

---

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ И РЕШЕНИЯ В АВТОМАТИЗАЦИИ ПРИ СОЗДАНИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ (АТК)



*В.Н. Чикало,  
заместитель генерального директора  
по внедрению комплексных проектов  
ОАО «Газпром автоматизация»,  
к.т.н., академик АТН РФ,  
г. Москва, Россия*

Автоматизация технологических процессов развивается очень быстрыми темпами. Только недавно мы гордились автоматизацией отдельных технологических блоков или установок. Но с ростом технологического комплекса газовой отрасли перед нами появляются и новые задачи – создание Автоматизированных технологических комплексов (АТК). Например, таких, как:

- Автоматизированный технологический комплекс добычи газа, начиная от скважины и до подачи газа в магистраль, включая все технологические системы подготовки и компримирования газа, которые работают от одного комплексного алгоритма;
- Автоматизированный технологический комплекс подземного хранения газа, начиная с автоматизированного изучения и актуализации геологических условий эксплуатации подземного хранилища и комплексной автоматизации процессов закачки и извлечения газа, до подачи его в магистраль;
- Автоматизированный технологический комплекс учета углеводородного сырья, например, перерабатывающего завода,

промысла или отдельного коридора магистрального газопровода с созданием системы сведения балансов и другие не менее грандиозные задачи.

К сожалению, до сегодняшнего дня зачастую заказчики, проектные институты и подразделения, ответственные за данное направление деятельности Газпрома, разбивают задачу создания АТК на отдельные куски и поручают выполнение работ структурам, не имеющим ни опыта, ни возможности реализовывать столь масштабные проекты, что возвращает нас к «лоскутной автоматизации» 90-х.

Считаю, что настало время реализацию масштабных проектов передавать в руки только крупным специализированным организациям, которые в состоянии создать Автоматизированный технологический комплекс, функционирующий с применением «малолюдных технологий».

Слова «малолюдные технологии» пришли в наш обиход в начале 2000-ных, с созданием Газавтоматикой на Заполярном месторождении автоматизированных газовых промыслов, работающих под управлением «комплексных



алгоритмов». Этот термин сегодня забалтывается и многие применяют его неправомерно или, из-за наличия людей на объектах, считают, что таких технологий пока не существует. Малолюдные технологии – это не безлюдные технологии. Наличие персонала на столь важных технологических объектах всегда будет необходимо. Но малолюдные технологии должны уменьшить влияние человеческого фактора при ведении технологических процессов и автоматизировать как основные, так и вспомогательные технологические процессы, чтобы обеспечить управление самими процессами без участия человека.

В ОАО «Газпром автоматизация» ведется непрерывная и планомерная работа, по созданию Автоматизированных технологических комплексов для добычи, хранения, переработки и учета углеводородного сырья. Мы вкладываем большие средства в свой внутренний НИОКР и ведем научно-практические работы по многим направлениям деятельности. Ранее в наших публикациях освещались наши разработки при создании Автоматизированных технологических комплексов в добыче углеводородов.

Ниже представлены наши новые решения при создании Автоматизированного технологического комплекса хранения газа и Автоматизированного технологического комплекса учета углеводородного сырья, разработанные специалистами нашей компании при использовании передового зарубежного опыта.

### **«НОВЫЕ РЕШЕНИЯ В АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ХРАНЕНИЯ ГАЗА» на примере Калужского подземного хранилища газа**

*В.Н. Чикало – заместитель генерального директора по внедрению комплексных проектов, к.т.н., академик АТН РФ; С.А. Чернышев – главный инженер проекта; Н.М. Бобриков – главный инженер; И.К. Денисов – начальник УКП; Д.В. Канев – начальник управления ИИС и М, ОАО «Газпром автоматизация», г. Москва, Россия.*



Бобриков Н.М., Канев Д.В., Чернышев С.А., Денисов И.К.,  
Чикало В.Н. (слева направо)



Доктор Х.В. Шмидт  
Фирма «Эльпро» Германия

*С.В. Позднухов – начальник геологической службы Калужского УПХГ, Калужское УПХ, г. Калуга, Россия.*

*Dipl. Ing. Folkhard Just; Dr. Hans-Werner Schmidt, Фирма «Elpro GmbH», Германия.*

Подземные хранилища газа являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России и расположены в основных районах потребления газа. Система подземного хранения газа выполняет функции регулирования сезонной неравномерности потребления газа, хранения газа на случай аномальных похолоданий, сглаживания неравномерности экспортных поставок газа, обеспечивает подачу газа в случае нештатных ситуаций в единой системе газоснабжения (ЕСГ), создает долгосрочные резервы.

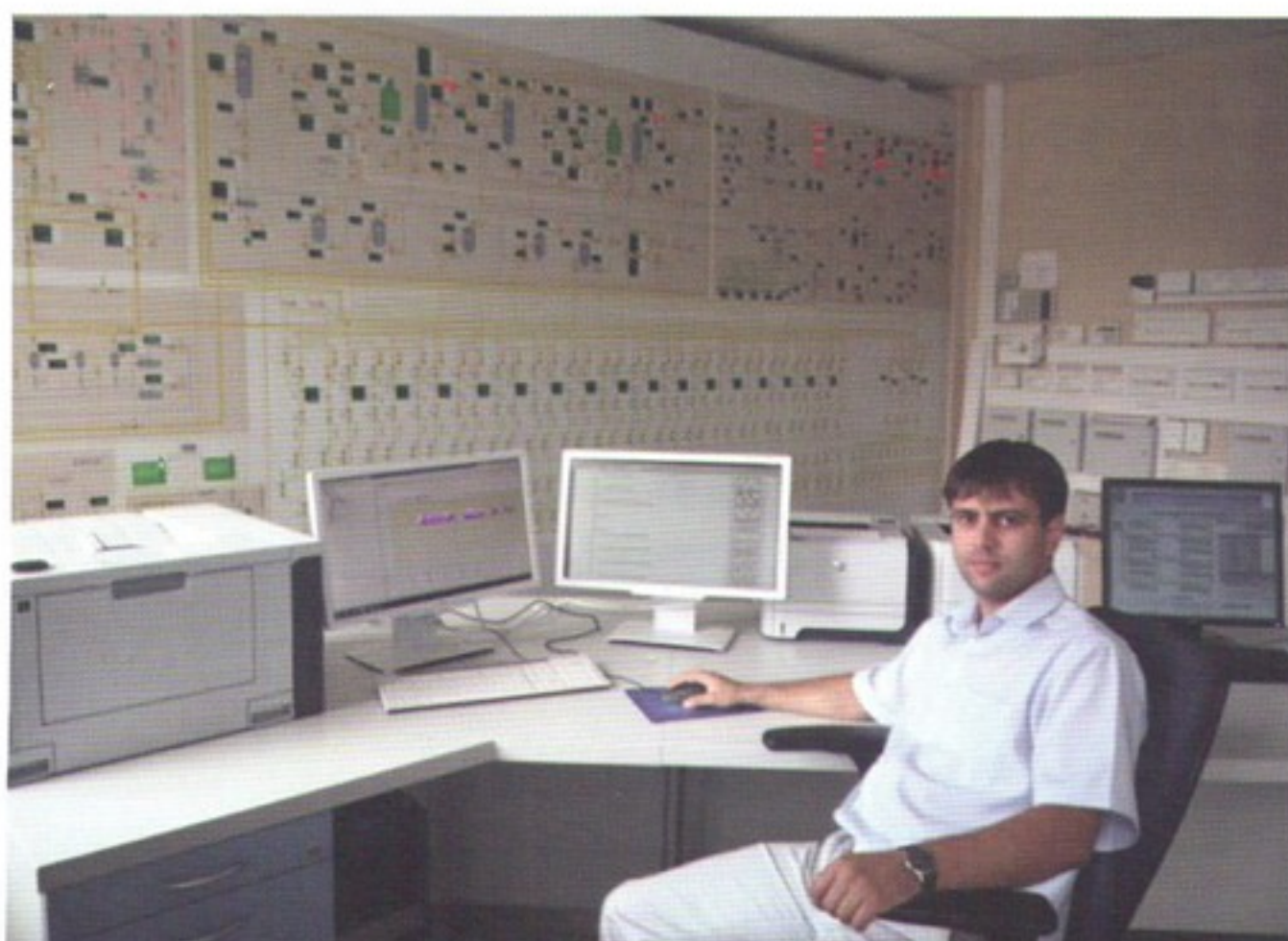
Использование ПХГ позволяет регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки в ЕСГ, обеспечивать гибкость и надежность потоков газа. ПХГ обеспечивают в отопительный период до 30% поставок газа российским потребителям.



В связи с этим важнейшей проблемой развития системы подземного хранения газа в России является поддержание ее надежного, безопасного и устойчивого функционирования.

Калужское подземное хранилище газа является первым в России подземным газохранилищем, созданным в водоносном пласте. Специфика создания и работы Калужского газохранилища объясняется во многом особенностями Калужского поднятия, которое характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным тектоническими нарушениями, по которым отмечается вертикальная миграция газа до Воробьевского горизонта, вследствие чего эксплуатация Калужского ПХГ, осложнена постоянной разгрузкой техногенной залежи Воробьевского горизонта. Новый толчок в развитии ПХГ получило после проведенных работ по реконструкции наземного обустройства и повышению производительности скважин. В рамках реконструкции наземного обустройства были подключены: установка сепарации и осушки газа к коммуникациям ГСП, что позволило увеличить пропускную способность ПХГ и повысило качество газа поставляемого в магистральный газопровод при его отборе из хранилища. Введен в эксплуатацию узел замера газа с современным высокотехнологичным оборудованием и внедрен комплекс автоматизированных систем, позволяющих приблизить Калужское ПХГ к первому в России интеллектуальному ПХГ.

Интеллектуализация Калужского ПХГ осуществляется по принципу внедрения в производственный процесс комплексных интегрированных систем автоматизации позволяющих при меньших трудозатратах контролировать и анализировать полный цикл технологических процессов, осуществлять дистанционное вмешательство с целью корректирования операций и, как следствие,



Позднухов С.В. Пульт управления Калужского ПХГ, АРМ геолога

изменения критичных параметров и своевременно реагировать на возникающие отклонения.

