



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ – КЛЮЧ К ОСВОЕНИЮ ЗАПОЛЯРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯМБУРГА

Арно О.Б.,

Генеральный директор

ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой)

Каждое месторождение уникально, и поэтому его освоение и эксплуатация невозможны без поиска инновационных технических решений. Найденные решения являются базой для выхода на освоение новых месторождений и повышения эффективности эксплуатации старых месторождений.

На Международных Арктических Форумах «Арктика – территория диалога» был определен ряд базовых направлений развития северных регионов страны.

Россия – северная страна, так как 70% ее территории находится на севере. И сама история, и география поставили перед россиянами задачу обустройства этих земель. Россия сыграла ведущую роль в прокладке Северного морского пути, она стояла у истоков рождения ледового флота, полярной авиации, создала целую сеть стационарных и дрейфующих станций в Арктике. Россия накопила уникальный опыт строительства крупных городов и промышленных комплексов за Полярным кругом. Именно здесь располагаются новые центры эко-

номического роста (ЦЭР), требующие привлечения в регион масштабных отечественных и зарубежных инвестиций. При этом ни один индустриальный проект в российской Арктике не должен быть реализован без учёта самых строгих экологических требований. Одни из первоочередных ЦЭР уже интенсивно развиваются на Ямале. Среди них – эксплуатируемые нефтегазоконденсатные месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург» (Ямбургское, Заполярное и Тазовское), которые располагаются на Тазовском полуострове и в междуречье рек Пур и Таз Западно-Сибирской равнины (рис. 1). На схеме представлены также и месторождения, которые планируется освоить в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Это месторождения, лицензии на освоение которых принадлежат Обществу (Парусовое; Северо-Парусовое и Южно-Парусовое), и месторождения, оператором по освоению которых определено ООО «Газпром добыча Ямбург» (Каменномысское-море; Северо-Каменномысское; Семаковское;

Антипаютинское; Тота-Яхинское; Чугоряхинское; Обское). Часть из них располагается в акватории Обской и Тазовской губ с уникальными геофизическими и климатическими условиями.

Сеноманская залежь Ямбургского НГКМ была введена в разработку в 1986 году. С 2002 года центральная площадь вступила в стадию падающей добычи. В настоящее время минимальный уровень пластового давления в ней менее 10 атм.

В 2001г. было введено в эксплуатацию Заполярное месторождение, которое в настоящее время дает свыше 100 млрд м³ газа в год. За 30 лет освоения и эксплуатации этих месторождений Общество добыло свыше 5 триллионов м³ природного газа. Не останавливаясь на достигнутом, Общество готовится к освоению новых газоносных площадей.

Проектные работы по Каменномысскому-море начались в 2014 г., обустройство месторождения планируется с 2018 г., а ввод месторождения в первую стадию разработки – в 2023 г.

Проектирование обустройства Северо-Каменномысского месторождения планируется с 2016 г., непосредственно работы по обустройству – в 2019 г., а первый газ – в 2025 г. Ввод остальных месторождений – 2025-2035 гг.

Наиболее крупным по величине начальных запасов является месторождение Каменномысское-море (535 млрд м3). Техническими решениями проектного документа предусмотрена разработка месторождения четырьмя кустами – центральным (20 скважин) и тремя сателлитами, находящимися на периферии (по 8 скважин в двух кустах и 6 скважин в третьем), вводимыми на 7-й, 10-й и 14-й год разработки месторождения.

Основной куст скважин располагается в наиболее про-

дуктивной части юго-западного участка залежи. Расположение скважин на ледостойкой стационарной платформе обеспечивает осуществление эксплуатационного бурения с неё. На ней же будет производиться первичная сепарация добываемого газа и его компримирование перед подачей в подводный трубопровод. Подготовку газа к дальнему транспорту, в соответствии с требованиями отраслевого стандарта, будет производить установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на берегу, что в целом минимизирует стоимость проекта. Три сателлита кустов скважин – металлические ледостойкие блок-кондукторы со свайным основанием. Их форма позволяет максимально снизить ледовые нагрузки за счет мини-

мизации поверхности корпуса, взаимодействующей со льдом. Ледостойкая платформа и блок-кондукторы будут соединяться с береговым УКПГ сетью подводных трубопроводов общей протяженностью около 150 км с заглублением 1,5-2 м до верхней образующей и засыпкой щебнем.

