период рассматривается и внедряется как одно из перспективных и широко развивающихся направлений. Исследования по возможности длительного хранения углекислого газа в подземных резервуарах позволяют выяснить, насколько этот метод эффективен, безопасен и дорогостоящ. Технология улавливания и захоронения углекислого газа представляет собой важный аспект решения проблемы глобальных выбросов CO_2 , создаваемые от промышленных и энергетических источников, и является одним из вариантов снижения негативного воздействия углекислого газа на окружающую среду для стран со значительными источниками CO_2 , подходящими для осуществления данной технологии (наличие объектов для подземного хранения).

Технология улавливания и захоронения углекислого газа используется для выделения CO_2 из потока газа, образовавшегося в промышленных и энергетических источниках, его компримирования, транспортировки по трубопроводу и закачки в подземные пласты для безопасного захоронения в течение длительного периода времени. Технология улавливания и захоронения углекислого газа остается пока единственным способом непосредственного, «механического» сокращения парниковых выбросов. Технология улавливания и захоронения углекислого газа позволит использовать топливо при небольшом объеме выбросов парниковых газов.

Конечно, технологию захоронения углекислого газа необходимо исследовать более подробно, отрабатывать технологический процесс, совершенствовать. По воздействию на климат углекислый газ далеко не самый сильнодействующий из парниковых агентов. Считается, что метан в этом отношении в 23 раза опаснее. Однако углекислый газ выбрасывается в большем количестве в результате жизнедеятельности человечества.

Улавливание углекислого газа CO_2 является важнейшим направлением энергетической стратегии. Так правительство США свернуло программу о создании экологически чистой угольной электростанции FutureGen и направило ресурсы на финансирование технологий по улавливанию углекислого газа. Все международные усилия были сконсолидированы и в итоге больше чем за 15 лет были разработаны и успешно внедрены несколько десятков проектов. Только 20 демонстрационных проектов будет уже запущена в 2010 году с дальнейшей целью развертывания этих технологий к 2020 году.

Согласно проведенному анализу на данный момент существует 193 проектов в 20 странах как действующие,

так и проектируемые, находящиеся на стадии разработки или доработки. При этом проекты подразделяются как по типу улавливания углекислого газа, так и по типу хранения (по захоронению углекислого газа в различных геологических структурах или его использования для повышения флюидоотдачи).

Так, из 193 проектов 38 проектов представляют собой только улавливание углекислого газа, 47 проектов – только хранение углекислого газа и 108 интегрированных проектов, которые разрабатывают и внедряют совместный проект улавливания, транспортировки и закачки углекислого газа в пласт-коллектор. Конечно, большинство проектов находится все еще в стадии планирования и разработки или были только что недавно предложены, но 8 проектов активно улавливают и закачивают углекислый газ в подземный резервуар как с целью увеличения флюидоотдачи, так и с целью захоронения: Ин-Салах, Алжир; K12-B Круст, Нидерланды; Слейпнер, Норвегия; Снохвит, Норвегия; Зама, Канада; СЕКАРБ Кранфилд, США; Вейберн, Канада; Маунтанир, США.

Ин-Салах. Подземное хранение углекислого газа осуществляется сегодня в газовом проекте Ин-Салах в алжирской пустыне. Сырой природный газ, добываемый на этом участке фирмами British Petroleum, Statoil и Sonatrach, содержит 9% CO_2 , что не соответствует качеству коммерческого потребления, так что CO_2 выделяют из природного газа, сжимают и затем вводят под давлением в истощенный газовый пласт-коллектор. Данный проект работает с 2004 года, объем закачиваемого CO_2 составляет 1,2 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 2 млрд. долларов.

K12-B Круст. Подземное хранение углекислого газа осуществляется сегодня в газовом проекте K12-B в Северном море (Нидерланды) французской компанией Газ де Франс. Добываемый природный газ содержит большой процент углекислого газа. Углекислый газ после выделения из природного газа на 1 стадии закачивается в истощенный пласт-коллектор для длительного хранения, на 2 стадии закачка CO_2 будет производиться для увеличения газоотдачи. Данный проект работает с 2004 года, объем закачиваемого CO_2 составляет 0,2 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 2 млрд. долларов. На 90% финансируется Правительством Нидерландов.

Слейпнер. Самый известный проект, разрабатываемый норвежской компанией StatoilHydro в Северном море на газовом месторождении. Проект «Слейпнер» – первый коммерческий пример хранения CO_2 в глубоко залегающем водоносном пласте.

Природный газ загрязнен углекислым газом, содержание которого достигает 9%, поэтому излишки углекислого газа выделяют. В 1991 году норвежские власти ввели жесткие налоговые ставки на выброс CO_2 с целью уменьшения эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу, которые составили 50 долларов США за 1 тонну. Эти действия властей стали мотивацией для создания проекта по улавливанию и хранению CO_2 в геологической структуре. Данный проект работает с 1996 года, объем закачиваемого CO_2 составляет 1 Мт/год (к настоящему моменту закачано более 8 млн тонн CO_2 , в целом составит 20 Мт), стоимость проекта оценивается в 350 млн. евро.

Снохвит. Проект, также разрабатываемый норвежской

компанией StatoilHydro в Северном море. Углекислый газ улавливают на заводе СПГ и закачивают в пласт-коллектор, насыщенный высокоминерализованной пластовой водой. Данный проект работает с 2008 года, объем закачиваемого CO₂ составляет 0,7 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 5,2 млрд. долларов.

Зама. Проект, внедряемый канадской компанией PCOR на нефтяном месторождении Зама. Добываемый газ содержит высокую концентрацию кислых газов H₂S и CO₂, что предъявляет большие требования к оборудованию и технологии закачки кислых газов в месторождение для увеличения нефтеотдачи. Данный проект работает с 2006 года, объем закачиваемого CO₂ составляет 0,067 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 26 млн. долларов.

СЕКАРБ Кранфилд. Проект, внедряемый американской компанией SECARB на нефтяном месторождении Кранфилд. Данный проект разбит на две стадии. 1 стадия начала действовать с 2008 года для увеличения нефтеотдачи, объем закачиваемого CO₂ составляет 1,5 Мт/год. 2 стадия начала действовать с 2009 года, объем закачиваемого CO₂ составляет 0,1 – 0,25 Мт/год. Закачка углекислого газа осуществляется в минерализованный пласт-коллектор на длительное хранение.

Стоимость проекта оценивается в 130 млн. долларов.

Вейберн. Месторождение «Вейберн» обслуживается крупнейшей канадской нефтяной компанией PanCanadian. Месторождение исчерпано на 23% и производительность его резко снизилась. По прогнозам экспертов, при отсутствии нового решения по увеличению производительности, добыча нефти резко упадет. В целях содействия развитию альтернативных источников топлива правительство США поддерживает строительство фабрики по производству синтетического топлива из угля.

Коммерческое производство началось в 1984 году. Ежедневно производится 3050 тонн синтетического природного газа и 13 000 тонн побочных газов, 96% из которых составляет CO₂. С 2000 года весь CO₂ с завода по производству синтетического метана поступает по трубопроводу на месторождение «Вейберн» для повышения производительности. Объем закачиваемого CO₂ составляет 3 Мт/год, стоимость проекта оценивается в 1,1 млрд. долларов.

Маунтанир. Данный проект, разработанный и внедряемый с 2009 года компанией АЕР (США) улавливает с угольной теплоэлектростанции «Маунтанир» (штат Западная Вирджиния, США) углекислый газ в объеме 0,1 Мт/год, который закачивается в глубокий минерализованный водоносный пласт-коллектор. К 2012 году АЕР планирует увеличить объем улавливаемого CO₂ до 1,5 Мт/год. Стоимость проекта оценивается

в 76,8 млн. долларов.

В таблицах 1–4 представлены 181 проектов, распределенные по разным группам. Для каждого проекта указаны объем закачиваемого углекислого газа, название проекта, название компании или организации, которая осуществляет данный проект, страна, где внедряется проект и год начала действия проекта.