Интеллектуальное управление технологическими процессами основано на максимальной автоматизации, реализации комплексных алгоритмов управления и разделении администрирования основных циклов с использованием автоматизированных рабочих мест: геолога, диспетчера, оператора технологических установок, энергетика, метролога и др.

Основная роль при определении стратегии управления технологическими процессами добычи и закачки газа закреплена за автоматизированным рабочим местом геолога, позволяющим задать оптимальный режим отбора/закачки газа в зависимости от индивидуальных особенностей скважин и ПХГ в целом.

Автоматизированное рабочее место геолога (далее по тексту – АРМ геолога) является интеллектуальным звеном, входящим в состав АСУ ТП, и обеспечивает:

- выполнение расчетных задач при комплексном управлении технологическими процессами хранилищ в пористых пластах в обычном режиме работы и при пиковой нагрузке.
- Оптимальное использование пропускной способности хранилища и его скважин.

АСУ ТП с подсистемой АРМ геолога разработаны совместно ОАО «Газпром автоматизация» и фирмой Elpro GmbH (Германия).

Алгоритм функционирования интеллектуального ПХГ с подсистемой АРМ геолога представлен на рисунках 1 и 2.

Помимо решения задач комплексной автоматизации процессов добычи и закачки газа АРМ геолога обеспечивает выполнение следующих функций:

- Наблюдение в режиме онлайн за любым количеством скважин одного хранилища, которое включает в себя:
  - Установка заданных величин,



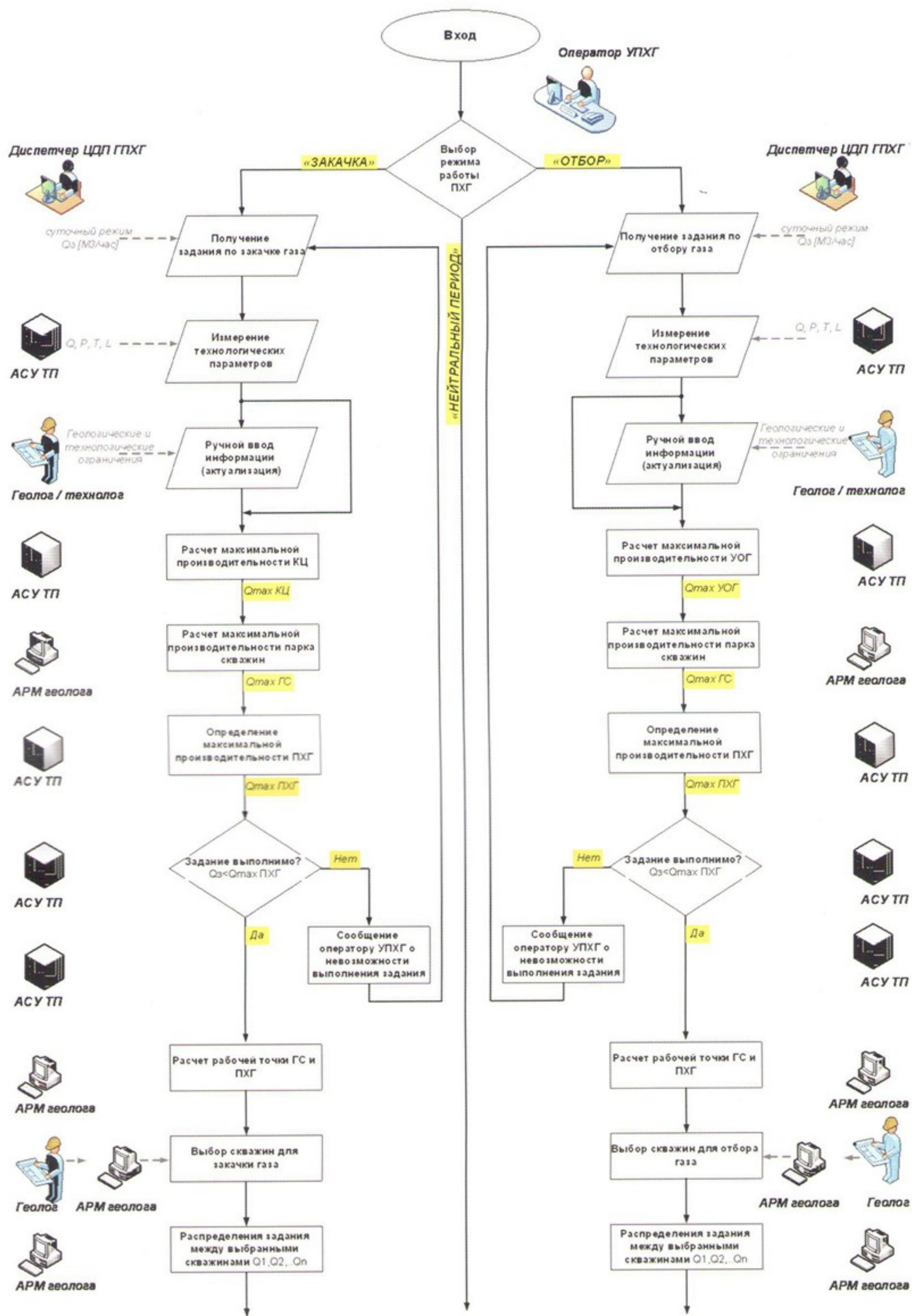


Рис.1. Алгоритм работы интеллектуального ПХГ (начало)



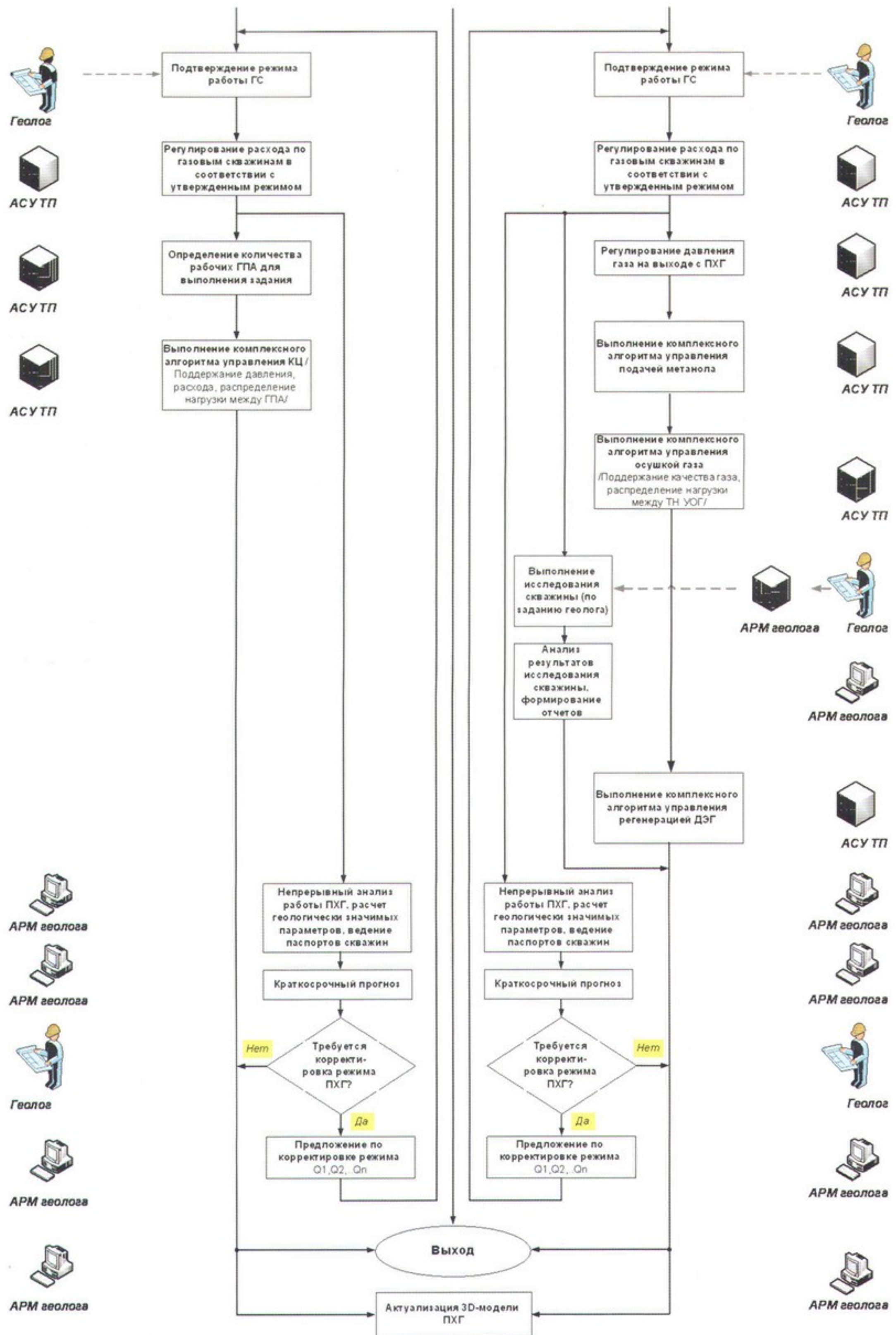


Рис.1. Алгоритм работы интеллектуального ПХГ (продолжение)



- Расчет критериев для отключения,
  - Своевременное обнаружение проблемных ситуаций,
  - Вычисление и визуализация фактических и ранних параметров состояния.
- Прогноз работоспособности хранилища и его скважин,  
 – Учет и оптимизация расписания отбора и закачки,  
 – Управление данными по бурению и горным породам, серии замеров пробуренной скважины и испытания на работоспособность.