Не смотря на то, что промышленная разработка месторождения начнется в 2023 г., Обществом уже выполнена оценка потенциальной возможности контроля за разработкой с использованием инновационного метода наблюдения за подъемом газовой контакта на основе прецизионного мониторинга вариаций гравитационного поля Земли, или гравиметрического контроля. Для условий севера Западной Сибири впер-

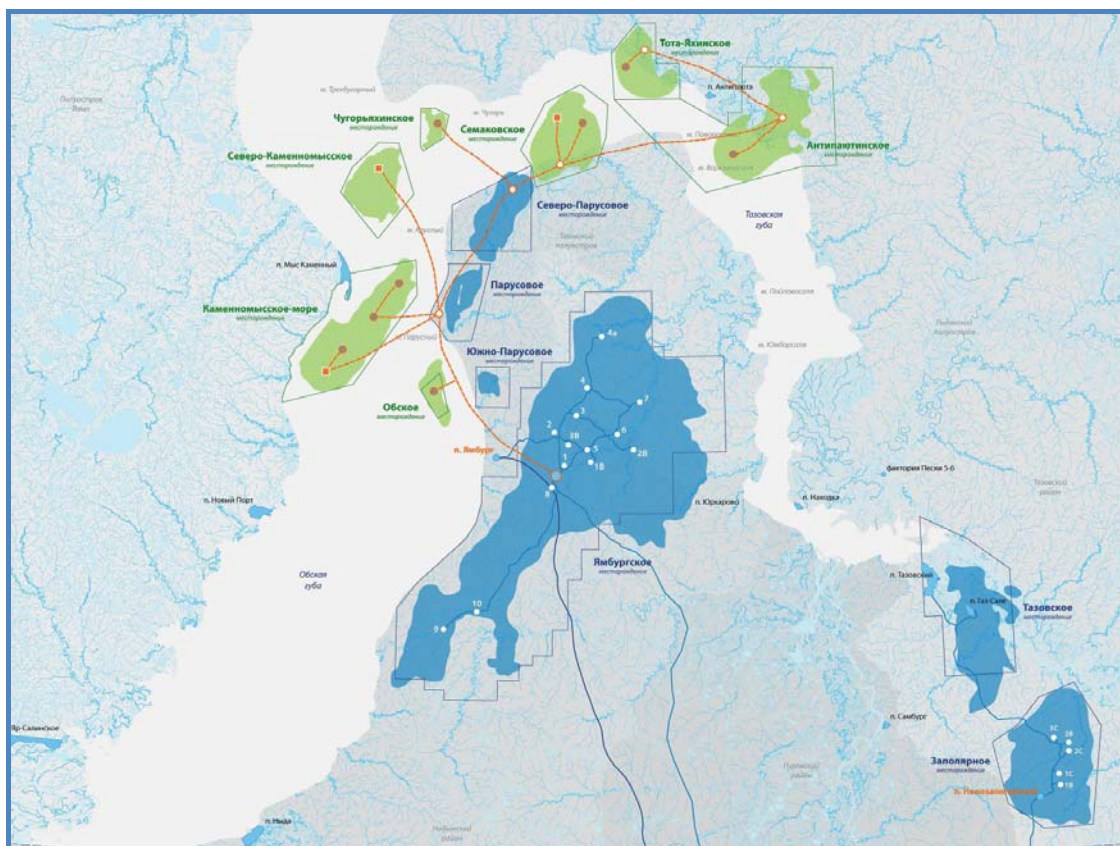


Рис. 1. Карта-схема нефтегазоконденсатных месторождений Общества

вые решить проблемы по внедрению в практику этой методологии удалось лишь нашему Обществу [1, 2, 3].