Все проекты, в первую очередь, направлены на улучшение состояния окружающей среды. Да, существуют противники технологии улавливания и хранения углекислого газа, считая вымышленным тот факт, что углекислый газ воздействует на климат и вызывает негативные и даже катастрофические явления в природе. Но количество ми-

№	Страны	Тип организаций, компаний, работающих в области улавливания и хранения CO ₂ в мире, количество ед.						
		Промышленность	Академия	Институт	Правительств.	Совм. объед.	Банк	Союз
1	Австрия	1	-	-	-	-	-	-
2	Австралия	17	9	1	3	4	1	-
3	Алжир	1	-	-	-	-	-	-
4	Бразилия	2	1	-	-	-	-	-
5	Бельгия	2	1	1	2	-	-	-
6	Болгария	1	-	-	-	-	-	-
7	Великобритания	15	7	2	1	-	-	-
8	Германия	10	7	2	2	-	-	-
9	Греция	1	-	-	-	-	-	-
10	Дания	4	-	-	-	-	-	-
11	Индия	-	-	-	-	1	-	-
12	Испания	1	-	2	-	-	-	-
13	Ирландия	-	1	-	-	-	-	-
14	Италия	3	3	-	-	-	-	-
15	Корея	1	1	1	-	1	-	-
16	Китай	1	4	-	1	2	-	-
17	Канада	15	5	1	5	-	-	-
18	Люксембург	1	-	-	-	-	-	-
19	Малайзия	1	-	-	-	-	-	-
20	Новая Зеландия	2	-	-	-	-	-	-
21	Нидерланды	9	1	1	2	-	-	-
22	Норвегия	7	2	2	-	-	-	1
23	ОАЭ	3	-	-	-	-	-	-
24	Польша	1	-	2	1	-	-	-
25	Сингапур	-	-	1	-	-	-	-
26	США	67	44	17	21	1	1	1
27	Саудовская Аравия	-	-	-	1	-	-	-
28	Тайвань	-	1	-	-	-	-	-
29	Финляндия	1	1	1	1	-	-	-
30	Франция	5	1	3	-	-	-	-
31	Чехия	-	-	-	-	1	-	-
32	Швеция	1	2	-	1	-	-	-
33	Швейцария	-	1	-	-	-	-	-
34	ЮАР	1	-	-	-	-	-	-
35	Япония	13	1	6	-	1	-	-

Табл. 5. Количественная градация компаний и организаций, работающих в области улавливания и хранения CO₂ в мире.

Компании и организации, участвующие в проектах по технологии улавливания и захоронению CO ₂		
AEA Energy and Environment UK (Великобритания)	ENI (Италия)	Plains CO2 Reduction (PCOR) Partnership (США)
American Association of Petroleum Geologists (США)	ENel (Италия)	Petrobras (Бразилия)
American Electric power (США)	Energy Research Centre of the Netherlands	Rohoel (Австрия)
American Petroleum Institute Anadarko Petroleum Corporation (США)	EPCOR (Канада)	Sargas (Норвегия)
Apache corporation (США)	Gaz de France (Франция)	Schlumberger Carbon Services (США)
Air Products (США)	Geostock (Франция)	Shell Exploration and Production (США)
Alberta Energy	GFZ German Research Centre for Geosciences (Германия)	StatoilHydro (Норвегия)
Battelle (США)	Husky Energy (Канада)	Suncor Energy (Канада)
BP America Inc. (США)	Geological Survey (США)	Southwest Carbon Sequestration Partnership (США)
Chevron (США)	International Energy Agency (Франция)	Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (США)
Contek Solutions LLC (США)	Hydrogen Energy International LLC (США)	Sonatrach (Алжир)
ConocoPhillips (США)	Kinder Morgan (США)	Syncrude (Канада)
CSIRO (Commonwealth scientific and industrial research organization) (Австралия)	(MGSC) Midwest Geological Consortium (США)	Total (Франция)
Det Norske Veritas Energy (Норвегия)	(MRCSP) Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (США)	TransAlta (Канада)
Department of Energy Office of Fossil Energy (США)	National Mining Association (США)	U.S. Environmental Protection Agency (США)
Dong Energy (Дания)	Pan Canadian Resources (Канада)	West Coast Regional Carbon Sequestration Partnership (США)

Табл. 6. Основные компании и организации, участвующие в проектах по технологии улавливания и захоронению CO₂.

ровых проектов по всему миру показывает все более и более признание учеными и нациями во всем мире, что данная технология по улавливанию и закачке углекислого газа в подземные резервуары на длительный срок является эффективным путем сокращения эмиссии CO₂ из существующих источников.

В таблице 5 представлена количественная градация участия различных организаций, исследовательских институтов, компаний в проектах улавливания и хранению CO₂. Исходя из таблицы 5, видно, что лидерами мировых проектов по улавливанию и хранению CO₂ являются Австралия, Великобритания, Германия, Канада, Нидерланды и, конечно же, США. В таблице 6 приведены основные научные институты, компании, участвующие в мировых проектах. Огромное количество организаций, правительственных агентств, академий, институтов занимаются исследовательскими работами, направленными на изучение воздействия углекислого газа на пласт-коллектор, целостности скважины, разработку технологий улавливания и очистки углекислого газа, создание высокоэффективных способов транспортировки, а также проведение мониторинга в течение всего периода действия проекта.

Департамент Энергетики США, NETL, Углеродный Форум, и другие глобальные сотрудничества, которые поддерживают международные проекты в Канаде, Китае, Германии, Австралии, Алжире, и Норвегии, предоставляют информацию относительно усилий различных отраслей промышленности, общественных групп и правительств по разработке и модификации технологий улавливания и хранения CO₂.

Так активно работает Новаторская исследовательская группа под названием «Избавление от CO₂» (CO₂ReMove), целью которой является установление стандартов научного мониторинга и определение надежности захоронения CO₂ в подземных пластах. На рисунке 1 представлена локализация основных проектов по закачке углекислого газа с целью увеличения флюидоотдачи или захоронения.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» также принимает участие в ряде инициатив, направленных на исследование технологии улавливания и хранения CO₂, в рамках Программы научных исследований и разработок в области физико-химического воздействия газообразных промышленных выбросов на пласт-коллектор, что позволит и России стать одной из участниц в мировых проектах по улавливанию и долгосрочному хранению газообразных промышленных выбросов.

S.A. Khan. The analysis of world projects on catching and a burial place of carbonic gas.

Influence of carbon dioxide on climate change which can lead to disastrous effects is presented in this article. Actions of the world society are directed on reduction of carbon emission. World experience on capture, injection and sequestration carbon dioxide n geological formation with the purpose of its long-term storage is discussed in the article. World projects on carbon dioxide sequestration and also for enhanced oil/gas recovery show availability of the given direction and involving a lot of the States in Kyoto protocol realization.

Keywords: gas issue, burial place of carbonic gas, layer-collector, the Kiotsky report.

С.Н. Бузинов¹, С.А. Бородин¹, В.М. Пищухин¹, А.Н. Харитонов²,
О.В. Николаев¹, С.А. Шулепин¹

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва

²ООО «Газпром добыча Надым», Надым

S_Buzinov@vniigaz.gazprom.ru, S_Borodin@vniigaz.gazprom.ru

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ДВУХФАЗНЫХ СИСТЕМ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Одна из проблем истощенных газовых месторождений – накопление жидкости в стволе скважины, и как следствие остановка ее работы. Традиционно применяемые методы расчета оптимального режима работы скважин при осложненных условиях по эмпирическим формулам имеют ряд ограничений и допущений. В статье рассмотрен оптимизированный алгоритм расчета, опирающийся на результаты практических экспериментов, проведенных на экспериментальной установке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – стенд по отработке эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: газогидродинамика, двухфазное течение, приведенный параметр Фруда, истощенные месторождения, минимально-допустимый дебит скважины, самодавливание скважин.

Эксплуатация газовых скважин сопровождается поступлением в ствол скважины пластовой и конденсационной воды. Гидравлические процессы при движении сухого газа и газа, содержащего жидкость, во многих случаях существенно отличаются между собой. Жидкость, находящаяся в стволе скважины, как правило, усложняет условия работы скважины, вызывая дополнительные потери сопротивления (Точигин, 1979). Как показывает практика разработки газовых месторождений, а также экспериментальные исследования, наибольшее отрицательное воздействие оказывает жидкость на работу скважины при малых расходах газа что, как правило, наблюдается на поздней стадии разработки. Это актуализирует проблему изучения механизма двухфазного течения газа и жидкости в трубах (Ли и др., 2008).