АРМа геолога также обеспечивает сбор и хранение важной информации о характеристиках всех скважин и хранилища в целом. К ней относятся редко обновляемые

данные по геологии, горизонтам, конструкции, техническому обслуживанию и ремонту эксплуатационных скважин и скважин для наблюдения. Вместе с тем в АРМа геолога сохраняются также и изменяемые характеристики скважины, такие как производительность, предельные значения, коэффициент готовности. С помощью этих данных, измеряемых значений и другой информации всегда можно рассчи-

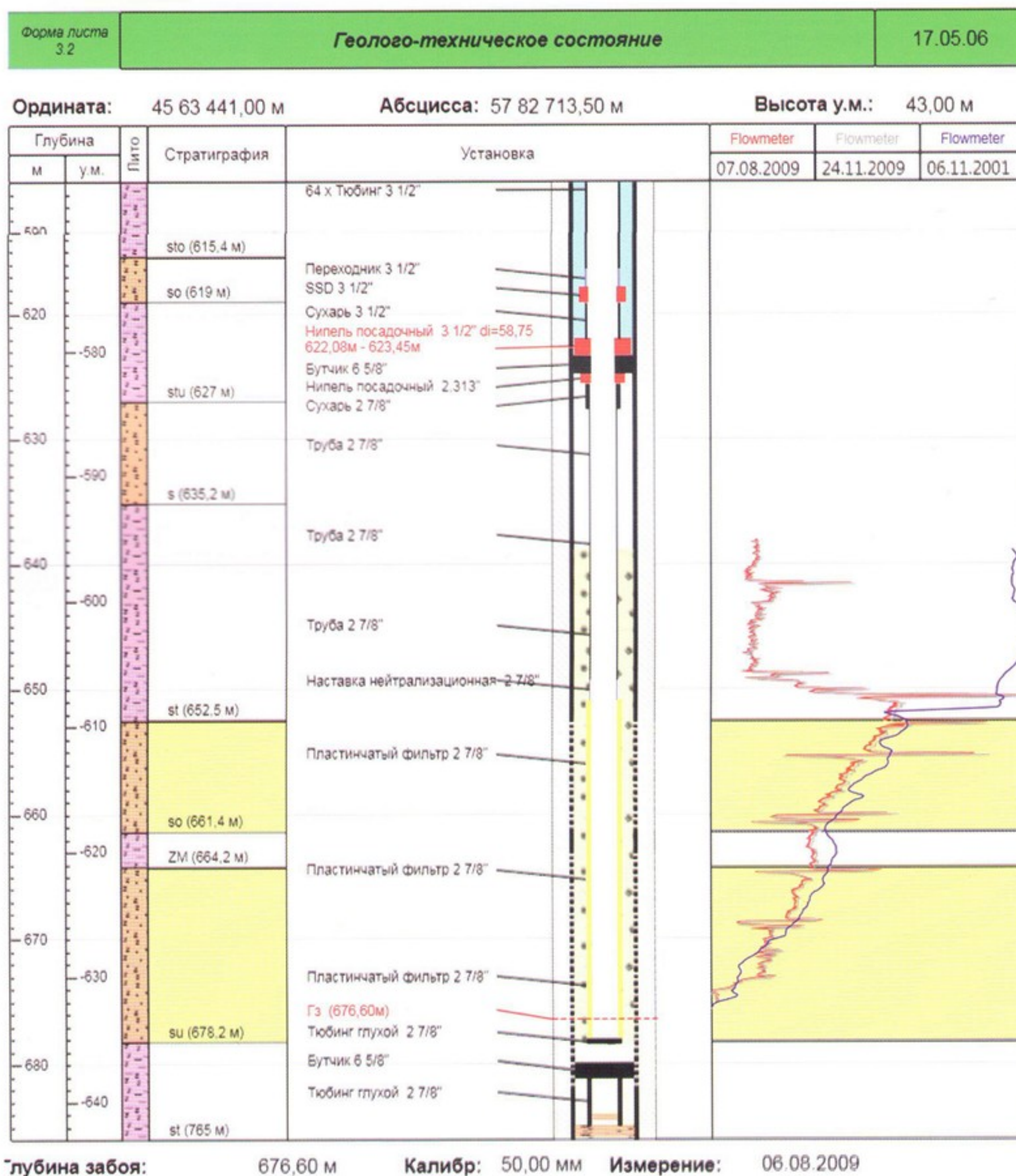


Рис. 2. Характеристика производительности скважины



тать оптимальную рабочую точку скважины. Таким же образом своевременно могут быть выявлены изменения в скважинах.

Оптимальная рабочая точка скважины может быть описана, главным образом, с помощью графика характеристик, основанного на результатах испытания скважин. График характеристик ограничен предельными значениями депрессии и скорости потока, а также допустимым рабочим диапазоном давления. Фактические рабочие точки скважины внесены в график характеристик (рис. 3).

За средний период времени оптимальная рабочая точка скважины изменяется. АРМа геолога позволяет обнаружить эти изменения и отслеживать их в моделях скважин. Модели скважин позволяют также прогнозировать потенциальный рост их производительности за счет дополнительно рассчитываемых параметров и их графического анализа (рис. 4).

Для хранилища с его горизонтами измеряемые значения, которые можно использовать непосредственно для управления процессом эксплуатации, встречаются крайне редко. Поэтому оценка рабочей точки хранилища производится путем расчета не измеряемых величин в режиме онлайн. К регистрируемым величинам относятся:

- Объем активного газа,
- Пластовое давление в горизонте,
- Коэффициент емкости,
- Коэффициент сжимаемости газа,
- Прочее.

Для распределения требуемой суммарной мощности по скважинам, исходя из данных о фактической рабочей точке хранилища, АРМ геолога рассчитывает заданные значения для каждой отдельной скважины с учетом пропускной способности и коэффициента готовности скважин, а также определенных правил управления процессом эксплуатации.