Очевидно, что мониторинг разработки месторождения с применением гравиметрического контроля в условиях меандрирования далеко не однозначен и потребует поиска соответствующих инновационных решений. А учитывая уникальность каждого вновь осваиваемого месторождения, тем более в условиях акватории Обской и губы, с которыми не сталкивалась еще ни одна добывающая компания в мире, мы ожидаем большого блока решений, защищенных патентами на изобретения РФ. И эти работы уже ведутся.

Но наше будущее не только в освоении новых месторождений. Подтверждая соответствие Общества общепризнанным принципам устойчивого развития и социальной ответственности, мы думаем и о максимальном извлечении невозобновляемого сырья – природного газа Ямбурга, перешедшего в завершающую стадию эксплуатации.

В настоящее время сеноманская залежь характеризуется низкими давлениями на устьях скважин, интенсивным внедрением пластовой воды, ухудшением условий работы газосборной сети и другими негативными факторами [4]. Тем не менее, остаточные извлекаемые запасы Ямбургской, Анерьяхинской и Харвутинской площадей сеноманской залежи ЯНГКМ составляют около 2 трлн м³ природного газа, что равнозначно мощности таких новых месторождений как Ковыктинское (1,9 трлн м³ газа) и Чаяндин-

ское (1,24 трлн м³ газа). «Разбрасываться» такими запасами просто недопустимо.

В этих условиях просто необходимо увеличить конечную газоотдачу месторождения. Добиться этого можно, используя ряд рентабельных инновационных технологий, например, систему распределенного компримирования на базе модульных компрессорных установок (МКУ). В настоящее время ведется разработка соответствующего проекта на базе отечественного оборудования и технологий.

В мировой практике отсутствует опыт столь масштабного применения распределенного компримирования, соответствующий условиям эксплуатации уникального по площади и запасам Ямбургского месторождения. А это значит то, что мы будем решать задачи разработки и внедрения инновационных технологий такой smart-сети с МКУ впервые, что позволит набраться соответствующего практического опыта.

Грамотная эксплуатация месторождений требует мониторинга его состояния. Для этого нами разработана «Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия» (ОГТКиПП). Она обеспечивает детализированные расчеты, используя интегрированные геолого-технологические модели [5, 6]. Схематически система ОГТКиПП представлена на рис. 2.

Система представляет собой распределенную базу данных геолого-геофизической и промысловой инфор-

мации, 14 геологических и 11 гидродинамических моделей пластовых систем, 20 моделей газосборных сетей промыслов Ямбургского и Заполярного месторождений. Она позволила:

- централизовать промыслово-геологическую информацию в едином программном комплексе;

- контролировать и оперативно модифицировать алгоритм решения поставленных задач;

- изменять при необходимости структуру и количество исходных данных, расширяя перечень решаемых задач и функций;

- в автоматическом режиме использовать оперативную информацию, предоставляемую АСУ ТП или ИУС газового промысла [7];

- гибко адаптировать программное обеспечение к условиям других газодобывающих предприятий.

Внедрение в практику этой системы позволило отказаться от услуг, предоставляемых зарубежными консалтинговыми фирмами, и начать разработку принципиально новых подходов к управлению эксплуатацией газовых промыслов. Эти задачи тесно связаны с применением АСУ ТП и/или ИУС промыслов, развитие которых так же требует творческого, инновационного подхода инженерного состава Общества и связанных с ним предприятий. Примером может служить информационно-измерительная система не электрифицированных кустов газовых скважин, разработанная НПО «Вымпел» и впервые внедренная на Ямбурге (см. рис. 3).