Указанной проблеме уделяется большое внимание. Ежегодно в мире выходит несколько десятков статей и монографий и поток публикаций не уменьшается. Это вызвано как актуальностью, так и сложностью проблемы. Формы движения двухфазных систем многообразны. Вряд ли удастся разработать единую научную основу, адекватно отображающую все формы движения двухфазных систем в трубах.

В настоящей статье ставится более скромная задача –

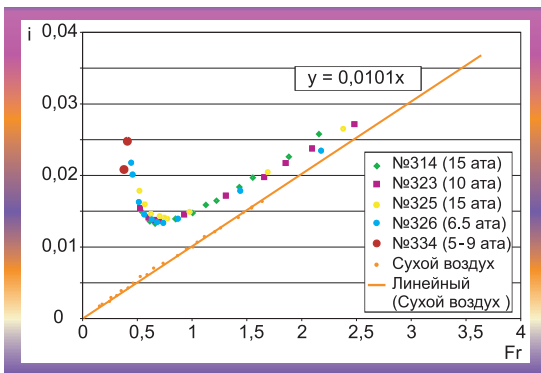


Рис. 1. Характеристики лифтовой колонны 114 мм при расходе воды 68 л/ч и давлениях 5 ата, 6,5 ата, 9 ата, 10 ата, 15 ата и сухом воздухе.

изложить некоторые экспериментальные исследования и дать им некоторую физическую трактовку, посвященную одному типу движения двухфазных систем в вертикальных трубах – случаю, когда газовая фаза является непрерывной. Такой тип движения реализуется при относительно высоких скоростях движения газа и малой доли жидкой фазы в потоке.

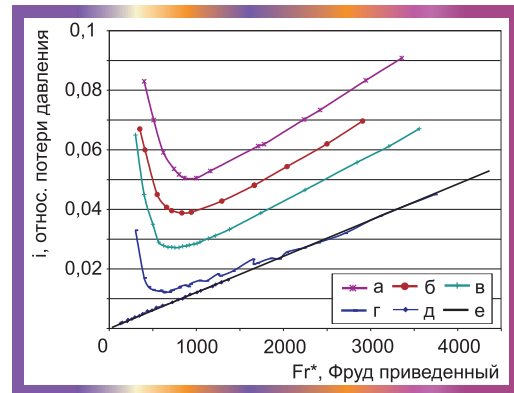


Рис. 2. Зависимость индикаторных характеристик лифта $d_{\text{лн}} = 62$ мм от расхода воды. Расход воды: а – 210 л/ч, б – 130 л/ч, в – 67 л/ч, г – 4 л/ч. д – сухой воздух, е – линейный (сухой воздух).

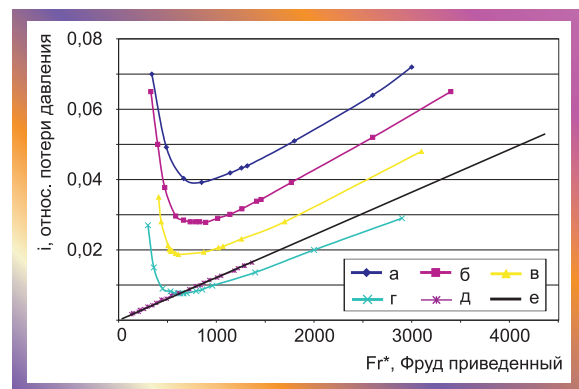


Рис. 3. Зависимость индикаторных характеристик лифта $d_{\text{лн}} = 76$ мм от расхода воды. Расход воды: а – 350 л/ч, б – 120 л/ч, в – 80 л/ч, г – 2,5 л/ч. д – сухой воздух, е – линейный (сухой воздух).

Нами на установке (изложено в работе (Тер-Саркисов, 2001)), а также в настоящем сборнике (Бузинов и др., 2010), были проведены экспериментальные исследования. Кроме того, были использованы ранее проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» экспериментальные исследования, проведенные Б.Г. Ахмедовым (Ахмедов, 1982), а также, к сожалению, неопубликованные исследования О.В. Николаева и А.А. Михайлова.

Исследования проводились применительно к условиям разработки сеноманских газовых залежей Надым-Пуровского газоносного района при сниженных пластовых давлениях.

Опыты проводились на вертикальных трубах с внутренним диаметром 62 мм, 76 мм, 100 мм, 152 мм. Давление при этом варьировалось 0,3 МПа до 1,5 МПа. Максимальный расход газа при этом составлял 350 м³/ч. Водный фактор изменялся от 0 до 1300 л/ч. В процессе исследования замеряется расход газа и воды, а также перепад давления на трубе длиной 29 м.

Результаты экспериментальных исследований обрабатывались графически в координатах $i = \Delta p / (\rho g H)$,

$$Fr_{np.} = \frac{v_z^2}{gD} \cdot \frac{\rho_z}{\rho_{ж}}, \text{ где } i - \text{ относительные потери давления,}$$

Δp – потери давления в трубе на расстоянии H , g – ускорение свободного падения, H – высота колонны – 29 м, $Fr_{np.}$ – приведенный параметр Фруда, V_r – скорость газа при рабочих условиях, D – внутренний диаметр лифтовой колонны, ρ_z – плотность газа при рабочих условиях, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости.

Наши экспериментальные исследования показали, что именно приведенный параметр Фруда является определяющим процесс двухфазного движения. Об этом свидетельствуют, например, данные, приведенные на рис. 1.

Здесь иллюстрируется зависимость i от $Fr_{np.}$, полученные на трубе $d_{вн.} = 100$ мм при различных значениях давлений в трубе. Как видно, наблюдается хорошее совпадение результатов исследования для разных значений давлений и других параметров.

На рисунках 2 – 4 помещены графики зависимости величин $Fr_{np.}$ и i для труб с тремя внутренними диаметрами 62 мм, 76 мм, 100 мм. Общим является хорошо прослеживаемая зависимость увеличения потерь давления в любой трубе от увеличения количества воды (расхода) в ней. Черная линия – линия тренда, экстраполирующая линию, описывающую потери сопротивления в трубе для сухого газа. Следует отметить, что при малых расходах воды наблюдаются потери давления меньшие, чем при движении сухого газа, вплоть до расхода воды равного 10 л/ч для трубы 114 мм.

Как видно при некотором значении Fr^* функция $i(Fr^*, Fr_{ж.})$ имеет минимум. Зная зависимость i от Fr^* , $Fr_{ж.}$, а также зная зависимость плотности газа от давления, из уравнения (1) можно определить перепад давления на элементе трубы длиной Δl .

Перепад давления в лифте (разница давлений на забое и на устье) можно определить путем численного решения дифференциального уравнения:

$$\frac{dP}{dZ} = -\rho_z(P)g - i(Fr^*, Fr_{ж.})\rho_{ж.}g, \quad (1)$$

где ось Z – направлена вверх.

Решение дифференциального уравнения (1) позволяет определить зависимость забойного давления от расхода газа при фиксированном значении давления на устье скважины. График этой зависимости называется индикаторной кривой лифта. По известному значению пластового давления и известном значении фильтрационных сопротивлений по формуле

$$P_{пл.}^2 - P_{заб.}^2 = AQ + BQ^2 \quad (2)$$

можно построить зависимость забойного давления от дебита (Одишария, Точигин, 1998). Эта зависимость называется индикаторной характеристикой скважины. Пример индикаторной характеристики скважины и газожидкостного подъемника приведен на рис. 5.

Пересечение индикаторных характеристик позволяет определить рабочий дебит скважины. Устойчивая работа скважины на левой ветви не возможна. В связи с этим минимально-возможный устойчивый дебит скважины может быть, когда обеспечивается значение приведенного числа Фруда, соответствующее минимуму индикаторной характеристики лифта. Обозначим это значение через $Fr_{кр.}$. Тогда минимально-возможный дебит скважины будет равен значению, соответствующему точке пересечения правой ветви индикаторной характеристики лифта с индикаторной характеристикой пласта. Например, на рис. 5 это значение приблизительно равно 112 м³/сут.

Очевидно, левая ветвь индикаторной характеристики скважины не имеет существенного практического значения. Актуально знание величины $Fr_{кр.}$.

Как видно из рисунков 2 – 4, при значениях $Fr_{np.} > Fr_{кр.}$ наблюдается линейная связь между величиной i и Fr^* .