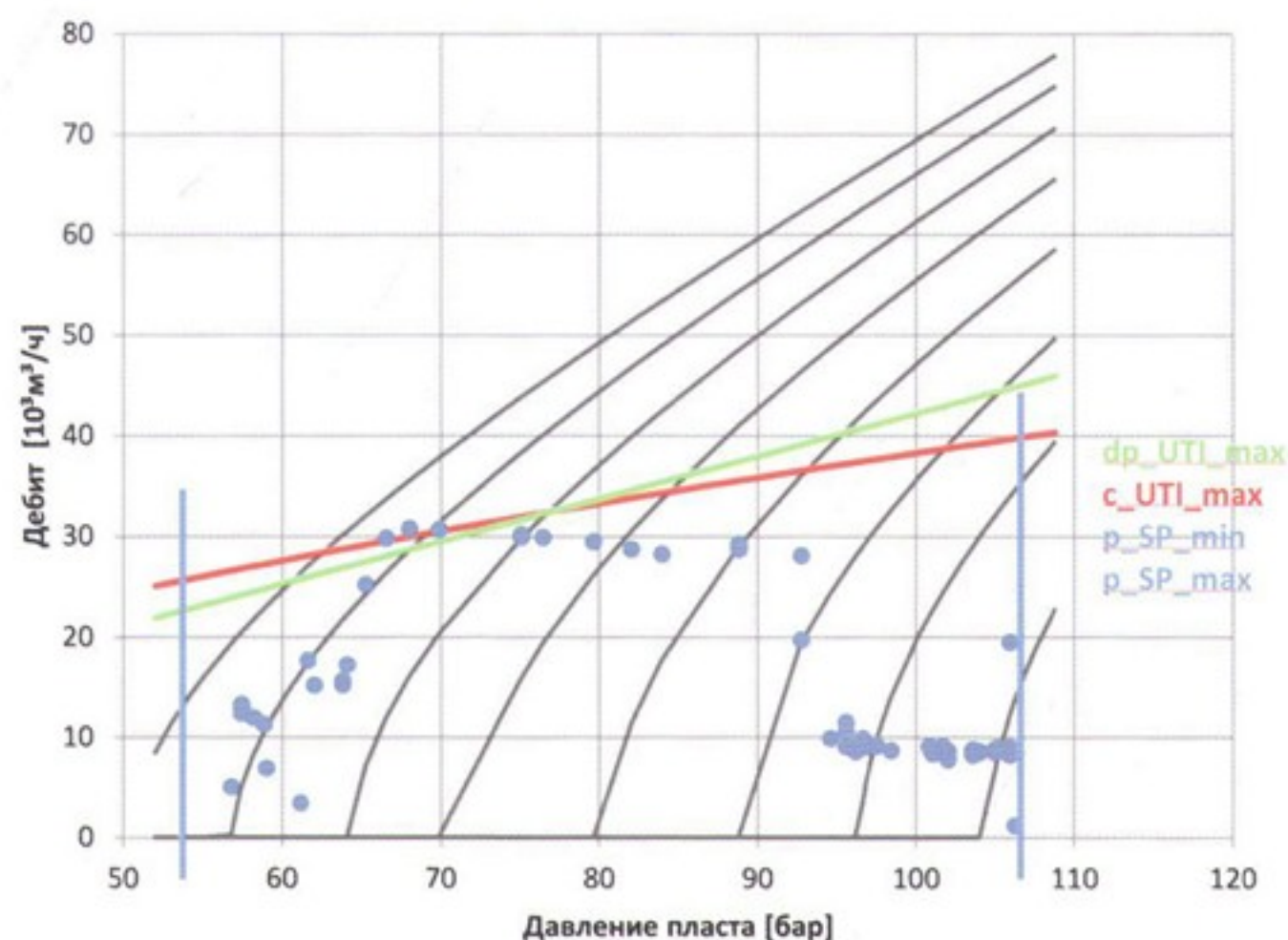


Рис. 3. График характеристик скважины



Рис. 4. График анализа производительности скважины

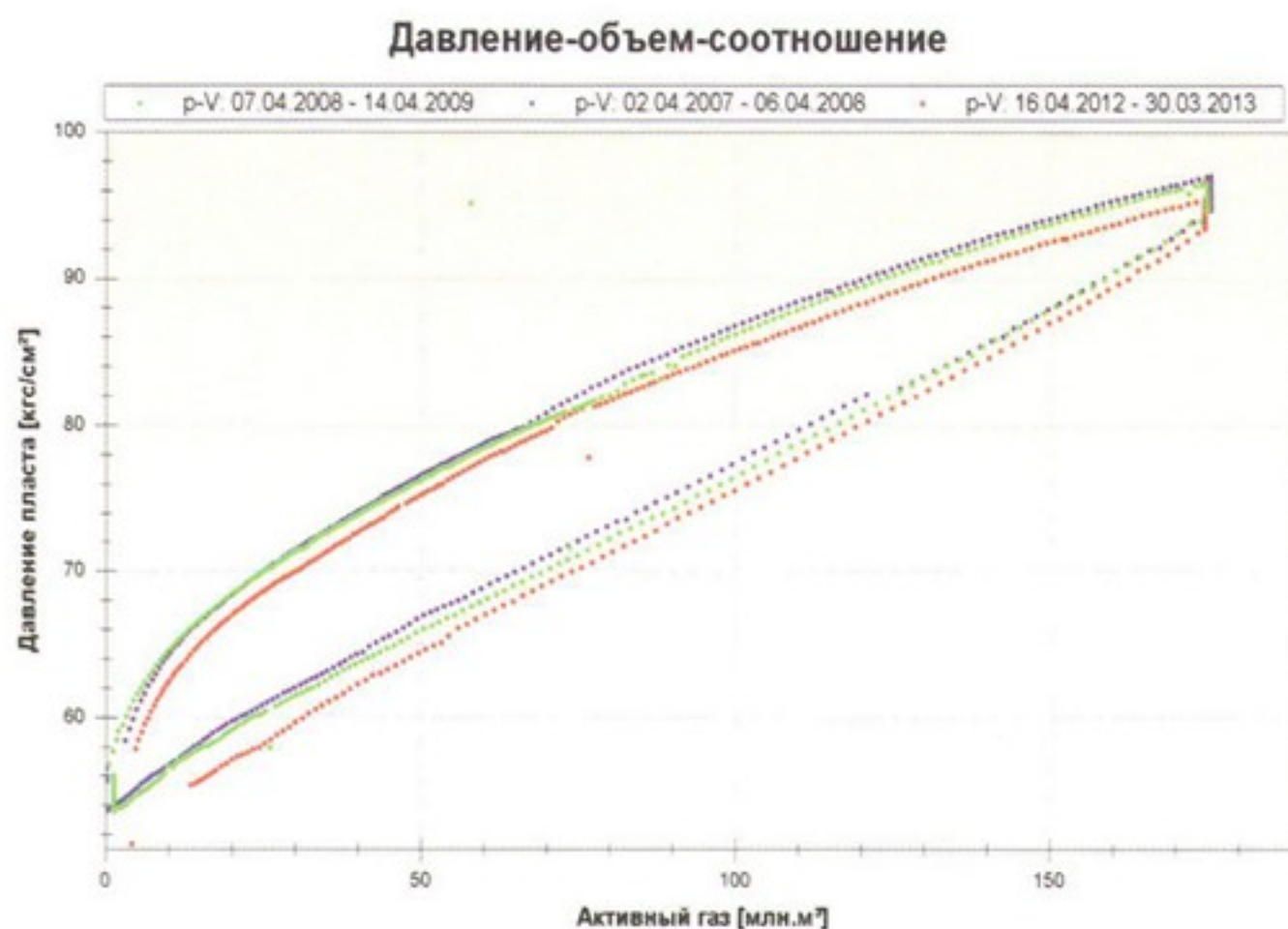


Рис. 5. График соотношения давления и объема



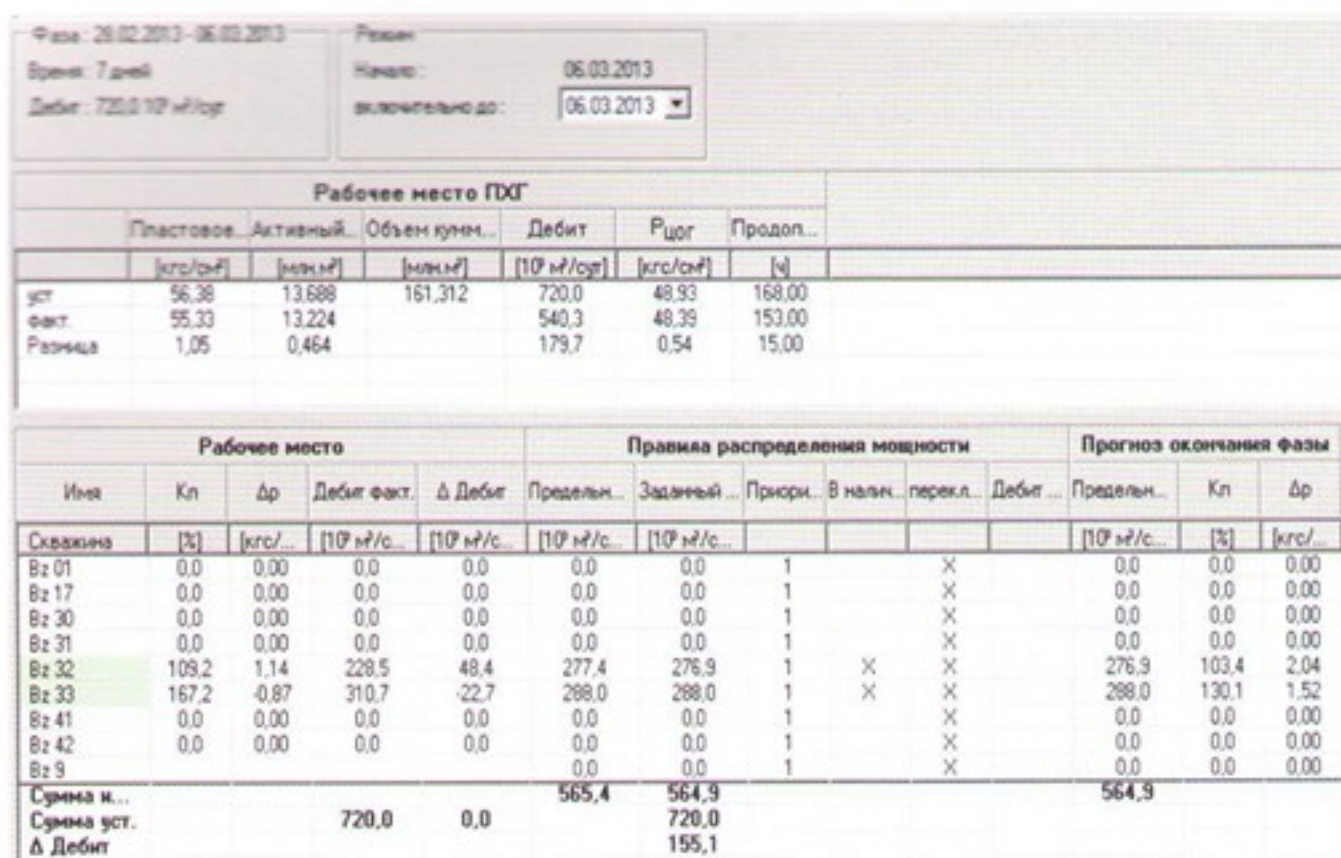


Рис. 6. Экран расчета оптимальных значений скважины

Оценка фактической рабочей точки хранилища является одной из наиболее важных задач для геолога при управлении процессом эксплуатации. АРМа предоставляет геологу необходимые готовые графики в режиме онлайн, предусмотренные для всех объектов в хранилище (рис. 7).

АРМ-геолога, в отличие от 3D-ориентированных решений, опирается, при моделировании геологических

процессов, на информацию, собранную из доступного опыта эксплуатации хранилища. Чем большим объемом данных из предыдущих периодов отбора/закачки обладает АРМ геолога, тем более точны его прогнозы. Опыт показал, что при тесной интеграции с АСУ ТП, которая в режиме реального времени предоставляет необходимую для расчетов информацию о состоянии хранилища, точность таких прогнозов на порядок выше, чем точность прогнозов сгенерированных пакетами 3D-моделирования (например, Eclipse). Исходя из этих данных АРМ-геолога позволяет быстро получить достоверный ответ на вопрос о том, как будет развиваться ситуация в хранилище в целом и по отдельным скважинам в течении заданного промежутка времени при определенном режиме закачки/отбора газа. Интегрированные в АРМ-геолога оптимизирующие ал-