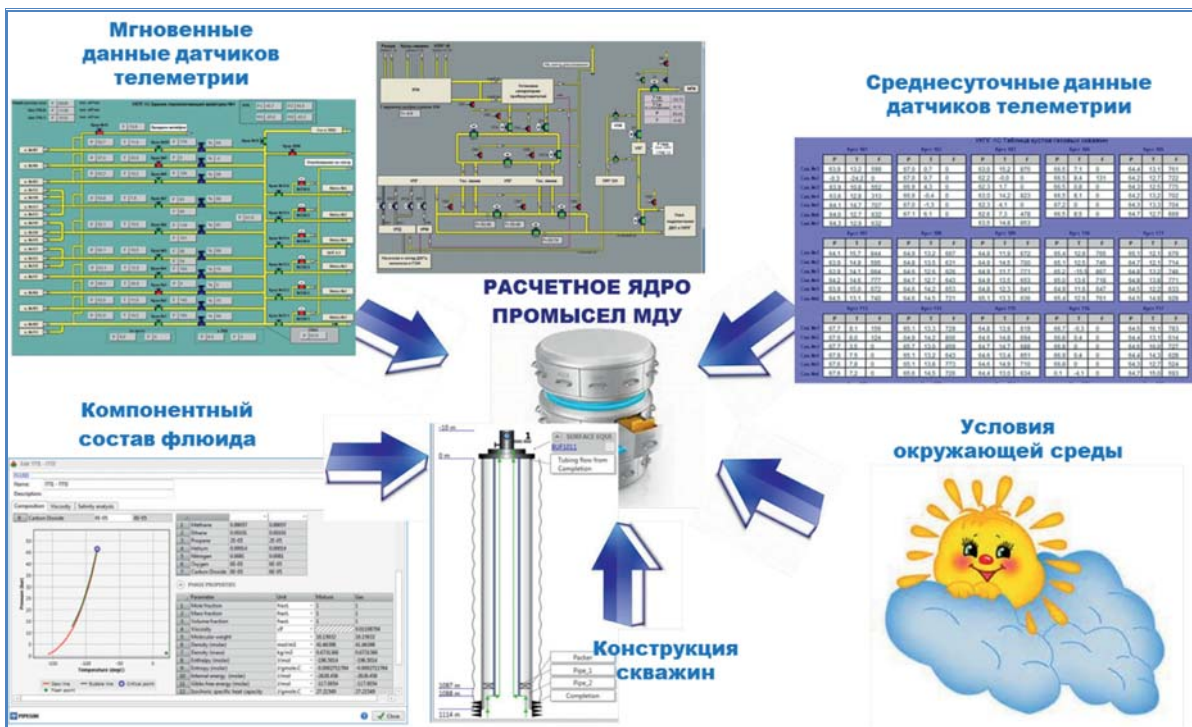


Рис. 2. Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений «ПРОМЫСЕЛ МДУ»