Экспериментально было также установлена зависимость величины i от параметра Фруда для жидкости, $Fr_{ж.}$, для труб диаметром $d_{вн.} = 62$ мм, 76 мм, 100 мм. Для значений $Fr_{np.} > Fr_{кр.}$ была получена эмпирическая зависимость i от Fr^* и приведенного расхода для жидкости. Под приведенным расходом воды, $q_{np.}$, понимается расход, при котором значение числа Фруда для жидкости будет равно числу Фруда для трубы $d_{вн.} = 62$ мм и определяется формулой:

$$q_{в. np.} = q_{в.} \left(\frac{62}{D_{вн.}} \right)^{5/2}, \quad (3)$$

где $q_{в.}$ – реальный расход жидкости, в л/ч; $D_{вн.}$ – внутренний диаметр трубы в мм.

Эмпирическая (аппроксимационная) формула имеет вид:

$$i = -0.000877 + 0.000276 \cdot q_{np.} - 0.547 \cdot q_{np.}^2 \cdot 10^{-6} \cdot q_{в.} + 0.1014 \cdot Fr_{np.} \cdot 10^{-6}. \quad (4)$$

Эту формулу можно рекомендовать для проведения ориентировочных расчетов для труб, внутренний диаметр которых изменяется от 62 мм до 100 мм. Более правильно необходимо ориентироваться на экспериментальные исследования, которые должны быть проведены на сертифицированном стенде.

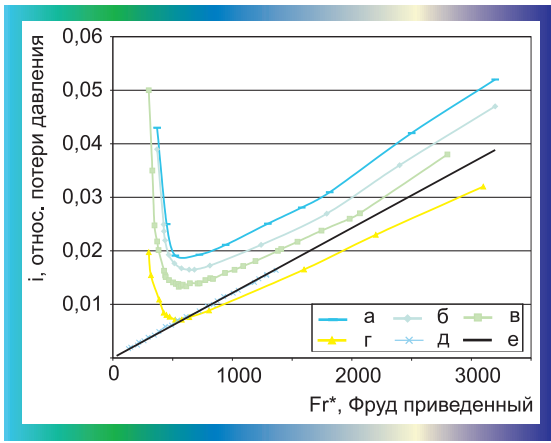


Рис. 4. Зависимость индикаторных характеристик лифта $d_{вн.} = 100$ мм от расхода воды. Расход воды: а – 132 л/ч, б – 97 л/ч, в – 68 л/ч, г – 9 л/ч. д – сухой воздух, е – линейный (сухой воздух).

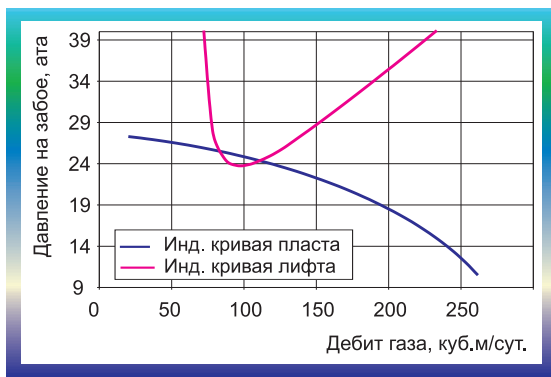


Рис. 5. Индикаторные характеристики лифтовой колонны и пласта.

На рисунке 6 приведено сопоставление графика зависимости, $(i = i(Fr_{пр}, q_{в.пр}))$, полученного в результате проведенных экспериментов на трубах $d_{вн.} = 76$ мм и $d_{вн.} = 100$ мм при одинаковых значениях приведенного расхода воды. Как видно, получается удовлетворительное сопоставление зависимостей, отображающих процесс при одинаковых значениях приведенного расхода воды. Отклонения составили не более 5–6 %. По графикам видно, что индикаторная кривая лифта $d_{вн.} = 76$ мм (зеленого цвета) очень близка с кривой $d_{вн.} = 100$ мм (малинового цвета) при одинаковых значениях приведенного расхода воды 27 л/ч.

Тоже, но с чуть большим отклонением, видно по графикам синего и бирюзового цвета, здесь расход воды составил 20 л/ч.

На рисунке 7 приведено сопоставление экспериментальных данных, полученных нами с данными расчета по аппроксимационной формуле. Как видно получается удовлетворительное сопоставление. Отклонения от расчетной формулы (общей для всех перечисленных в статье диаметров труб) составило не более 8 %.

Также нами были проведены сопоставления наших экспериментальных данных с промышленными данными одного месторождения. В основном, получается неплохое сопоставление, хотя в ряде случаев наблюдается существенное расхождение.

Следует отметить, что необходимое сопоставление с промышленными данными имеет одну особенность: необходимо не только (а может быть и не столько) точ-

ность полученных данных, но и быть убежденным, что на промысле при проведении исследований был осуществлен установившейся режим работы скважины. Здесь под установившимся режимом понимается режим, когда стабилизировались не только расход газа, но и расход воды. Стабилизация последнего иногда требует нескольких суток.

В заключении отметим еще два момента. О.В. Николаевым и А.А. Михайловым проведены экспериментальные исследования, когда в качестве агента при газлифте применяли гелий, плотность которого в 7,5 раз меньше плотности воздуха. Зависимость гидравлических потерь от приведенного параметра Фруда практически полностью совпала с аналогичной зависимостью, полученной в экспериментах с воздухом.

В 2001 году вышла монография (Мукерджи, 2001), в которой авторы обобщили проведенные экспериментальные исследования по рассматриваемому вопросу. Авторы уделяют должное внимание параметрам, определяющим процесс движения газожидкостных систем.

Констатируется, ссылаясь на исследования Данса и Роса, о наличии 8 безразмерных параметров, из которых 4 являются определяющими. Приведем их (в интерпретации авторов).

– Показатель скорости жидкости

$$N_{LV} = V_{SL} \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L}};$$

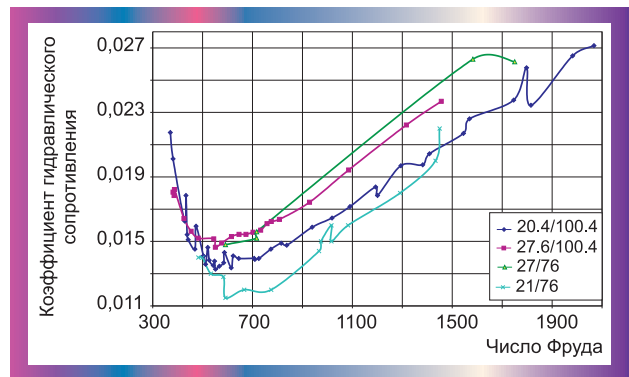


Рис. 6. Сопоставление опытов с близкими приведенными параметрами расхода воды на трубах различного диаметра.

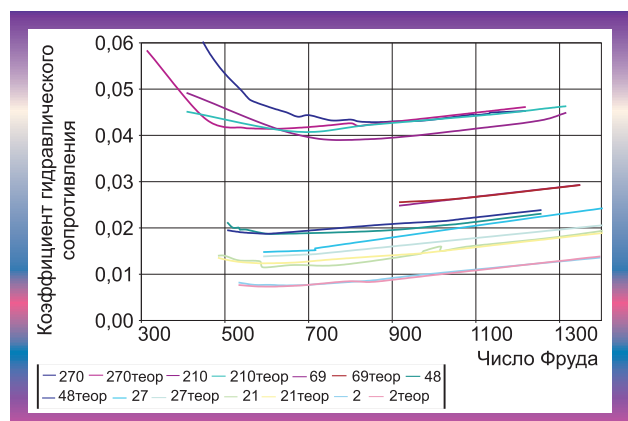


Рис. 7. Графики сравнения сопоставления расчетных формул с экспериментальными данными.

– Показатель скорости газа

$$N_{gV} = V_{Sg} \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L}};$$

– Показатель диаметра трубы

$$N_d = d \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L}};$$

– Показатель вязкости жидкости

$$N_L = \mu_L \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g\sigma_L^3}};$$

где V_{Sg} и V_{SL} – средние скорости (расходные) движения газа и жидкости в трубе, ρ_L – плотность жидкости, σ_L – поверхностное натяжение, μ_L – вязкость жидкости, g – ускорение свободного падения.