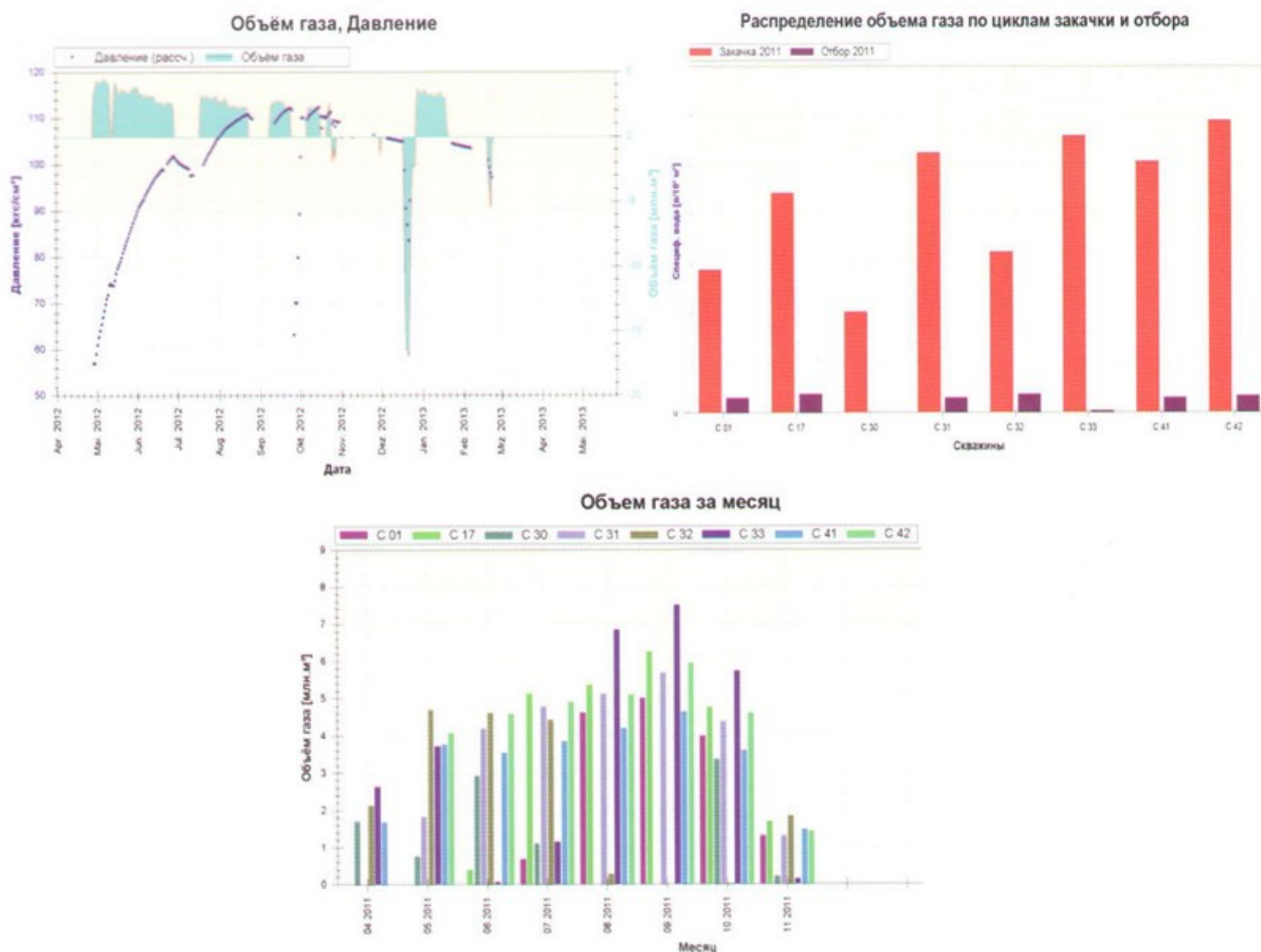


Рис. 7. Графики работы хранилища



горитмы предоставляют геологу так же инструмент для принятия оптимальных решений, что в совокупности позволяет:

**1. Рационально использовать ресурсы хранилища** – в режиме реального времени определять совокупное пластовое давление по всем автоматизированным скважинам, учитывая обусловленное эксплуатацией падение давления на шлейфе, и, как результат:

- отказаться от временного отключения скважин для определения давления;
- получить более точную картину о распределении пластового давления и точно соблюсти рекомендации авторского надзора о его граничных значениях.

**2. Продлить межремонтные периоды скважин** – используя коэффициент производительности скважины, зависящий от пластового давления, который вычисляется из данных, содержащихся в паспорте скважины. Данный коэффициент позволяет сравнивать актуальную производительность и не нагружать скважину выше её паспортных режимов или же превентивно отключать скважины, работающие в режимах значительно ниже допустимых, что также позволяет продлить межремонтные периоды.

**3. Значительно ускорить процесс выхода на заданный режим отбора/закачки** – модуль прогноза предоставляет диспетчеру мощный инструмент управления объёмом отбора/закачки. Диспетчеру требуется только ввести требуемое задание (суммарный объём) и система автоматически распределяет его по доступным скважинам в соответствии с их коэффициентом производительности, с учетом технологических ограничений. Вычисленные значения распределённого потока передаются в АСУ ТП, как задание

для автоматического управления технологическим оборудованием, поддерживая заданный режим добычи или закачки в автоматическом режиме до получения нового задания.

**4. Обеспечить высокую стабильность хранилища** – существенно ограничивается объём ошибок, обусловленных человеческим фактором, так как все «рутинные» задачи переключаются на АРМ-геолога и влияние человеческого фактора на принятие решений минимизировано.

**5. Контролировать соблюдение предписания по эксплуатации** – АРМ геолога ведёт журнал событий, который не может быть модифицирован или фальсифицирован извне, что позволяет проконтролировать соблюдение предписаний по эксплуатации.

**6. Своевременно распознать проблемные ситуации** – наглядная визуализация процесса развития важнейших параметров позволяет на макроуровне распознавать проблемные тенденции в хранилище и своевременно принимать решения по их устранению.

**7. Обеспечивать единые критерии оценки состояния и производительности скважин** – сопоставляются между собой характеристики скважин, как внутри одного хранилища, так и между хранилищами соответственно.

**8. Обеспечивать подробную отчётность на уровне управления** – все накопленные данные могут быть предоставлены в качестве отчёта любой формы на любом уровне управления хранилищем за любой промежуток времени, будь то отчёт по хранилищу в целом или по отдельной скважине.

Благодаря внедрению ИАСУ ТП с интегрированным в него АРМом геолога, несмотря на полуавтоматический режим работы, уже в сезоне отбора 2012 года, Калужское ПХГ вышло на новый уровень производственных показателей:

- в 3,5 раза уменьшился водный фактор;
- обеспечено полное отсутствие выноса твердой фазы;
- обеспечено более равномерное распределение депрессионной воронки;
- суточная производительность ПХГ (в совокупности с мероприятиями по ремонту скважин) выросла на 20,5%;
- максимальный отбор за сезон вырос на 9,6%.

Таким образом, автоматическая работа хранилищ в пористых пластах становится возможной благодаря массиву данных АРМа геолога, его методам интеллектуальных вычислений, организации обоснованной и безопасной работы, а также глубокой интеграцией в АСУ ТП.

Внедрение систем управления на основе моделирования процессов с использованием АРМ геолога и реализация режимов эксплуатации в автоматическом режиме позволит Калужскому ПХГ вновь стать первым,



но уже в новом ракурсе «Первого интеллектуального и полностью автоматизированного подземного газохранилища в России».

## АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА ПРИ МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ

*Д.В. Канев – начальник управления информационно-измерительных систем и метрологии; В.Н. Чикало – заместитель генерального директора по внедрению комплексных проектов, к.т.н., академик АТН РФ; Н.М. Бобриков – главный инженер; И.К. Денисов – начальник УКП, ОАО «Газпром автоматизация», г. Москва, Россия.*

*В.А Сулин – директор ООО «ОМЦ Газметрология», г. Москва, Россия.*

*Д.Н. Ширшов – первый заместитель директора, главный инженер ООО «Сервисгазавтоматика». г. Москва, Россия.*



Чикало В.Н., Денисов И.К., Бобриков Н.М., Канев Д.В. (слева направо)

Газ является товаром и предметом коммерческих сделок между добывающими и газотранспортными компаниями, региональными компаниями поставщиков газа и конечными потребителями. В 2012 году добыча газа Группой Газпром составила 487 млрд. куб. м. Основным источником газа исторически остается Западно-Сибирская газоносная провинция. Учитывая удаленность нефтегазоносной провинции от основных потребителей, в РФ создана мощная система газоснабжения, протяженностью 164,7 тысяч километров.

Транспортировку газа осуществляют специализированные предприятия – дочерние общества ОАО «Газпром», сформированные по региональному признаку, с головными офисами в городах: Югорск, Чайковский, Ухта, Саратов, Самара, Уфа, Волгоград, Москва, Нижний Новгород, Санкт-Петербург и ряде других.

Одним из самых длинных экспортных коридоров является транспортировка Западно-Сибирского газа до

ГИС Суджа, расположенного на границе России и Украины. Доставка газа до границы осуществляется «через руки» 5-ти газотранспортных обществ! Это очень важный фактор, ведь в этом случае измерение количества газа происходит не просто на входе и выходе ЕСГ, а на входе и выходе каждого из пяти участков, что по законам классической метрологии снижает точность измерения.

Небаланс при измерениях количества газа, поступающего в газотранспортную систему, и количества газа, отобранного из газотранспортной системы, газа, расходуемого на собственные и технологические нужды газотранспортными предприятиями, а также газа, накопленного в газотранспортной системе, и аварийных потерь газа за отчетный период, вычисляют по следующей формуле:

$$\Delta V_p = \sum_{i=1}^n V_{c0_i} - \sum_{i=1}^s V_{c1_i} - \sum_{i=1}^r V_{c2_i} - \sum_{i=1}^p V_{c3_i} - \sum_{i=1}^k V_{c4_i}, \quad (1)$$

где:

$V_{c0_i}$  – количество поступающего газа по результатам измерений на  $i$ -м узле измерений,  $m^3$ ;

$V_{c1_i}$  – количество газа по результатам измерений и (или) расчета на  $i$ -м объекте потребления газа на собственные и технологические нужды,  $m^3$ ;

$V_{c2_i}$  – количество газа по результатам измерений на  $i$ -м узле измерений газа, передаваемого другим предприятиям,  $m^3$ ;

$V_{c3_i}$  – количество газа в газотранспортной системе за отчетный период по результатам расчета на  $i$ -м объекте газотранспортной системы,  $m^3$ ;

$V_{c4_i}$  – количество аварийных потерь газа на  $i$ -м объекте газотранспортной системы,  $m^3$ ;

$n$  – число узлов измерений поступающего газа;

$s$  – число узлов измерений газа, потребляемого организацией на



собственные и технологические нужды;

г — число узлов измерений газа, передаваемого другим организациям;

р — число объектов, аккумулирующих запасы газа;

к — число аварий за отчетный период.

Очевидно, при приеме-передаче газа всегда существует реальный небаланс, обусловленный технологическими факторами, но кроме таких факторов существует некоторая величина мнимого небаланса, обусловленного погрешностями измерений.

Этот небаланс, обусловленный погрешностями измерений, может принимать нулевое значение только в случае измерений количества газа, указанного в формуле (1), с нулевой погрешностью. Однако данное условие на практике выполнить невозможно и, следовательно, величина  $\Delta V_p$  не может принимать нулевое значение, и её величина напрямую связана с точностью измерения. На практике весь возникший небаланс газа списывается предприятием как потери, связанные с недостоверностью измерений.