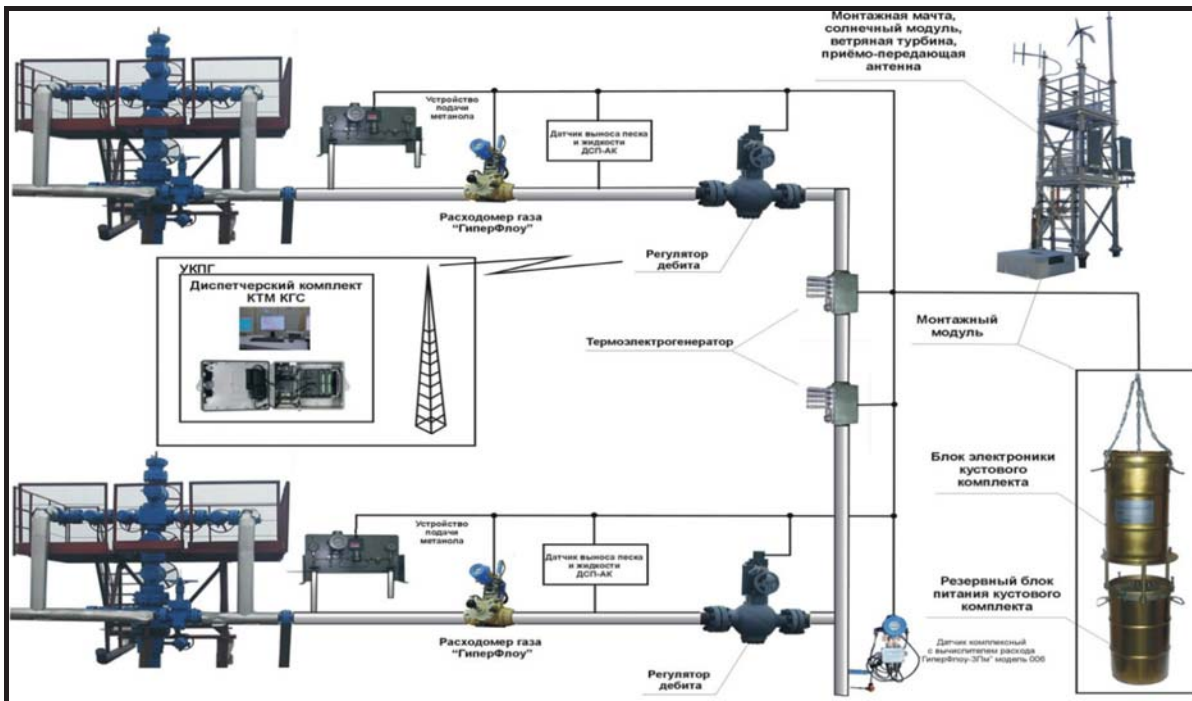


Рис. 3. Информационно-измерительная система не электрифицированных кустов газовых скважин «Ямбург – Гиперфлоу ТМ»

Система позволила не только организовать проведение стандартных газодинамических исследований скважин без выпуска газа в атмосферу [8], используя системы телеметрии и телемеханики, но и найти решения, опережающие известные в мире аналоги для большего блока задач. Поскольку она открыла новые измерительные каналы – появилась возможность решения нестандартных, инновационных задач. Но для этого пришлось существенно поднять качество моделирования технологических процессов. Учитывая имеющиеся ограничения по планам, объемам и срокам реконструкций, а также особенности самой постановки проблематики, решать такие задачи удастся, опираясь, в основном, на собственные интеллектуальные силы и резервные вычислительные мощности АСУ ТП или ИУС. Такой подход, при минимальных затратах на внедрение, позволяет контролировать ход технологических процессов в реальном масштабе времени с учетом факторов, которые не учитываются классической наукой. Следствие этого – существенное снижение издержек производства и риска

возникновения системных аварийных ситуаций.

Покажем реализацию этой идеологии лишь на одном примере – создании системы управления и диагностирования процесса предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах [9]. Известно, что начало этого процесса определяется параметрами фазового перехода транспортируемого по шлейфу флюида и зависит от большого числа параметров, часть из которых практически не измеряется. Среди этих параметров – скорость и направление ветра, занесение шлейфа снегом, качество изоляции шлейфа и т.д., но их влияние, тем не менее, необходимо учитывать. Так же необходимо учитывать и возможное переохлаждение транспортируемого флюида, которое может происходить без гидратообразования.

Весь набор указанных условий удастся учесть, если в основу функционирования этой инновационной технологии заложить алгоритм сравнения расчетной (моделируемой) температуры транспортируемого флюида с ее фактическим значением на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Очевид-

но, что в момент начала образования гидратов (переход через точку бифуркации системы) будет наблюдаться скачкообразное изменение поведения фактической и моделируемой температуры, но для этого необходимо максимально точно моделировать температуру процесса, с учетом выше указанных условий.

Для реализации алгоритма проводят периодические измерения базовых параметров работы скважины с заданным шагом квантования, используя систему телеметрии. При этом измеряют температуру

газа на устье скважины t_n , температуру воздуха окружающей среды t_0 и фактическую температуру t_f газа на выходе из газосборного шлейфа (на входе УКПГ).

Используя измеренные значения контролируемых параметров на кусте скважин, вычисляют расчетное значение температуры газа на выходе га-

зосборного шлейфа t_k , определяемое из детерминированной модели. В качестве детерминированной модели используют, например, модель Шухова

$$t_k = t_0 + (t_n - t_0)e^{-al},$$

$$\text{где } a = \frac{K_T \pi D}{\rho Q c_p},$$

l - длина газопровода,

K_T - коэффициент теплопередачи в окружающую среду,

D - диаметр газопровода,

c_p - теплоемкость газа при постоянном давлении,

ρ - плотность газа,

Q - объемный расход газа в нормальных условиях.