Для наших исследований, проведенных непосредственно для условий разработки сеноманских залежей месторождения Медвежье, плотность, поверхностное натяжение и вязкости жидкости изменились в небольшом диапазоне. В связи с этим применительно к нашим исследованиям из вышеперечисленных четырех параметров останутся два:

$$Fr_{жс} = \frac{N_{LV}^2}{N_d} = \frac{V_{SL}^2}{gD} \quad Fr_2 = \frac{N_{gV}^2}{N_d} = \frac{V_{gL}^2}{gD},$$

т.е. следуя рассуждениям Данса и Роса, которые принимались и многими другими исследователями, цитируемым в указанной монографии – Оржижевским, Азизом и др., Бегезом и Брилом, Мукерджи и Брилом процесс двухфазного движения жидкости и газа в вертикальных трубах при фиксированных свойствах жидкости определяется двумя параметрами Фруда для жидкости, $Fr_{жс}$, и параметра Фруда для газа Fr_2 . Это в основном соответствует нашим представлениям о механизме двухфазного движения. В связи с этим мы позволим себе констатировать, что наши исследования идут в русле последних мировых исследований по рассматриваемой тематике. Основное отличие наших представлений от изложенного выше заключается в том, что нам удалось доказать, что определяющим параметром является не параметр Фруда, $\frac{V_{SL}^2}{gD}$, а приведенный

параметр Фруда, $Fr_2^* = \frac{V_{gS}^2}{gD} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_L}$, где ρ_g – плотность газа.

Данс и Рос проводили исследования при условиях, близких к атмосферному. В связи с этим, параметр ρ_g/ρ_L был постоянным и в этих условиях определяющими параметрами были параметр Фруда для жидкости и параметр Фруда для газа, $Fr_2^* = \frac{V_{gS}^2}{gD}$.

Учитывая, что плотность воды в рассматриваемых задачах величина постоянная, параметр Фруда, который называем приведенным параметром Фруда для газа, можно представить в виде $Fr_2^* = \frac{V_{gS}^2}{gD} \cdot \frac{\rho \cdot P \cdot T_{cm}}{z \cdot P_{cm} \cdot T}$, где ρ – относи-

тельная плотность газа по отношению к воздуху.

Представление определяющего параметра Фруда в форме $Fr_2^* = \frac{V_{gS}^2}{gD} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_L}$ более естественно. Подъемная способность газа должна быть пропорциональна кинетической энергии потока, которая пропорциональна квадрату скорости и массе (плотности) потока, т.е. величине $V_2^2 \cdot \rho_2$.

Литература

- Точигин А.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений. *Автореф. дисс. уч. ст. д.техн.н.* М. 1979.
- Ли Дж., Никенс Г.В., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. М. ООО «Премиум Инжиниринг». 2008.
- Тер-Саркисов Р.М. Газовая промышленность. 2001.
- Бузинов С.Н., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулупин С.А. Стенд по отработке технологии эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений. 2010.
- Ахмедов Б.Г. Оптимизация режимов работы газовых скважин с помощью ПАВ. *Дисс. на соискание уч. ст. к.г.-м.н.* 1982.
- Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М.: Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. Ивановский государственный энергетический университет. 1998.
- Мукерджи Х. Производительность скважин (Руководство). М. 2001.

S.N. Buzinov, S.A. Borodin, V.M. Pischukhin, A.N. Kharitonov, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin. **Experimental researches of diphasic systems movement in gas wells.**

One of the problems of depleted gas fields is liquid accumulation in a well trunk and as consequence a stop of its work. Traditionally applied methods of calculation of an optimum operating mode of wells under the complicated conditions on empirical formulas have a number of restrictions and assumptions. In article the optimized algorithm of calculation leaning against results of practical experiments, «GazpromVNIIGAZ» Ltd spent on experimental installation – the stand on working off of operation of gas wells at a late stage of working out is considered.

Keywords: dynamics of fluids and gases, the diphasic current, the resulted (brought) parameter of Fruda, the exhausted deposits, is minimum-admissible wells debit, wells itself rate termination.

Олег Валерьевич Николаев

ведущий инженер. Научные интересы: физическое моделирование процессов многофазовой фильтрации.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-96-46.

Андрей Николаевич Харитонов

к.тех.н., Зам. начальника ИТЦ Надым ООО «Газпром добыча Надым». Научные интересы: проблематика эксплуатации газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки.

629730, РФ, Ямало-Ненецкий автономный округ, г.Надым, ул. Полярная, 1/1 (инженерно-технический центр - ИТЦ). Тел./факс: 8 (3499) 56-70-08.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЖЕКЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАЗГРУЗКИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

В настоящей работе представлены результаты оценки возможности использования избыточной пластовой энергии основного объекта эксплуатации подземного хранилища газа, безвозвратно теряемой в дроссельных и регулирующих устройствах без совершения полезной работы, для эжектирования низконапорного газа техногенной залежи.

Ключевые слова: подземное хранение/хранилище газа, техногенная залежь, пластовая энергия, эжектирование, математическое моделирование, реальный газ.

Обеспечение герметичности подземного хранилища газа (ПХГ) является важной составляющей работ по его созданию и эксплуатации. Одной из негативных особенностей эксплуатации подземных хранилищ газа в ряде случаев является наличие перетока газа в контрольные горизонты, в результате чего образуются техногенные (вторичные) залежи газа. Для предотвращения неконтролируемого распространения газа в вышележащие горизонты и предупреждения поверхностных газопроявлений осуществляется разгрузка техногенных залежей. Из-за нерентабельности компримирования низконапорного техногенного газа нередко процесс разгрузки вторичных залежей проводится путем выпуска газа в атмосферу. Следует учитывать, что в настоящее время всё жестче становятся требования по сокращению выбросов природного газа в атмосферу в нефтегазовом комплексе, в т.ч. на объектах подземного хранения газа. Актуальность решения проблемы разгрузки техногенных залежей ПХГ с последующей утилизацией обусловлена не только экологической опасностью, но и безвозвратными потерями ценного углеводородного сырья.

Вместе с тем, в процессе эксплуатации газохранилища имеются избыточные запасы пластовой энергии объекта хранения газа, безвозвратно теряемой в дроссельных и регулирующих устройствах без совершения полезной работы. В настоящей работе представлены результаты оценки возможности использования избыточной пластовой энергии основного объекта эксплуатации ПХГ для эжектирования низконапорного газа техногенной залежи. Достижение этих целей проводится путем применения эжекторных установок на кусте скважин. Технологические и технические решения по обеспечению эжекторной разгрузки техногенной залежи разработаны на примере одного из ПХГ в центральном регионе России.

Рассматриваемое ПХГ создано в сложных геологических условиях в гдовском пласте-коллекторе редкинской свиты Валдайской серии водоносной структуры на глубине 780-930 м. Особенностью эксплуатации ПХГ является наличие перетока газа в контрольные горизонты из объекта закачки (гдовского горизонта), в результате чего образовались техногенные залежи газа.

Пути перетока и места скопления мигрирующего газа на хранилище выявлены на основании следующих исследований:

- систематические пьезометрические исследования по наблюдательным скважинам контрольных горизонтов, с целью установления характера взаимодействия с гдовским горизонтом и между собой;

- геофизические исследования для выявления мест скопления мигрирующего газа и контроля за герметичностью обсадных колонн;

- геохимические и газометрические исследования для установления газанасыщенности вод контрольных горизонтов.

В целом, модель перетоков газа рассматриваемого ПХГ выглядит следующим образом (Карабельников и др., 1998).

Объектом хранения является гдовский пласт-коллектор, перекрытый глинистой крышкой. Пласт-коллектор имеет газодинамическую связь с кристаллической брекчией через тектоническое нарушение. Кристаллическая брекчия в основном также имеет глинистую крышку, которая имеет литологическое «окно». В этом месте осуществляется непосредственный контакт кристаллической брекчии с вышележащим воробьевским горизонтом. Воробьевский горизонт перекрыт глинистой крышкой, которая является резервной, она хорошо выдержана по мощности и не имеет нарушений. Благодаря этому газ, перетекающий из объекта хранения через литологическое нарушение и насыщая брекчию через литологическое окно, попадает в воробьевский горизонт, где, скапливаясь, образует вторичную залежь газа. Выше воробьевского горизонта находится ряд контрольных горизонтов, в т.ч. семилукский горизонт, поступление газа в который связано с техническими причинами (негерметичностью скважин).