Для измерения количества газа, как поступающего в газотранспортную систему, так и поступающего из нее, применяется большое число узлов измерений, погрешность которых имеет случайное значение и может принимать как положительное, так и отрицательное значение в пределах допускаемых значений погрешности, установленной для узла измерений. В связи с этим обстоятельством погрешность измерения суммарного количества газа, поступающего в газотранспортную систему, и погрешность измерений количества газа, поступающего из газотранспортной системы, должна рассчитываться с учетом погрешностей узлов измерений.

Погрешность измерения количества газа, проходящего через узел

замера, состоит из двух составляющих: расчетной погрешности узла замера и систематической погрешности, обусловленной инсталляционным эффектом.

Исходя из организационной схемы измерений расхода газа в ОАО «Газпром», можно допустить, что погрешность узлов измерений на входе в ЕСГ составляет более 1,5% (1,5% допустимая погрешность узла измерения плюс неизвестная погрешность, обусловленная инсталляционным эффектом) для узлов измерения, на которых используется метод переменного перепада давления.

Таким образом, для газа, транспортируемого последовательно пятью газотранспортными предприятиями, справедливо утверждение, что теоретически, при наличии реального небаланса, каждое предприятие может списать не менее 1,5% объема газа, обусловленного погрешностью измерений. Это значит, что при транспортировке газа от газовых месторождений до приграничных газоизмерительных станций, условно возникающий небаланс, связанный с погрешностью измерений, может составлять внушительную цифру!

В целях обеспечения более точного учета газа и реальной оценки эффективности транспорта газа предприятиями, а также для снижения величины небаланса, вызванного погрешностью измерения, необходимо решение как минимум двух задач:

1. Совершенствование схемы организации измерений — оснащение узлами измерений всех входов/выходов технологических границ предприятий. Целевая схема организации измерений ОАО «Газпром» приведена на рис. 1.
2. Совершенствование методов и средств измерений расхода и количества газа:
  - применение более современных средств измерения, обладающих более высоким классом точности;
  - изучение и минимизация дополнительных погрешностей, вызванных инсталляционным эффектом.

Для решения первой задачи, в ОАО «Газпром» разработана Комплексная целевая программа по метрологическому обеспечению, предусматривающая строительство новых и реконструкцию существующих узлов измерений с приведением их к действующим нормам.

ОАО «Газпром автоматизация» сконцентрирована на реализации данной КЦП и плотно занимается решением второй из поставленных задач в рамках проектов реконструкций и строительства узлов измерений.

Работа по совершенствованию методов и средств измерения заключается в исследовании технических и метрологических характеристик ультразвуковых методов и средств измерений в условиях эксплуатации, разработка рекомендаций по их применению и тиражирование в проектах.

В настоящее время способ измерения расхода газа методом переменного перепада давления хорошо изучен



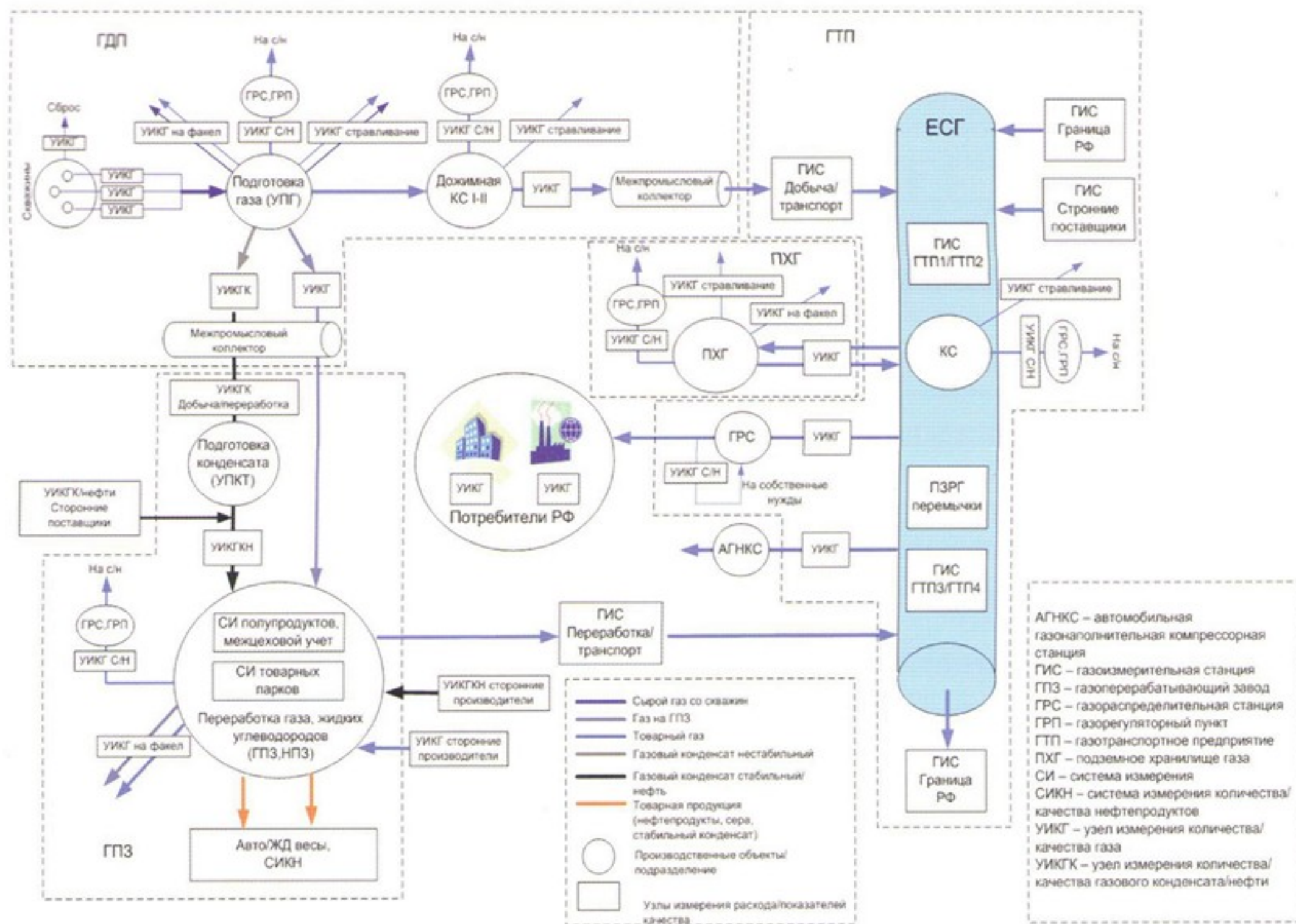


Рис. 1. Схема организации измерений в ОАО «Газпром»

и погрешность, обусловленная инсталляционным эффектом, достаточно минимизирована при проектировании узлов замера. Но этот метод имеет ряд других существенных недостатков, поэтому необходим переход на измерение количества газа более современным методом — с помощью ультразвуковых расходомеров.

Современные методы измерений, в частности — ультразвуковой метод измерений, обладает очень высокими техническими и метрологическими характеристиками и при прямом сравнении достоинств и недостатков

вышеуказанных методов бесспорно выигрывает. Испытания ультразвуковых счетчиков газа (УЗПР) в калибровочных лабораториях показывают превосходные результаты! Так, например, в странах Европы давно действуют нормативы, в соответствии с которыми при организации измерения расхода газа с помощью ультразвуковых преобразователей расхода газа, точность узла измерений должна составлять 0,7%.

Таким образом, учитывая перспективность ультразвукового метода измерения расхода газа, «белым пятном» остается вопрос — а как изменяются его технические и метрологические характеристики в реальных условиях эксплуатации?

Для решения данных вопросов ОАО «Газпром автоматизация» провела исследования поведения метрологических характеристик ультразвуковых преобразователей российского и зарубежного производства в реальных условиях эксплуатации