Такой расчет не требует больших вычислительных мощностей.

После этого, с помощью нечеткого моделирования, определяют значение поправки к температуре газа в газосборном шлейфе $\Delta t_{п}$ [10]. Именно процедура нечеткого моделирования позволяет учесть влияние таких параметров как скорость и направление ветра, занесение шлейфа снегом, качество изоляции шлейфа, практический опыт операторов и

т.д. При этом, величина указанной поправки составляет, как правило, от 1 до 10°C (меньшая величина поправки, не больше 5°C, принимается в летний период, когда отсутствует занесение шлейфа снегом и хорошее состояние изоляции, а величина поправки более 5°C используется в зимний период и при изношенной изоляции шлейфа).

Расчет поправки так же не требует значительных вычислительных мощностей и достаточно легко производится

средствами АСУ ТП промысла.

Далее определяют расчетное значение температуры газа

t_p в газосборном шлейфе на входе установки из формулы

$$t_p = t_k - \Delta t_{п},$$

представляющей собой тандемную модель этого процесса. Полу-

чаемые значения t_p строят в виде графика временной функции (рис. 4).

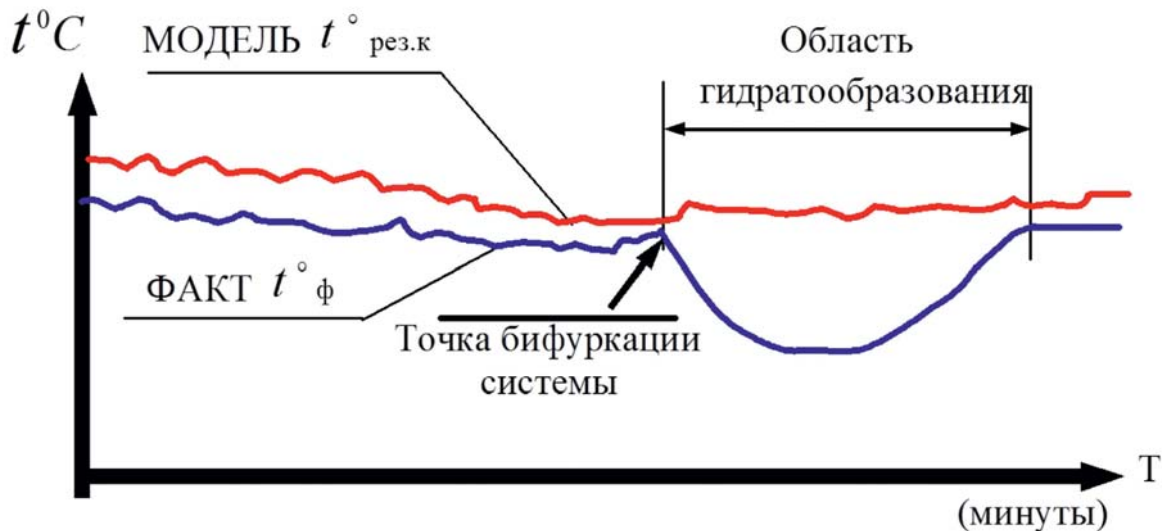


Рис. 4. Принцип выявления момента гидратообразования в шлейфе

На этот же график наносят синхронизированную с ним временную функцию $t_{ф}$ фактически измеряемой температуры газа.