На рассматриваемом ПХГ осуществляется разгрузка техногенного газа в промышленных масштабах из воробьевского горизонта и с незначительным расходом, но с выпуском газа в атмосферу, из семилукского горизонта.

На основании проведенного анализа методов разгрузки техногенных залежей можно сделать выводы:

- 1) Проводимая разгрузка техногенных залежей воробьевского и семилукского горизонтов позволяет предот-

вратить неконтролируемый уход газа в вышележащие горизонты и является необходимым мероприятием при эксплуатации газохранилища, созданного в водоносном пласте сложного геологического строения. Увеличение активного объема, что является одной из основных практических задач, усилит техногенную нагрузку на геосреду. В связи с этим необходима разработка технических решений по интенсификации отбора газа из техногенных залежей.

2) В настоящее время разгрузка воробьевского горизонта производится через скважины №№ 24, 44, 95, 155, 156, расположенные в зоне контура ГВК. Устьевые давления этих скважин позволяют им участвовать в разгрузке на протяжении всего разгрузочного периода. Скважина № 113 находится в купольной зоне воробьевского горизонта, тем не менее, участие этой скважины в разгрузке проблематично из-за низкого устьевого давления (12 – 28 кгс/см²). На расстоянии нескольких метров расположена эксплуатационная скважина № 38, пробуренная на гдовский пласт-коллектор. Устьевое давление скважины № 38 на протяжении периода отбора изменяется от 105 кгс/см² до 40 кгс/см², дебит изменяется в пределах от 400 тыс. м³/сутки до 225 тыс. м³/сутки, соответственно. Приобщение скважины № 113 к разгрузке техногенной залежи воробьевского горизонта возможно путем подключения эжектора между скважинами 38 и 113.

3) Разгрузка техногенной залежи семилукского горизонта осуществляется с 1996 г. путем стравливания газа через свечи скважины 130, наблюдательной на семилукский горизонт. Данная скважина расположена в сводовой части 1-го очага закачки и не оборудована индивидуальным шлейфом. Скважина находится в составе куста наблюдательных скважин на воробьевский, евлано-ливенский, упинский и задоно-ливенский горизонты каждая. Расстояние между скважинами 5 – 10 м. Одна из скважин (№ 24) оборудована индивидуальным шлейфом и участвует в разгрузке воробьевского горизонта. Подключение эжектора между скважинами №№ 24 и 130 позволит предотвратить стравливание газа семилукского горизонта в атмосферу.

Для оценки возможности реализации эжекторной разгрузки техногенных залежей проводился вычислительный эксперимент на основе математического моделирования течения реального газа в эжекторе. Исходные параметры работы эжектора определялись на основе анализа технологического режима работы скважин. Одной из основных особенностей расчета газового эжектора, предназначенного для разгрузки техногенной залежи, является высокая степень сжатия эжектируемого потока. В выполненных исследованиях основным инструментом получения результата была нестационарная осесимметричная модель течения реального газа, основанная на уравнениях Навье–Стокса. Однако исследование всегда начиналось с использования алгебраической модели течения идеального газа (Абрамович, 1976; Аркадов, 2001), позволявшей предварительно быстро получить грубую оценку геометрических размеров эжектора и параметров течения газа внутри него.

После чего определялись методы интенсификации отбора газа из техногенных залежей, подлежащими разгрузке за счет применения эжекторных технологий.

Разгрузка семилукского горизонта. Эжекторная установка подключается между скважинами №№ 130 и 24.

Поток газа скважины № 24 используется в качестве высоконапорного. Поток газа скважины № 130 подается на эжекторную установку в качестве низконапорного. Устьевое давление скважины № 24 составляет 50-58 кгс/см². Дебит скважины около 100 тыс. н. м³/сутки. Устьевое избыточное давление скважины № 130 не превышает 0,25 кгс/см². В сутки необходимо утилизировать с этой скважины до 100 н.м³. Давление на выходе эжекторной установки необходимо обеспечить на уровне 38 – 40 кгс/см².

Расчеты проводились для наиболее жесткого случая по давлению в магистральном трубопроводе – 40 кгс/см² и полному отсутствию избыточного давления низконапорного газа (0 кгс/см²). Для высоконапорной скважины было выбрано среднее давление из диапазона допустимых значений 54 кгс/см².

На основании проведенной серии расчетов был сделан вывод о том, что одноступенчатое эжектирование не позволяет проводить утилизацию газа семилукского горизонта в магистральном трубопроводе. Физическая причина отсутствия эжекции в рассматриваемой ситуации объясняется достаточно просто. Слишком велико необходимое увеличение давления низконапорного газа (более 40 раз) при заданном высоконапорном давлении. Или слишком мало высоконапорное давление газа для получения необходимого увеличения давления низконапорного газа.

На следующем этапе работы исследовалась возможность утилизации природного газа из техногенной залежи с применением двухступенчатой эжекторной установки. Расчет каждой ступени проводился независимо. Путем многократных расчетов каждой отдельной ступени, внутренние входные-выходные параметры газовых потоков эжекторов разных ступеней постепенно согласовывались с точностью 2 – 3 %. В результате определялись параметры двухступенчатой эжекторной установки в целом.

Таким образом, утилизация техногенного газа семилукского горизонта возможна путем двухступенчатого эжектирования. Газ из высоконапорной магистрали разделяется на два потока и подается на высоконапорные входы эжекторов обеих ступеней. На низконапорный вход эжектора первой ступени подается газ из низконапорной скважины. Смешанный эжектором первой ступени газ подается на низконапорный вход эжектора второй ступени. Смешанный эжектором второй ступени газ направляется в шлейф скважины № 24. Геометрические размеры эжекторов разных ступеней различные и подбираются для обеспечения выполнения конкретной технологической задачи.

В результате расчетов определены основные геометрические параметры эжекторов каждой ступени эжектирования. Рассчитанная двухступенчатая эжекторная установка позволяет обеспечить утилизацию газа из техногенной залежи с расходом для низконапорной скважины 105 н. м³/сутки, для высоконапорной скважины 90850 н. м³/сутки, что соответствует параметрам разгрузки семилукского горизонта.

Интенсификация разгрузки воробьевского горизонта. Эжекторная установка подключается к скважинам № 113 и № 38. Поток газа от скважины № 38 подается на эжектор в качестве высоконапорного с давлением 80 – 105 кгс/см². Дебит скважины – 230 – 320 тыс. м³/сутки. Поток газа сква-

жины № 113 подается на эжектор в качестве низконапорного с давлением 12 – 28 кгс/см². Смесь газа после эжектора поддерживается на уровне 40 кгс/см². Для обеспечения таких параметров работы достаточно одноступенчатого эжектирования.

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что использование избыточной пластовой энергии гдовского пласта-коллектора для эжектирования газа техногенных залежей воробьевского и семилукского горизонтов, подлежащих разгрузке, позволит увеличить отбор газа из рассматриваемого ПХГ примерно на 5 млн. м³ за 150 суток отбора. Прирост отбираемого газа хорошо согласуется с пропускной способностью системы подготовки газа к транспорту на рассматриваемом ПХГ.

Литература

- Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. Изд. 4. М.: Наука. 1976. 888.
- Аркадов Ю.К. Новые газовые эжекторы и эжекционные процессы. М.: Физматлит. 2001. 336.
- Карабельников О.М., Арбузов И.В., Либман Г.И., Дуболозов В.И., Солдаткин С.Г., Щербакова В.А. Опыт эксплуатации и перспективы развития Калужского подземного хранилища газа, Газовая промышленность, серия: Транспорт и подземное хранение газа, Юбилейный сборник научных трудов «40 лет – Калужскому, 20 лет Касимовскому подземным хранилищам газа». Москва. ИРЦ Газпром. 1998.

I.G. Bebeshko, S.B. Shcherbak. Ejector technology application for unloading man-caused deposits of underground gas storage.

In this work the estimation results of the possibility of using of superfluous layer energy of the UGS basic operation object, which is irrevocably losing in throttle and regulating devices without performing of useful work for ejecting low pressure gas of a technogenic deposit are presented.

Keywords: underground gas storage, man-caused deposits, layer energy, ejecting, mathematical simulation, real gas.