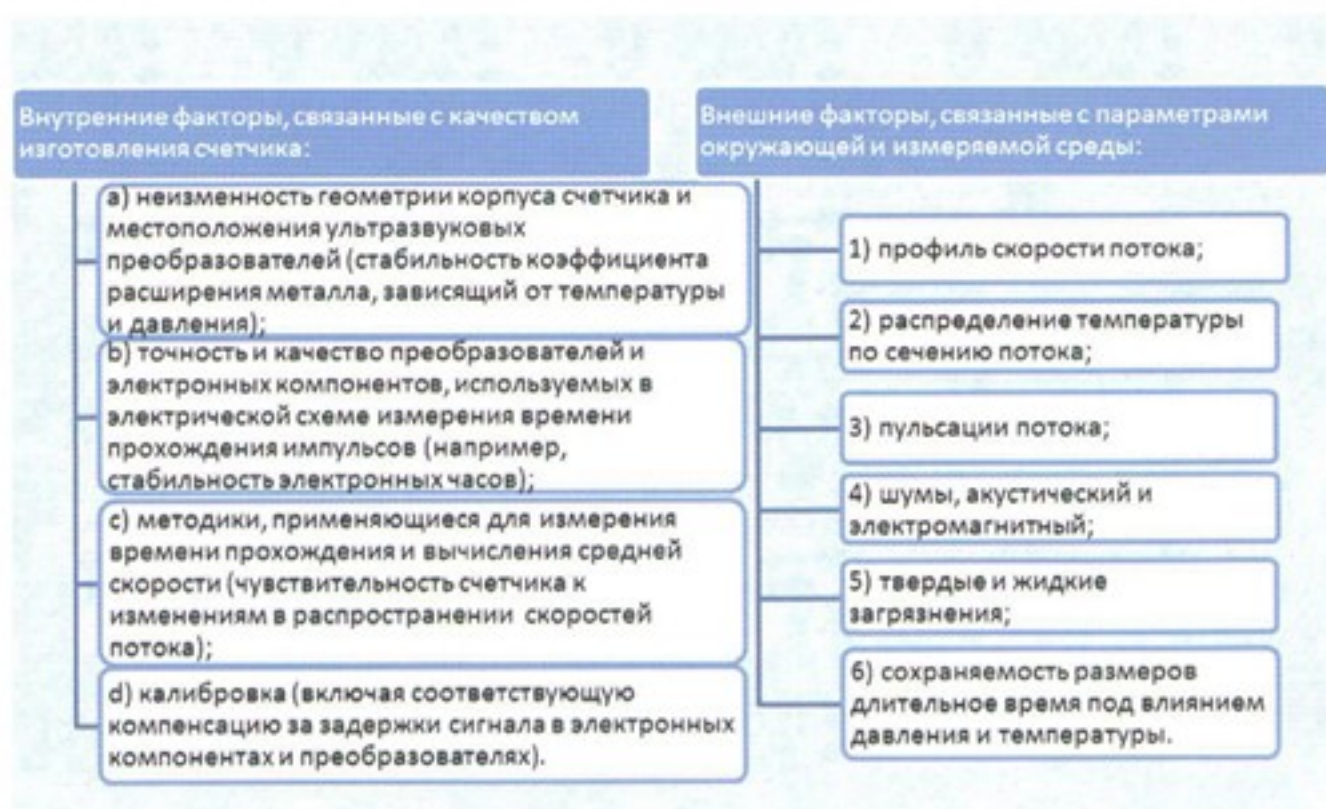
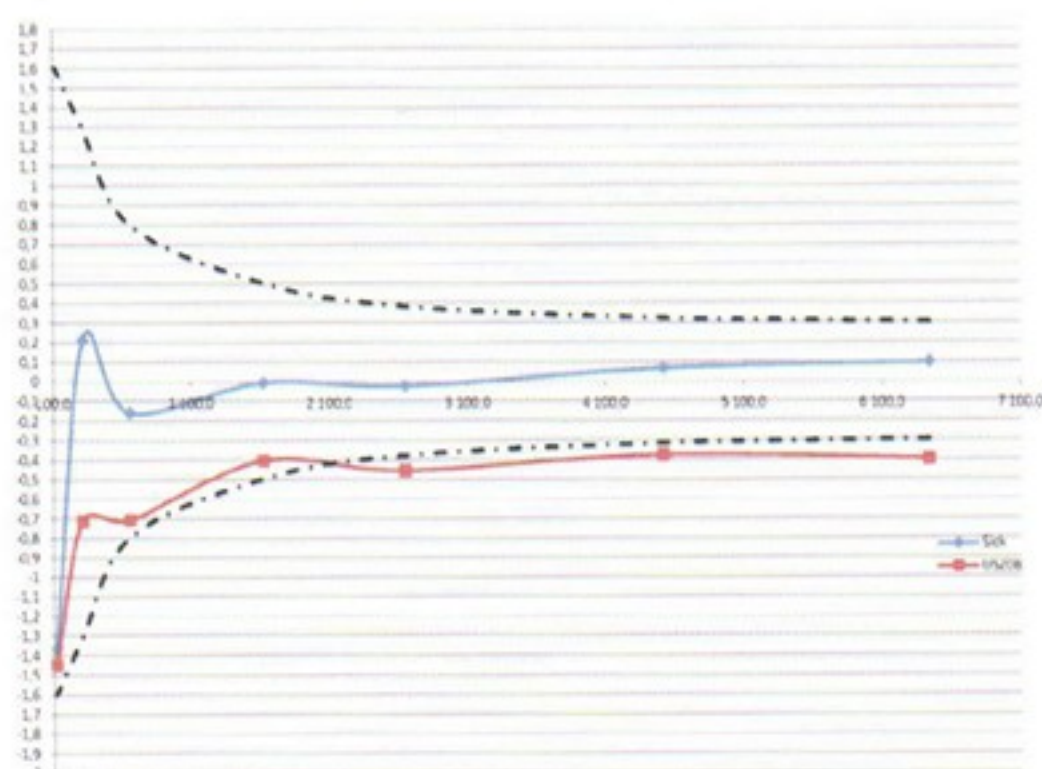


Рис 2. Факторы, влияющие на измерение расхода газа УЗПР



### Погрешности измерений расхода до калибровки



### Погрешности измерений расхода после корректировки полиномом

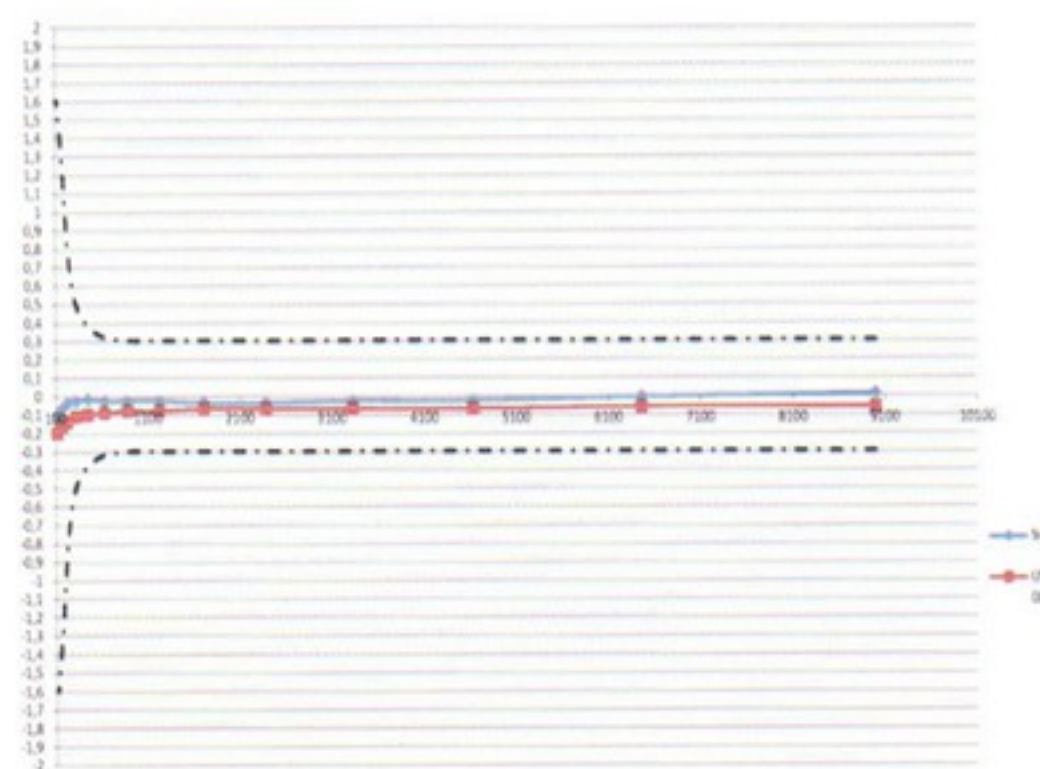


Рис. 3. Погрешности измерения расхода газа основной и дублирующей системой до и после калибровки

путем воссоздания условий эксплуатации, близких к реальным, на стендах, оснащенных эталонами расхода. Были изучены факторы, влияющие на систематическую погрешность, которая в основном и определяется влиянием инсталляционного эффекта.

Итак, нами проведены исследования поведения систематической погрешности ультразвуковых счетчиков основных мировых производителей при различных условиях эксплуатации и проведена работа по поиску методов её исключения.

Совокупность внешних факторов, влияющих на результаты измерений, называют «инсталляционным эффектом». Исследования влияния различных внешних факторов на результаты измерения расхода газа проводились нами на протяжении последних 4-х лет.

#### 1. Исследование влияния давления измеряемой среды на показания УЗПР.

Данная работа обусловлена тем, что современные калибровочные стенды могут обеспечить максимальное давление для калибровки УЗПР лишь 65 бар, притом, что реальные давления составляют до 100, а на ряде объектов и до 300 бар.

Таким образом, ОАО «Газпром автоматизация» совместно с Физико-техническим ведомством (РТВ) Германии и ВНИИМС разработана уникальная методика калибровки УЗПР для их применения на давлении 250 бар. Исследование влияния сверхвысоких давлений измеряемой среды (250 бар) было проведено в рамках реализации ГИС Портовая Nord Stream на стенде высокого давления PIGSAR (Германия).



Рис.4. Испытательный полигон PIGSAR (Германия)



По результатам калибровки и дополнительных испытаний счетчиков Sick и RMG были разработаны корректирующие полиномы, которые были прошиты в счетчики. Последующей верификацией результатов испытаний и проверки правильности функционирования полиномов, было установлено, что разработанная уникальная методика калибровки УЗПР на давлениях свыше 100 бар позволила достичь неопределенности измерений в 0,3%, что полностью соответствует требованиям немецкого и российского законодательств и счетчики были допущены к применению на столь важном объекте. Также было экспериментально доказано, что алгоритмы корректировки показаний УЗПР, в зависимости от давления измеряемой среды, функционируют корректно. Данные исследования проводились на давлениях 16, 50 и 250 бар.