Эти два графика могут совпадать, что маловероятно, потому что любому методу моделирования свойственна своя определенная, хотя бы небольшая погрешность. Как правило, эти графики идут

параллельно, то есть их динамика одинакова, и разность температур

$$(t_p - t_{ф})$$

практически постоянна. Если это так, то гидратообразования в шлейфе нет, и подавать метанол на вход шлейфа не нужно. Как только динамика

изменения t_p и $t_{ф}$ становится разной, то есть разность

температур $(t_p - t_{ф})$ на-

чинает меняться во времени (на рис. 5 – «Область гидратообразования»), на вход газосборного шлейфа начинают подавать метанол для предупреждения гидратообразования до тех пор, пока

$(t_p - t_{ф})$ снова не станет постоянной в рамках допустимых пределов.

Таким образом, рассмотренная система диагностирования и управления процессом предупреждения гидратообразования позволяет существенно повысить точность определения момента начала процесса гидратообразования и выявить угрозу потенциальной системной аварии именно в момент ее возникновения, а не потом. Благодаря предложенному инновационному решению удалось значительно снизить расход ингибитора на предупреждение гидратообразования в газосборных шлейфах. Экономический эффект от внедрения этой разработки, только благодаря экономии на закупках метанола, превышает 10 млн руб. в год.

Однако, эта технология лишь фиксирует начало процесса гидратообразования, но не позволяет определить в системе «шлейфы – газосборный коллектор» конкретный участок гидратообразования и оптимальную точку подачи ингибитора гидратообразования. Дело в том, что на Крайнем Севере, как правило, используется схема сбора газа в виде системы «шлейфы – газосборный коллектор», когда газосборные

шлейфы работают на общий коллектор (показана на рис. 5).

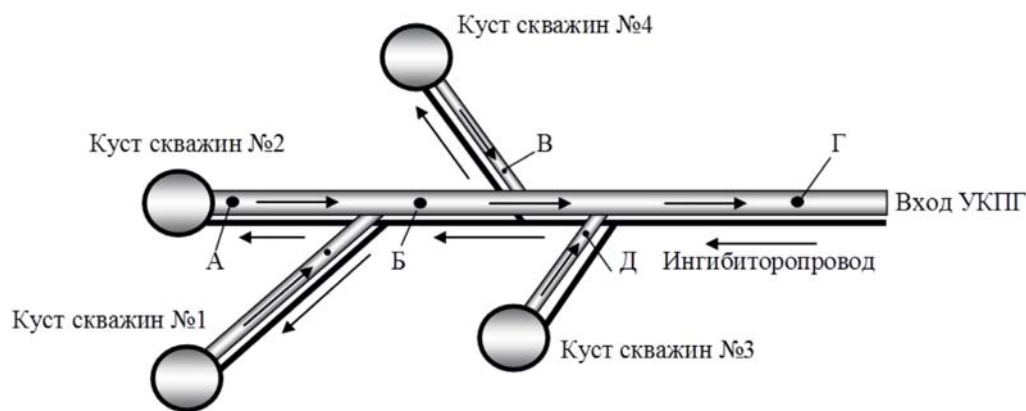
При этом существующая схема обвязки скважин и кустов скважин предусматривает подачу ингибитора гидратообразования непосредственно на устье каждой скважины. Далее этот ингибитор вместе с газом по шлейфам кустов попадает в общий коллектор и на УКПГ, где происходит его отделение от газа и регенерация для повторного использования.

Решили и эту задачу по автоматическому определению точки подачи метанола. Ее суть в следующем. Как только выявится начало процесса гидратообразования, АСУ ТП УКПГ, используя свою базу данных, переходит в режим анализа изменения давления на устье каждой из скважин и выявляет, на какой из скважин давление повышается и приближается к своему максимально возможному значению на устье. По факту – это статическое давление, при котором происходит остановка скважины. Значения максимальных устьевых давлений регулярно вводятся в базу данных АСУ ТП УКПГ по результатам плановых газодинамических исследований

скважин. Выявив скважину, у которой давление приближается к своему максимально возможному значению на устье, АСУ ТП УКПГ определяет, на каком участке системы «шлейфы – газосборный коллектор» происходит образование гидратов. После определения места образования газогидратов ингибитор подают на скважину, расположенную непосредственно перед участком, в котором начался процесс гидратообразования [11].