Инна Григорьевна Бебешко

старший научный сотрудник. Научные интересы: эжекционные технологии; рациональное использование пластовой энергии при эксплуатации подземных хранилищ газа.

Сергей Борисович Щербак

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник. Научные интересы: математическое моделирование процессов создания и эксплуатации подземных хранилищ газа; нестационарные пространственные течения жидкости и реального газа.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41, (495)355-60-95.

Издания ООО "Газпром ВНИИГАЗ" серии "Вести газовой науки"

Водная эрозия и освоение газовых месторождений полуострова Ямал

А.В. Баранов

Под ред. Р.О. Самсонова

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 152 с. ISBN 978-5-89754-060-0

Влияние природных факторов на устойчивость функционирования Единой системы газоснабжения России

Л.В. Власова, Г.С. Ракитина, С.И. Долгов

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 184 с. ISBN 978-5-89754-059-4

Развитие научных исследований, техники и технологий в области трубопроводного транспорта газа

З.Т. Галуллин

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 208 с. ISBN 978-5-89754-057-0

Комплексная методология анализа эффективности и рисков инвестиционных проектов в газовой промышленности

О.С. Кириченко, Н.А. Кисленко, А.А. Комзолов, И.В.

Мещерин, В.С. Сафонов

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 168 с. ISBN 978-5-89754-055-6

Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы

С.И. Козлов, В.Н. Фатеев

Под ред. Е.П. Велихова.

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 520 с. ISBN 978-5-89754-062-4

Морская транспортировка природного газа

И.В. Мещерин, И.А. Ким, Н.Н. Чукова и др.

Под ред. И.В. Мещерина.

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 428 с. ISBN 978-5-89754-056-3

Введение в нефтегазовую ресурсологию

Н.А. Крылов

Под ред. М.Я. Зыкина.

М.: ВНИИГАЗ. 2009. 100 с. ISBN 978-5-89754-044-0

Методология разработки генеральной схемы развития газовой отрасли

В.В. Русакова, А.С. Казак, Р.О. Самсонов

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 316 с. ISBN 978-5-89754-046-4

Управление экологическими рисками в газовой промышленности

В.В. Русакова, А.С. Казак, В.Н. Башкин и др.

М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 200 с. ISBN 978-5-89754-058-7

Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне

В.С. Якушев

М.: ВНИИГАЗ. 2009. 192 с. ISBN 978-5-89754-048-8

ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
Редакционно-издательский отдел
Тел./факс (495) 355-91-73
E-mail: A.Luzhkova@vniigaz.gazprom.ru,
E.Kharybina@vniigaz.gazprom.ru

СТЕНД ПО ОТРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На сегодняшний момент все более актуальным становится изучение проблем истощенных газовых месторождений, которых становится с каждым годом все больше. На базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создан стенд, который является уникальным не только для России, но и с точки зрения мирового опыта. Экспериментальные данные, получаемые на стенде, не могут быть получены никаким другим способом. Основной особенностью стенда является возможность не только моделирования, но и воспроизведения процессов в газовых скважинах, содержащих в продукции жидкость.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, технология эксплуатации газовых скважин, поверхностно-активные вещества, пескопроявление, водопроявление, колтюбинг.

Накопленный в мировой практике экспериментальный материал, касающийся двухфазных потоков в вертикальных трубах, представляет большую ценность, однако он не охватывает всего спектра физических условий, характеризующих эксплуатацию месторождений газа. Кроме того, к настоящему времени нет общепринятого мнения по поводу универсальных критериев выноса жидкости из ствола скважины и методов расчета сопротивления двухфазному потоку. Особенно недостаточно изучены процессы с малым количеством жидкости в потоке газа, типичные для сеноманских залежей месторождений Западной Сибири.

Естественное снижение запасов газа и пластового давления привело к тому, что конструкции скважин, систем сбора и подготовки газа, запроектированные более 20 – 25 лет назад, не позволяют обеспечивать нормальную работу объектов добычи газа в изменившихся условиях эксплуатации. Превышение давления горных пород над давлением в газовой залежи приводит к ее деформации, разрушению призабойной зоны скважины и интенсивному выносу песка в газосборную сеть. Пластовые воды, поступившие в газовую залежь, дополнительно способствуют разрушению пласта-коллектора и обводнению продукции скважин.

Для исследования этих процессов в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» существует специальный Стенд по отработке технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки. Основной особенностью Стенда является возможность не только моделирования, но и воспроизведения процессов в газовых скважинах, содержащих в продукции жидкость.

Стенд ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является уникальным не только для России, но и с точки зрения мирового опыта. Экспериментальные данные, получаемые на стенде, не могут быть получены никаким другим способом.

Стенд является инициативной разработкой ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в соответствии с ГОСТ Р 15.201-2000 «Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки на производство». Был получен патент на полезную модель №48580 «Стенд для исследования условий подъема жидкости с использованием газа из скважин газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений». Патентообладатель ООО «Газпром

ВНИИГАЗ». Приоритет от 12 мая 2005 г. Патент на полезную модель № 48581 «Установка для моделирования натуральных условий работы скважин газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений». Патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». Приоритет от 13 мая 2005 г.

Стенд предназначен для проведения экспериментов по изучению движения газожидкостной смеси в лифтовых трубах и позволит смоделировать условия работы скважин, в том числе сеноманских, как по размерам лифтовых труб, так и по расходам газа и жидкости, а также величине давления.

Возможно решение таких задач как определение граничных условий самозадавливания газовых и газоконденсатных скважин, моделирование и исследования различных режимов работы скважин месторождений и ПХГ в насосно-компрессорных и обсадных трубах с условным диаметром 73 мм, 89 мм, 114 мм и 168 мм.

Разрабатываются условия для испытания и отработки различных технологий продления срока работы газовых скважин, содержащих жидкость, но еще работающих без самозадавливания. Также в качестве выполнения инженеринговых услуг планируются стендовые и приёмочные испытания, тарировка геофизических приборов.

В таблице 1 приведены основные характеристики стенда, касающиеся изучения процессов газожидкостного потока. На рисунке 1 представлен общий вид установки.

Экспериментальный Стенд включает:

- четыре лифтовые колонны высотой 29 метров, состоящие из труб Ду = 73, 89, 114, 168 мм; каждая колонна состоит из трех труб; внутренний диаметр соответственно Ду = 62; 75,9; 100,3; 152 мм;
- компрессор «КМ1», нагнетающий заданное давление газа в ресивер «Р» и далее в экспериментальный участок;
- четыре центробежных нагнетателя «КМ2, КМ3, КМ4, КМ5», обеспечивающие заданный расход газа (на сегодняшний день введено в эксплуатацию только два);
- три дозировочных насоса (Н1, Н2, Н3) с разными диапазонами подачи, обеспечивающие заданный расход жидкости;
- восемь шаровых кранов с пневмоприводом;
- сепаратор «С» для разделения газовой и жидкой фазы после выхода смеси из лифтовых колонн, емкость «Е» для

слива жидкости из сепаратора;

- автоматизированную систему контроля и управления параметрами работы установки;
- систему подачи азота в систему для управления шаровыми кранами;
- соединительные трубопроводы и регулирующую арматуру.

Технологическая схема установки позволяет проводить работы в режиме непрерывной циркуляции воды и газа с разделением их в сепараторе. Рабочая среда: газожидкостная смесь, включающая атмосферный воздух и воду при давлении 1 – 30 бар. На рисунке 2 представлена фотография верхней площадки стенда.

В процессе эксперимента измеряются и фиксируются следующие параметры: время замера T (чч:мм); величина расхода воздуха G ($\text{м}^3/\text{час}$); давление воздуха на расходомере p_1 (МПа); температура воздуха на расходомере t ($^{\circ}\text{C}$); показания датчика давления в нижней части колонны p_2 (МПа); показания датчика перепада давления между низом и верхом колонн Δp (МПа); показания уровнемера воды в хвостовике сепаратора h (МПа);

На проведение одного опыта требуется 2 – 8 часов.

В связи с широким спектром задач и проблем, которые возникают на месторождениях и ПХГ, было решено существенно расширить круг решаемых задач на Стенде. И организовать работу Стенда так, чтобы была возможность ведения параллельно сразу нескольких научных и практических работ независимо друг от друга.

С целью реализации проекта выполнены следующие мероприятия:

- 1) проведено комиссионное техническое освидетельствование всех систем и узлов стенда;
- 2) определена структура работ по разработке, монтажу и вводу в эксплуатацию всех систем стенда;
- 3) проведена экспертиза технического состояния вышки;
- 4) разработаны мероприятия по повышению функциональности стенда.

Ведутся работы по разработке технического задания на системы, повышающие функциональность стенда; проектированию вновь вводимых узлов и систем; монтажу систем нагнетания; ревизии трубопроводов, фланцев, емкостного оборудования; проверке и калибровке, монтажу и пуско-наладке контрольно-измерительных приборов; доработке несущих металлоконструкций; разработке методик и программ проведения исследований; доработке вспомогательных систем.

Были выдвинуты различные предложения по модернизации и вводу в эксплуатацию новых технологических схем. Так, было решено повысить функциональность стенда путем введения ряда дополнительных систем:

- для исследования влияния ПАВ на работу газожидкостного подъемника;
- для исследования механизма выноса твердых частиц из ствола скважины;
- для исследования механического удаления жидкости из скважины плунжерным лифтом;
- для отработки колтюбинговых технологий;
- для измерения скорости распространения упругих колебаний в движущемся (стесненном трубой) газовойдном потоке.

Также принято решение обеспечить круглогодичную

эксплуатацию путем введения системы обогрева колонн.

В обязательном плане доработки стенда – разработка и внедрение автоматической системы управления.

Здесь стоит отметить, что системы с использованием поверхностно-активных веществ изучались давно и преследовали разные цели. От разработки нефтяных пластов на депрессии (Тагиров, Нифантов, 2003). На стенде в первую очередь планируется проведение экспериментов по изучению эффективности поверхностно-активных веществ для облегчения выноса воды из ствола скважины. А также изучение поведения пенных систем в динамике под давлением.

Особое внимание будет уделено разрушению отработанных жидкостей содержащих ПАВ (пеногашение) и их безопасной утилизации. Данная проблема сегодня стоит на многих месторождениях.

О проблеме выноса песка на устье скважины говорить в последнее время больше всего. Множество статей и монографий посвящено изучению этой проблемы и борьбы с ее последствиями (Динков и др., 1998; Жуковский и др., 1998; Сусоколов, 1984; Съюмен и др., 1986; Morita, 1994; Morita et al., 1989). В скважинах месторождений, вступивших в стадию падающей добычи, наблюдается разрушение призабойной зоны, вынос песка и образование на забое протяженных песчаных пробок при незначительных рабочих депрессиях на пласт. Ранее в этих же скважинах вынос песка происходил при значительно больших депрессиях. Песок поступает из пласта на забой скважины. Отрицательное влияние песка на работу скважин проявляется за счет его накопления в интервале перфорации на забое скважин, в технологических трубопроводах и аппаратах, абразивном разрушении скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки газа, в создании аварийных ситуаций. Как известно, вынос песка относится к числу распространенных техногенных последствий эксплуатации газовых месторождений.

Система для исследования механизма выноса твердых частиц из ствола скважины на нашем стенде, должна помочь ответить на многие вопросы, которые стоят сейчас на промыслах и ПХГ.

Что касается колтюбинговых операций, то наиболее освоенные на сегодняшний день на промысле: ликвидация отложений; обработка призабойной зоны; вызов притока нефти (газа) в скважинах; перфорация эксплуатационной колонны; промысловые геофизические исследования; очистка эксплуатационных колонн механическими скребками; шаблонирование эксплуатационной колонны; ловильные операции; ремонтно-изоляционные работы в скважинах.

Параметры	Единицы измерения	Лифтовые колонны			
		1	2	3	4
Условный диаметр	мм	168	114	89	73
Макс. давление	бар	15	15	15	15
Макс. скорость газа	м/сек	5,5	12	22	33
Макс. расход газа	тыс.м ³ /сутки	350	350	350	350
Макс. расход воды	м ³ /сутки	450	200	100	50
Мин. расход воды	л/сутки	24	24	24	24

Табл.1. Параметры стенда по изучению процессов и разработки технологии эксплуатации газовых скважин.



Рис. 1. Стенд по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки (внешний вид).

Рис. 2. Вид общей обвязки труб на верхней площадке стенда (10 этаж).

Но наибольшие перспективы применения гибких труб связаны с бурением при отрицательном перепаде давления в системе скважина-пласт (депрессии). Отличительная особенность гибких труб – их можно безопасно применять на герметизированном устье скважины.

Системы для исследования механического удаления жидкости из скважины плунжерным лифтом давно с успехом используются, и серьезное изучение этого вопроса проводилось учеными ООО «ГазпромВНИИГАЗ» (Шулятиков и др., 2003; 1998). Планируется поэтапное проведение экспериментов после модернизации Стенда.

Проведение испытаний с целью изучения процессов подъема воды воздухом с использованием летающих клапанов, комбигазлифта и традиционным эрлифтом с минимальным количеством средств измерения.

Проведение испытаний с целью изучения процессов подъема воды воздухом с использованием летающих клапанов, комбигазлифта и традиционным эрлифтом с полным объемом средств измерения.

Результаты экспериментальных работ на стенде позволят разработать новые и усовершенствовать существующие технические и технологические решения эффективной эксплуатации скважин, в том числе на поздней стадии разработки месторождений. А также проводить испытания и возможно лицензирование приборов, используемых на промыслах.

Литература

Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения ПАВ при разработке нефтяных пластов. 1962.

Динков А.В., Ли Г.С., Кузнецов А.С., Паномарев А.Н. Газогидродинамические исследования скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения в условиях обводнения и разрушения коллектора призабойной зоны. *Сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром»: «Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса»*. М.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. 317-322.

Жуковский К.А., Ахметов А.М., Шарипов В.Н., Хозяинов В.Н. Причины пескопроявления при добыче газа и методы их ликвидации, применяемые на Уренгойском месторождении. *Сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром»: «Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса»*. М.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. 323-329.

Сусоколов А.И. Разработка методов расчета напряжений в пласте-коллекторе ПХГ для обоснования параметров укрепления

призабойной зоны скважин. *Дис. на соискание уч.ст. к.техн.н. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина*. М. 1984.

Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. М.: Недра. 1986. 176.

Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. М.: Недра. 2003.

Шулятиков И.В., Сидорова С.А., Сидоров С.Н., Ушаков А.С. Новые технологии для «челночной» эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений в условиях, осложненных скоплениями жидкости и разрушением призабойной зоны продуктивного пласта. *Сб. науч. тр.: «Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа»*. М. 2003. ВНИИГАЗ. 426-439.

Шулятиков И.В., Сидорова С.А. Будущее газлифта – комбигазлифт. *Газовая промышленность*. Апрель, 1998. 15.

Morita N. Field and Laboratory Verification of Sand-Production Prediction Models. *SPE Drilling & Completion*. 1994. 227-235.

Morita N., Whitfill D.L., Fedde O.P., Lovik T.H. Parametric Study of Sand-Production Prediction: Analytical Approach. *SPE PE*. February, 1989. 25-33.

S.A. Borodin, S.N. Buzinov, V.M. Pischukhin, S.A. Shulepin. The Stand on working off of wells operation technology at a late stage of oil and gas fields development.

For today more and more actual there is a studying of problems of the depleted gas fields which becomes every year more and more. On the basis of «Gazprom VNIIGAZ» Ltd. the stand which is unique not only for Russia, but also from the point of view of world experience is created. The experimental data received at the stand, cannot be received any in another way. The basic feature of the stand is possibility not only modeling, but also reproduction of processes in the gas wells containing in production a liquid.

Keywords: late stage of development, technology of operation of gas wells, surface-active substances, sand display, water display, coiled tubing.

Сергей Александрович Бородин
заместитель директора ОЭБ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: разработка и внедрение инновационных технологий, поиск повышения функциональности стендов и установок.



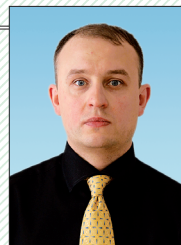
142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-93-08.

Василий Михайлович Пищухин
к.тех.н., академик международной Академии наук прикладной радиоэлектроники, ведущий научный сотрудник. Научные интересы: математическое моделирование.



ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-98-94.

Сергей Александрович Шулепин
ведущий научный сотрудник. Научные интересы: геохимические реакции, газогидродинамика.



ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-96-46.