## 2. Исследование влияния турбулентности потока на результаты измерений расхода газа.

В рамках реализации проекта ГИС МГ Сахалин-Хабаровск-Владивосток была проведена уникальная работа по исследованию влияния турбулентности потока на показания УЗПР. На полигоне GL Noble (Англия) были собраны УЗПР 5-ти ведущих мировых изготови-

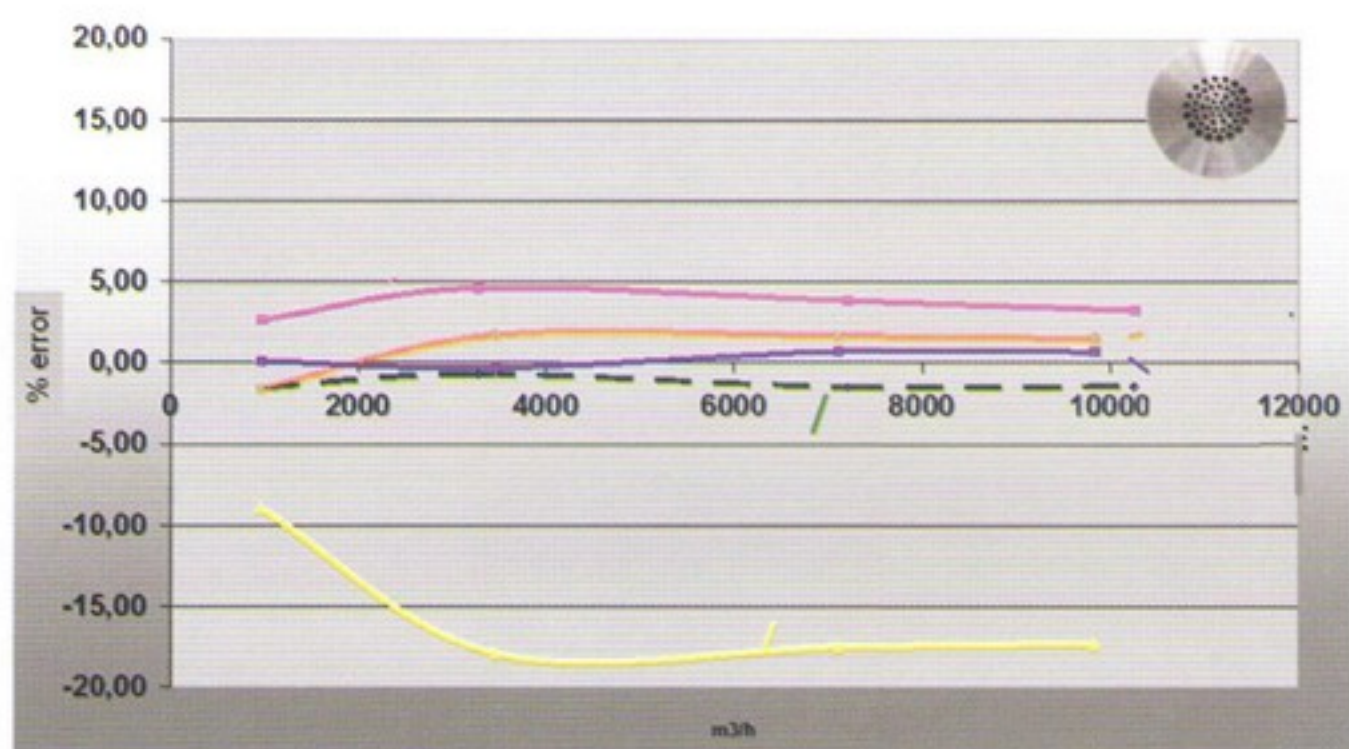


Рис. 5. Погрешность УЗПР различных производителей на расходах от 1000 до 10000 м³/час при наличии формирователя закрученного потока

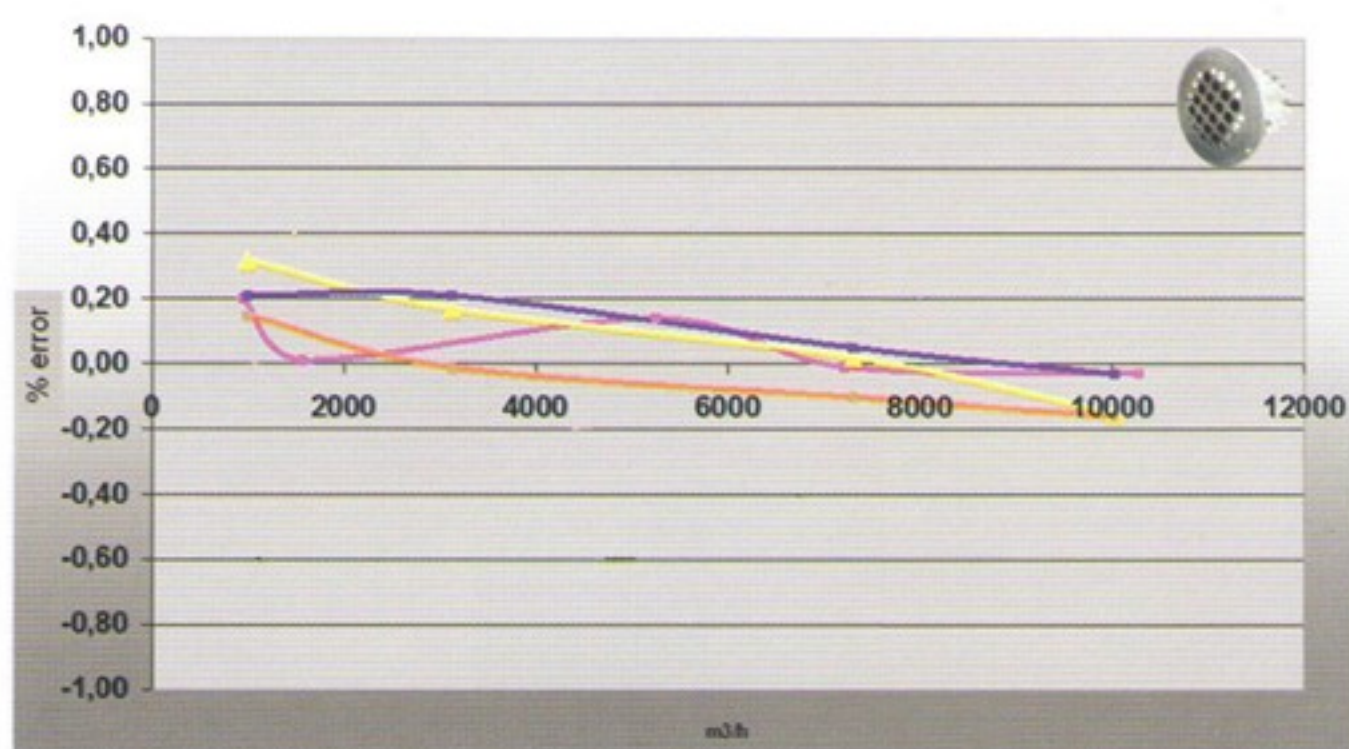


Рис. 6. Погрешность УЗПР различных производителей на расходах от 1000 до 10000 м³/час при наличии струевыпрямителя

телей. Была проведена групповая установка УЗПР в измерительных трубопроводах последовательно с формирователем и без него, со струевыпрямителем и без него, с различными длинами прямых участков перед и после УЗПР. Было установлено влияние на поток и на показания УЗПР, как формирователя закрученного потока, так и струевыпрямителя и длин прямых участков для различных конфигураций ультразвукового метода измерения расхода газа.

Погрешность измерения расхода газа ультразвуковыми счетчиками газа различных производителей в одинаковых условиях эксплуатации показала следующую картину (рис. 5 и 6).

Результаты испытаний, а также комментарии к результатам испытаний со стороны изготовителей УЗПР позволяют утверждать, что УЗПР чувствительны к структуре потока. Необходимо отметить, что формирователь потока отличался от стандартных формирователей, имитирующих «одно колено» или «два колена в разных плоскостях» и имитировал самые жесткие условия эксплуатации, которые могут возникнуть разве что на технологических установках заводов, в стесненных условиях. И такая конфигурация формирователя потока позволила выявить слабые места производителей. УЗПР «обучаем», т.е.: при изготовлении и сертификации УЗПР проверяют на заранее известных конфигурациях местных сопротивлений (различные конфигурации колен и изгибов трубы), в УЗПР вшиваются алгоритмы распознавания структуры потока, что позволяет показывать достаточно высокую точность на большинстве конфигураций, однако на незнакомой конфигурации некоторые УЗПР «потерялись». Эти исследования показали, что при применении УЗПР нельзя применять бесконечно большое количество конфигураций



узлов измерений и для УЗПР каждого изготовителя должна быть подобрана собственная конфигурация. Выводы, сделанные нами, позволяют учитывать возникающую погрешность от инсталляционного эффекта при проектировании газомерительных станций, а заводы-изготовители работают над усовершенствованием изделий и корректируют нормативные документы к ним.

### 3. Исследование цепочки передачи единицы расхода от эталона к рабочему средству измерения.

Данная задача впервые прозвучала в рамках пятисторонних совещаний по вопросам метрологии между Россией, Украиной, Молдовой, Казахстаном и Белоруссией. Если при применении сужающих устройств эталоном был штангенциркуль, то для УЗПР – эталон это намного более технически сложное устройство. В настоящее время в Европе имеется три общепризнанных эталона, которые проходят периодическое сличение между собой. Они расположены в лабораториях: РТВ (Германия), NMI (Нидерланды), LNE (Франция). Казалось бы – эталоны проходят сличения, значит можно калибровать счетчики на любом из них. Для подтверждения или опровержения данного утверждения, ОАО «Газпром автоматизация» провела серию калибровок одного и того же средства измерения на различных стендах. Результат показал, что для обеспечения высокоточных измерений при магистральном транспорте газа недопустима калибровка УЗПР одного транспортного корри-

«Еврокуб» - 3 общепризнанных европейских эталона расхода газа:



Рис. 7. Сравнение единицы измерения, которая может быть передана общепризнанными мировыми эталонами расхода газа

дора на различных стендах, т.к. расхождение между результатами калибровок может достигать до 0,2% только за счет того, что УЗПР были откалиброваны на различных стендах.

ОАО «Газпром автоматизация» постоянно занимается поиском путей снижения погрешности измерения расхода газа, и соответственно факторов, влияющих на его измерение, результаты этих исследований находят постоянное практическое применение в проектах ОАО «Газпром».

Подводя итоги вышеизложенного, можно сказать, что эффективность работы предприятия может быть оценена не только по бухгалтерским балансам, но и по результатам сведения баланса количества транспортируемого газа. При этом дальнейшее совершенствование данного инструмента возможно только путем совершенствования применяемых методов и средств измерений.

Мы стоим на пороге реализации проекта Южный поток, где предложена единая концепция организации измерений расхода газа на границах государств, по территории которых пройдет газопровод, что в случае ее реализации позволит впервые реализовать автоматизированную систему сведения балансов магистрального газопровода и в дальнейшем тиражировать её на объектах ОАО «Газпром». Проводимые в ОАО «Газпром автоматизация» научно-практические работы позволят вывести ОАО «Газпром» на новый уровень в области измерений расхода и количества газа и обеспечить значительный экономический эффект отрасли и государству.