Но такой подход к решению задачи предупреждения гидратообразования крайне чувствителен к надежности функционирования АСУ ТП, так как в случае отказа хотя бы одного из ее измерительных каналов, возникает риск реализации системной аварийной ситуации, что недопустимо. А создать абсолютно надежную АСУ ТП – совершенно нереально и слишком дорого.

Оказывается, и эту задачу можно решить на базе имеющихся АСУ ТП, воспользовавшись алгоритмами виртуального дублирования и самопроверки всех ее систем с максимально точным моделированием работы отказавшего



А, Б, В, Г, Д – возможные места образования гидратов

Рис. 5. Коллекторная схема подключения кустов скважин

измерительного канала до момента восстановления его работоспособности [10]. Все эти технологии так же защищены патентами на изобретения РФ.

Из представленного примера технического решения, реализованного на практике, можно сделать вывод – необходимо, невзирая на сложность, искать максимально точные модели контролируемых систем и реализуемых в них технологических процессов. При этом необходимо учитывать реально существующие ограничения, как в явной, так и в неявной формах. Сравнивая реально контролируемые па-

раметры и их расчетные значения, получаемые из точных моделей, с учетом вероятных бифуркаций, в ходе реализуемого технологического процесса, можно разработать симптоматику проявления различных типов системных аварий и методологию (возможно индивидуальную) их парирования (исключения) в реальном масштабе времени.

Этот вывод опирается не только на представленный в статье материал, но и на весь положительный опыт освоения Ямбургского и Заполярного месторождений, потребовавший значительного напряже-

ния всего интеллектуального потенциала специалистов Общества, проектных и исследовательских институтов, а также подрядчиков. Об этом свидетельствует значительное число уже полученных Обществом патентов на изобретения. И это позволяет утверждать, что мы уже готовы, и не только морально, к освоению новых месторождений на самом высоком технологическом уровне, в том числе и в акватории Обской и Тазовской губ, а также к решению тех технико-технологических и социальных задач, которые непременно возникнут на этом пути.

Список использованных источников

1. Патент на изобретение РФ № 2307379. Способ мониторинга разработки газовых месторождений. // Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Райкевич А.И., Зинченко И.А., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф., Кирсанов С.А., Моисеев Ю.Ф. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
2. Патент на изобретение РФ № 2307927. Способ контроля разработки газового месторождения. // Андреев О.П., Зинченко И.А., Моисеев Ю.Ф., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
3. Патент на изобретение РФ № 2420767. Способ гравиметрического контроля разработки газовых месторождений в районах с сезонной изменчивостью верхней части геологического разреза. // Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
4. Кирсанов С.А., Ахмедсафин С.К. Способы эксплуатации обводняющихся газовых скважин. Журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М.: ООО «ИРЦ Газпром» – № 3, 2011, с. 92-99.
5. Андреев О.П., Кирсанов С.А., Меркулов А.В. и др. Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия. Научно-технический обзор. ОАО «Газпром промгаз», 2014, 145 с.
6. Программа для ЭВМ РФ №2014619454. Программный комплекс Промысел. // Меркулов А.В., Кирсанов С.А., Ильин С.П., Новиков В.И. Правообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
7. Патент на изобретение РФ № 2386808. Способ проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием ствола на стационарных режимах фильтрации. // Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
8. Патент на изобретение РФ № 2338877. Способ группового проведения исследований кустовых газовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах фильтрации. // Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Ахмедсафин С.К. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
9. Патент на изобретение РФ № 2329371. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутривысолевых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера. // Андреев О.П., Салихов З.С., Ахметшин Б.С. и др. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».
10. Алиев Р.А., Арабский А.К., Арно О.Б., Гункин С.И., Талыбов Э.Г. ИУС газопромысловых объектов: современное состояние и перспективы развития. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2014. – 463 с.
11. Положительное решение о выдаче патента на изобретение РФ по заявке № 2014132394 от 26.08.2015. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах, подключенных к общему коллектору на газовых и газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера. // Арно О.Б., Арабский А.К., Ахметшин Б.С. и др. Патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург».