

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И КОНФИГУРАЦИИ ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

А.В. Поушев, ООО «НОВАТЭК НТЦ» (Тюмень, РФ), AVPoushev@novatek.ru

Д.Г. Нероденко, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

П.А. Кудрин, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

А.В. Язьков, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

В работе представлен интегрированный подход к определению оптимальной мощности и конфигурации дожимной компрессорной станции (ДКС), который на разных стадиях освоения месторождения позволяет определить оптимальную мощность ДКС, сформировать стратегию компримирования и оценить прогнозные технологические показатели разработки с учетом характеристик конфигурации запланированной ДКС, учитывая потенциал пласта и все возможные технологические ограничения.

Успешное применение интегрированного подхода основано на координации и совместной работе специалистов разных дисциплин в рамках мультидисциплинарной группы с применением интегрированного моделирования как инструмента, позволяющего согласовать проектные решения в области разработки и в части запланированной мощности и конфигурации ДКС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОЩНОСТЬ ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ, ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ.

Процесс разработки месторождений природного газа на истощение характеризуется снижением с течением времени среднего пластового давления, забойных и устьевых давлений эксплуатационных скважин. На начальном этапе разработки месторождения имеющегося пластового давления, как правило, достаточно для транспортировки газа от устья скважин до пункта его подготовки, а затем – далее, до входа в магистральный газопровод (МГ), без использования компрессорного оборудования. Однако в ходе эксплуатации месторождения постепенное снижение пластового давления приводит к падению давления во всей системе «пласт – скважина – промысловые газосбор-

ные сети – установка подготовки газа». Наступает момент, когда давление газа на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) становится недостаточным для его подготовки и дальнейшей подачи в МГ при требуемом давлении и расходе.

Таким образом, с точки зрения обустройства и технологии добычи процесс эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей подразделяется на два периода: бескомпрессорный и компрессорный. Различие периодов заключается в использовании компрессорной установки – ДКС, предназначенной для повышения давления добываемого газа до значений, требуемых как на входе в установку подготовки (для обеспечения рабочих параметров технологиче-

ского процесса подготовки газа), так и для дальнейшей подачи в МГ. ДКС, как правило, расположена на площадке, смежной с площадкой УКПГ (рис. 1), для:

- компримирования (сжатия) газа для последующей его транспортировки;
- поддержания заданного давления газа на входе УКПГ.

Таким образом, ДКС вводятся в эксплуатацию в целях увеличения коэффициентов газоотдачи и продления периода стабильной добычи газа из газовых залежей, пластовое давление в которых понижено настолько, что давление в промысловом коллекторе, УКПГ и МГ ограничивает дебиты скважины.

Режим эксплуатации ДКС характеризуется: непрерывным из-

Poushev A.V., NOVATEK Research and Development Center LLC (Tyumen, RF), AVPoushev@novatek.ru
Nerodenko D.G., NOVATEK Research and Development Center LLC
Kudrin P.A., NOVATEK Research and Development Center LLC
Yaz'kov A.V., NOVATEK Research and Development Center LLC

Integrated approach to the establishment of the optimal power and configuration of a booster compressor station at various stages of the development of gas and gas condensate fields

The article presents an integrated approach to the establishment of the optimal power and configuration of a booster compressor station (BCS) which, at various stages of field development, allows establishing the optimal power of a BCS, creating a compression strategy and assessing predicted technological parameters of the development with due regard for the configuration characteristics of the planned BCS, taking into account the bed's potential and all possible technological constraints.

A successful application of the integrated approach is based upon coordination and mutual work of experts in various disciplines as part of a multi-disciplinary group with the use of the integrated modeling method as a tool which allows coordinating project solutions in the field of development and in terms of the planned power and configuration of the BCS.

KEY WORDS: POWER OF A BOOSTER COMPRESSOR STATION, CHARACTERISTICS OF A BOOSTER COMPRESSOR STATION, INTEGRATED MODEL, GAS COMPRESSOR UNITS.

менением степени сжатия газа; расходом газа, перекачиваемого одним газоперекачивающим агрегатом (ГПА) и всей ДКС; увеличением со временем мощности последних; необходимостью регулирования подачи газа; сравнительно небольшими сроками эксплуатации.

В течение бескомпрессорного этапа эксплуатации, как правило, отбирается примерно половина от общих запасов газа месторождения, в то время как эксплуатация в компрессорном режиме позволяет дополнительно извлечь 20 % и более от общих запасов, что является значительной величиной и делает дожимные станции одним из важнейших элементов газодобычи.

Ввод ДКС на газовых месторождениях связан с огромными капитальными вложениями, которые с увеличением мощности станции становятся соизмеримы со стоимостью УКПГ и во многих случаях составляют десятки миллиардов рублей.

По этим причинам корректное определение как даты ввода ДКС, так и ее оптимальной мощности является одной из важнейших задач разработки газоконденсатных пластов на истощение.

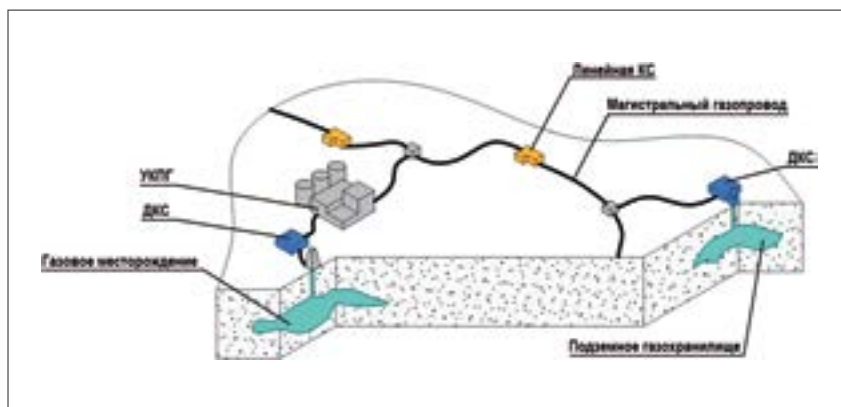


Рис. 1. Пример размещения ДКС на газовом месторождении

ПРЕДПОСЫЛКИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА

Традиционный, или функциональный подход к проектированию месторождения предполагает сначала решение прямой задачи проектирования разработки месторождения, а затем последовательное решение прямой задачи проектирования обустройства, частным случаем которой является задача определения оптимальной мощности и параметров ДКС. Этот подход имеет ряд серьезных недостатков, подробно рассмотренных в [1], к которым относятся:

- отсутствие учета взаимовлияния проектных решений в части конфигурации ДКС на проектные

решения по разработке и конечные коэффициенты газоотдачи;

- детерминированность решения без учета рисков;
- отсутствие гибкости проектных решений при смене оборудования или изменении характеристик ДКС, к которым относятся замена сменной проточной части (СПЧ) и последовательное увеличение мощности ГПА в процессе эксплуатации;
- ограниченность либо отсутствие итераций для поиска оптимального решения между потенциалом пластовой системы и характеристиками планируемой ДКС [1].

Классическая схема проектирования разработки и обустройства



Рис. 2. Интегрированный и функциональный подходы к определению оптимальной мощности и конфигурации ДКС

в рамках устоявшегося традиционного подхода предполагает сначала расчет прогнозных показателей разработки месторождения с использованием фильтрационных моделей силами специалистов по гидродинамическому моделированию, а затем передачу полученных результатов специалистам отдела проектирования обустройства для дальнейшего подбора оборудования наземной инфраструктуры, в том числе и ДКС (рис. 2).

Однако результаты расчетов, полученные путем такой последовательной передачи информации от одного функционального отдела другому, зачастую не учитывают комплекс ограничений, накладываемых одной системой на другую, что приводит к завышению потенциала добычи месторождения и неправильному прогнозу сроков ввода и оптимальной мощности ДКС [1].

Важнейшими предпосылками, обуславливающими необходимость смены традиционных подходов к проектированию ДКС, послужило систематическое расхождение прогнозных проектных показателей разработки месторождений с фактическими результатами, получаемыми в процессе эксплуатации. Сопоставление фактических данных и результатов многовариантных расчетов, выполненных на гидродинамической модели, показывает, что прогнозирование технологических показателей разработки без интеграции мо-

делей ДКС в подавляющем числе случаев является некорректным, так как не позволяет учитывать взаимосвязь отборов пластового газа, потерь давления по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и по шлейфам наземных трубопроводов, динамики давления на входе в ДКС и др. [2].

Альтернативой классическому функциональному способу определения параметров необходимой ДКС является интегрированный подход, в основе которого лежит интегрированная модель, решающая сопряженную задачу поиска оптимального общего решения системы «пласт – скважина – система сбора – технология подготовки – экономика» (рис. 2). Интегрированная модель представляет собой единую среду, в которой подключаются и взаимодействуют между собой в целях поиска единого общего решения цифровые модели скважин, объектов сбора, подготовки и внешнего транспорта углеводородов, гидродинамические модели пластов, экономические модели (рис. 3) [1, 3].

Процедура создания интегрированной модели, включающая этапы создания и настройки модели сети сбора продукции, цифровых моделей скважин, гидродинамической модели месторождения, а также последующей интеграции всех этих моделей в единую систему подробно описаны в [3].

Интеграция всех компонентов системы «пласт – скважина – наземная инфраструктура» по-

зволяет выполнять совместное проектирование разработки и инфраструктуры и в конечном счете согласовать решение задач подземной гидродинамики и транспортировки продукции в скважине и системе сбора, учитывая сложное взаимовлияние всех объектов проектирования от пласта до сбора и транспортировки углеводородов.

Применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям ДКС является одним из важнейших элементов интегрированной модели «пласт – скважина – наземная инфраструктура», позволяющим снизить устьевые давления и увеличить дебиты скважин и коэффициенты газоотдачи залежей.

Таким образом, безальтернативное применение интегрированного моделирования позволяет определить корректную дату ввода и оптимальную мощность ДКС, а также учесть характеристики ДКС при прогнозировании технологических показателей разработки и получить наиболее близкие к реальности результаты расчетов прогнозных вариантов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАТЫ ВВОДА И ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ДКС С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рассмотрим в качестве примера опыт применения интегрированного подхода к определению оптимальной мощности и конфигурации ДКС на одном из нефтегазоконденсатных месторождений Тюменской области, содержащем три нефтегазоконденсатные залежи (рис. 4).

Разработка запасов газа верхнего и нижнего газоконденсатных пластов C_1 и C_3 уже осуществляется с помощью собственного фонда горизонтальных скважин.

По мере истощения пластов C_1 и C_3 полку стабильной добычи газа планируется поддерживать за счет вовлечения в разработку запасов газовой шапки пласта C_2

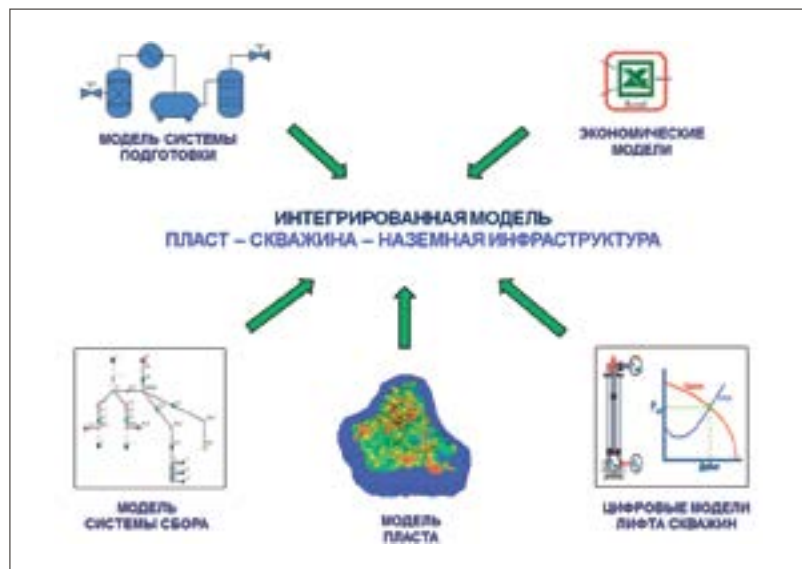


Рис. 3. Интегрированная модель «пласт – скважина – наземная инфраструктура»

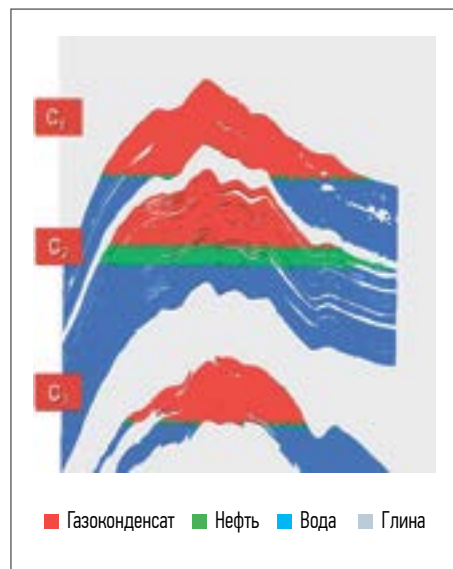


Рис. 4. Геологический разрез месторождения

с помощью отдельного фонда газовых скважин, размещенных в зонах максимальных газонасыщенных толщин. В краевых же зонах газовой шапки пласта C_2 , где, с одной стороны, газонасыщенные толщины малы и составляют несколько метров, а с другой – наблюдаются максимальные толщины нефтяной оторочки, планируется размещать многофункциональные горизонтальные скважины со сложной конструкцией, компоновка которых предусматривает возможность как приобщения газового интервала пласта в процессе разработки для обеспечения внутрискважинного газлифта, так и отсечения обводнившейся горизонтальной секции скважины при увеличении доли воды в продукции до критического значения [2].

Подробно интегрированный подход к разработке нефтегазоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой в условиях присутствия подошвенной воды с применением многофункциональных скважин изложен в [3].

Стратегия разработки данного месторождения предполагает выработку запасов углеводородов на истощение. Для обеспечения поддержания постоянного

уровня добычи при снижающемся пластовом и устьевом давлении на месторождении запланирован ввод ДКС, оборудование которой, прежде всего газоперекачивающий агрегат, должно обеспечивать компримирование природного газа до давления, необходимого для его подготовки и дальнейшей транспортировки подготовленного газа от УКПГ до МГ.

Первоначально для решения задачи определения даты ввода ДКС на интегрированной модели был выполнен расчет прогнозного варианта разработки месторождения без ввода ДКС при заданном постоянном давлении на входе в пункт запорно-перекрывающей арматуры (ЗПА) УКПГ, где происходит выравнивание давления и подача сырого газа в общий коллектор. По результатам расчета определена дата ввода ДКС в эксплуатацию, соответствующая дате начала падения добычи с запланированного уровня (на рис. 5 обозначена зеленой звездочкой).

Процедура определения оптимальной мощности ДКС в рамках интегрированного подхода разделяется на несколько этапов, которые не являются строго последовательными, каскадными и

предполагают наличие итераций «от одного этапа к другому и обратно» для поиска оптимального решения, учитывающего как потенциал пластовой системы, так и характеристики планируемой ДКС.

ЭТАП № 1.

Расчет максимально возможной продолжительности стабильной добычи газа

Для определения максимально возможного периода стабильной добычи газа на интегрированной модели с учетом всех имеющихся ограничений системы сбора, пласта и конструкции скважин был выполнен расчет прогнозного варианта разработки месторождения, алгоритм которого предусматривал снижение давления на входе УКПГ с начального

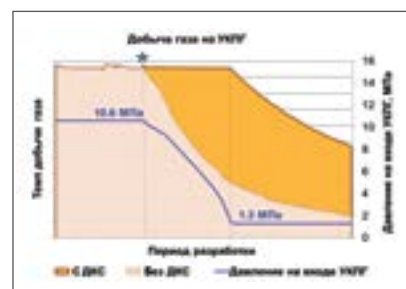


Рис. 5. Расчет максимально возможной продолжительности стабильной добычи газа

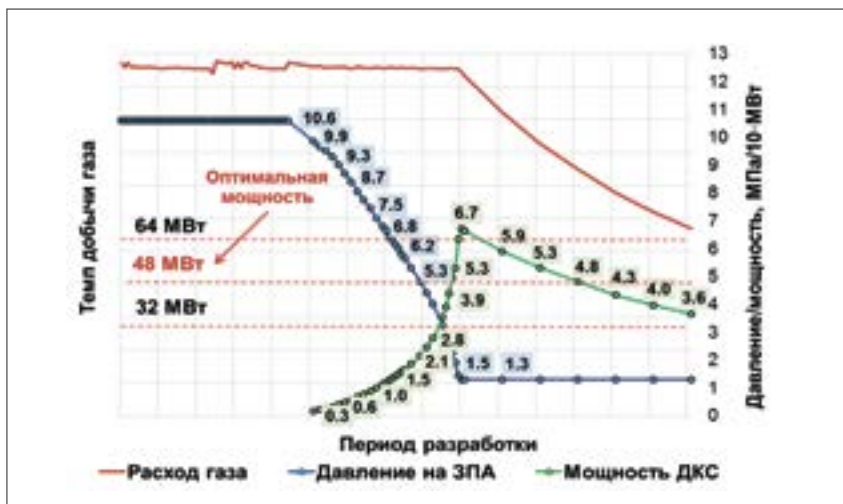


Рис. 6. Расчет мощности ДКС, необходимой для обеспечения максимально возможной продолжительности стабильной добычи газа

значения p_{max} ~10,6 МПа до минимально возможного давления p_{min} ~1,3 МПа на каждом расчетном шаге настолько, насколько это необходимо для поддержания заданного уровня добычи газа. По результатам расчета данного варианта был получен профиль «идеального» снижения давления на входе УКПГ (синяя линия на рис. 5), обеспечивающий максимальную продолжительность периода стабильной добычи газа.

ЭТАП № 2.

Расчет мощности ДКС, необходимой для обеспечения максимально возможной продолжительности стабильной добычи газа

На основании полученных профиля оптимального снижения давления на УКПГ и уровней добычи газа выполняется расчет мощности ДКС, необходимой для компримирования требуемых объемов газа до давления, требуемого для его подачи в МГ в течение всего периода разработки месторождения. Мощность ДКС рассчитывается в специализированных программных пакетах, учитывающих композиционный состав компримируемого газа, его свойства, расход газа, работу ГПА, число ступеней сжатия, степень сжатия каждой ступени, темпе-

ратуру на входе ДКС и на выходе каждой ступени сжатия, политропного и адиабатического КПД, КПД привода. Без специализированного программного обеспечения мощность ДКС с центробежными ГПА можно рассчитать упрощенно по формулам 1 и 2:

$$N = \frac{ML_{ад}}{\delta_{ад} \delta_m}, \quad (1)$$

где N – мощность компрессора, кВт; M – молярная масса (расход газа), кг/с; $L_{ад}$ – адиабатная работа, совершаемая компрессором, кДж/кг; $\delta_{ад}$ – адиабатический КПД; δ_m – КПД привода;

$$L_{ад} = m' \frac{k}{k-1} RT_1 ((\varepsilon')^{\frac{k-1}{k}} - 1), \quad (2)$$

где k – показатель адиабаты; R – газовая постоянная, Дж/кг·К; T_1 – температура на входе в компрессор, К; m' – число циклов охлаждения; ε' – степень сжатия одной ступени компримирования.

Результаты подобного расчета, приведенные на рис. 6 для рассматриваемого месторождения, показали, что максимальная мощность ДКС для обеспечения максимальной продолжительности периода стабильной добычи достигает значения 67 МВт, и требуется такая мощность в момент падения добычи газа «с полки».

Далее, со снижением пластового давления и сокращением объемов газа, подаваемых для компримирования, наблюдается логичное уменьшение требуемой мощности ДКС до 40 МВт.

ЭТАП № 3.

Определение оптимальной мощности ДКС с учетом экономических критериев проекта

Расчеты, выполненные на интегрированной модели, в рамках первых двух этапов показывают, что, с одной стороны, увеличение мощности ДКС позволяет продлить период стабильной добычи газа и повысить конечные коэффициенты газоотдачи залежи, но с другой – ввод КС на газовых месторождениях связан с огромными капитальными вложениями, которые с увеличением мощности станции становятся еще более значительными.

В связи с этим при выборе оптимальной мощности ДКС необходимо принимать во внимание не только технологические возможности добычи, но и экономические критерии проекта, основным из которых является чистый дисконтированный доход (NPV). График, представленный на рис. 7, показывает, что увеличение мощности ДКС до точки А (~48 МВт) ведет к увеличению ΔNPV проекта (в точке А имеет максимальное значение). Однако правее точки А с дальнейшим увеличением мощности ДКС наблюдается снижение ΔNPV проекта, свидетельствующее о том, что дополнительная добыча газа за счет строительства ДКС мощностью более 48 МВт является экономически нецелесообразной.

Расчеты, выполненные с применением интегрированной модели, показали, что строительство ДКС мощностью 32 и 40 МВт неэффективно по причине значительного снижения добычи газа. Строительство ДКС мощностью более 48 МВт экономически нецелесообразно, поскольку мощность

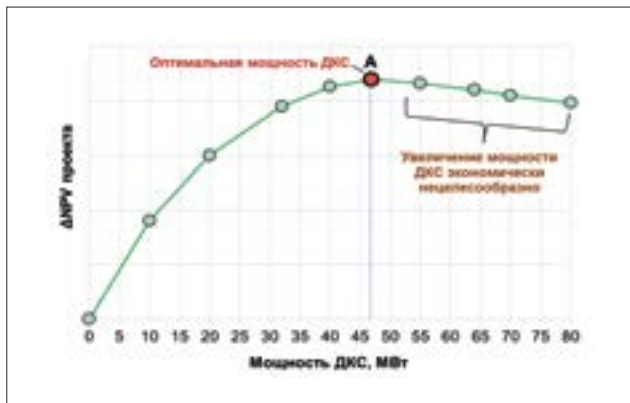


Рис. 7. Определение оптимальной мощности ДКС с учетом экономических критериев проекта

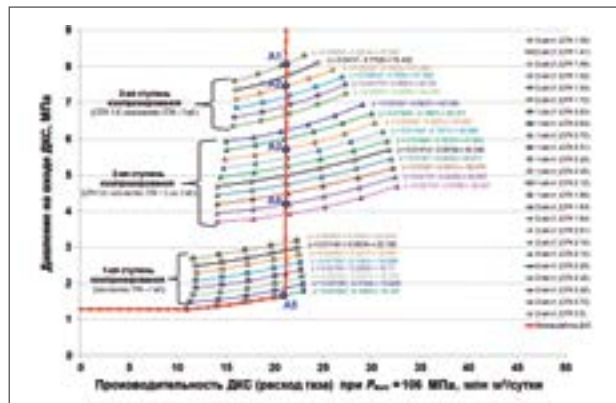


Рис. 8. Характеристика работы ДКС (три ГПА, две ступени компрессирования)

ДКС 48–67 МВт требуется лишь на незначительном отрезке времени в момент падения добычи газа «с полки».

ЭТАП № 4.

Определение конфигурации ДКС и стратегии компрессирования

По результатам расчетов, выполненных на интегрированной модели с учетом определенной оптимальной мощности в части конфигурации ДКС, был подобран центробежный ГПА с газотурбинным двигателем мощностью 16 МВт в соответствии с такими критериями, как:

- унификация – подобные ГПА уже эксплуатируются компанией на других активах;
- высокая надежность ГПА, определенная опытом эксплуатации этих ГПА на другом активе в сравнении с ГПА другой линейки мощностей и других производителей этой мощности;
- сравнительно низкая стоимость;
- соответствие принципам политики импортозамещения – ГПА отечественного производства;
- относительно низкие операционные затраты;
- 48 МВт делится на 16 МВт;
- мощности одного ГПА достаточно, и она оптимальна для эффективного потребления энергии на поздней стадии разработки месторождения;

• данным количеством ГПА можно обеспечить компримирование природного газа в течение всего периода разработки с учетом смены СПЧ отдельных ГПА и в разные периоды разработки.

Схема подключения ГПА – параллельная, коллекторная, когда каждый ГПА имеет свою отключающую арматуру с пневмоприводом, расположенную за пределами укрытия ГПА.

Обвязка ГПА предусмотрена модульная, т. е. каждый агрегат имеет собственные входные сепараторы на каждую ступень сжатия и аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа после каждой ступени сжатия. Каждый модуль является, по сути, самостоятельной технологической линией. Такая обвязка ГПА позволяет осуществлять работу сначала в одну ступень сжатия, затем в две. Обвязка двух ступеней сжатия ГПА такая, что при работе в одну ступень сжатия входные сепараторы, АВО газа и обе ступени компрессирования компрессора работают параллельно, а при работе в две ступени сжатия – последовательно.

На рис. 8 представлена характеристика ДКС мощностью 48 МВт, предполагающая наличие трех рабочих ГПА и двух ступеней компрессирования газа компрессора.

В начальный период компрессорной эксплуатации весь добываемый газ будет дожимать-

ся с давления на входе ДКС от 6,5 МПа до требуемого выходного давления 10,6 МПа в одну ступень сжатия с СПЧ 1,8 и одного ГПА мощностью 16 МВт.

При снижении давления на входе ДКС ниже 6,5 МПа предполагается ввод второго ГПА мощностью 16 МВт и дожатие всего объема добываемого газа в одну ступень компрессирования с давления на входе ДКС от 5,0 МПа до требуемого выходного давления 10,6 МПа, при этом на обоих ГПА будет установлена СПЧ 3,0.

При снижении давления на входе ДКС ниже 5,0 МПа предполагается ввод третьего ГПА мощностью 16 МВт и дожатие всего объема добываемого газа в две ступени компрессирования с давления на входе ДКС от 1,3 МПа до требуемого выходного давления 10,6 МПа, при этом на обоих ГПА и обеих ступенях будет установлена СПЧ 3,0:

- 1-я ступень: компримирование объемов добываемого газа с давления на входе ДКС от 1,3 МПа до давления примерно 4,0 МПа;
- 2-я ступень: компримирование объемов добываемого газа с давления на входе ДКС от 4,0 МПа до требуемого выходного давления 10,6 МПа.

На поздней стадии разработки месторождения при снижении расхода газа ниже определенного значения и давлении на входе ДКС 1,3 МПа предполагается

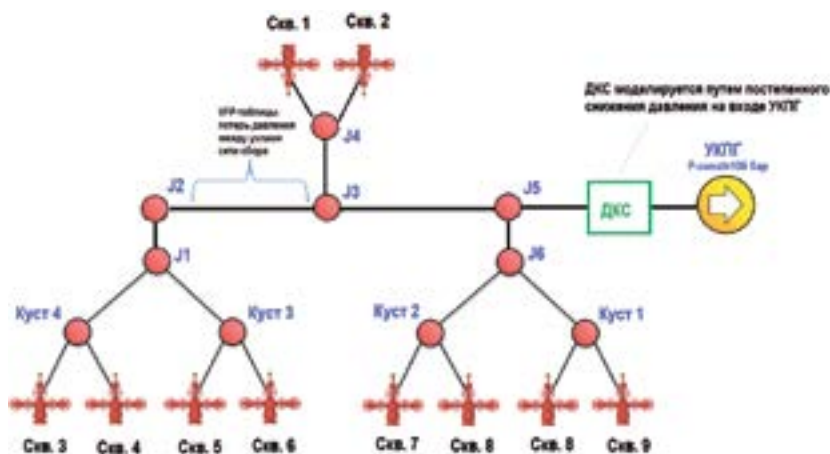


Рис. 9. Пример упрощенной интегрированной модели на ранней стадии реализации проекта

вывод третьего ГПА мощностью 16 МВт из работы и дожатие всего объема добываемого газа двумя ГПА в две ступени компримирования. При еще большем снижении добычи газа из работы выведется и второй ГПА, и дожатие объемов добываемого газа будет осуществляться с помощью одного работающего ГПА.

ЭТАП № 5.

Учет влияния ДКС в расчетах прогнозных показателей разработки месторождения

Помимо определения оптимальной мощности и даты ввода и рациональной конфигурации ДКС еще одной важнейшей задачей интегрированного моделирования являются корректный расчет профилей добычи и выработка оптимальных технических решений в части разработки, позволяющих достичь максимальной газоотдачи пласта при существующих ограничениях газосборной сети (ГСС) и промышленного оборудования с учетом возможностей подобранных ГПА ДКС.

Создание интегрированных моделей является достаточно трудоемким и ресурсозатратным процессом, в связи с чем на разных стадиях освоения месторождений требуется и разная степень интеграции комплексных моделей «пласт – скважина – наземная инфраструктура».

Для месторождений, находящихся на ранней стадии реализации проекта (поиск, разведка), достаточно упрощенных интегрированных моделей. Упрощенная интеграция подразумевает учет влияния объектов систем сбора и подготовки путем создания VFP-таблиц потерь давления на участках газопровода, которые представляют собой многомерные зависимости параметров суточного расхода газа, давления входа в шлейф и выхода из шлейфа и водогазового фактора (рис. 9).

Для месторождений, находящихся на стадии реализации проекта либо близкой к реализации, необходимым является создание комплексных интегрированных моделей, учитывающих не только потери давления между узлами сети сбора в виде VFP-таблиц, но и фактические штуцеры на скважинах, скорости и температуры флюидов на каждом узле системы от забоя до входа на УКПГ и др.

На рис. 10 представлен пример задания куста из четырех газовых скважин в интегрированной модели. Приток флюидов из горизонтального ствола, расположенного в пределах газонасыщенного пласта, моделируется с помощью отдельной скважины, имеющей собственные перфорации в гидродинамической модели. Схема куста также включает задание штуцеров скважин, изменяя диаметры которых при расчете прогнозных вариантов, моделируется зажатие/расжатие скважин для выполнения ограничений по добыче.

Для расчета технологических показателей разработки на интегрированной модели как на ранней стадии освоения месторождения (упрощенная интеграция), так и на стадии реализации проекта (глубокая интеграция) необходимо задать следующие ограничения: максимальные уровни добычи газа – как правило, постоянные, которые необходимо обеспечить, и минимальное значение давления на терминальном узле (вход УКПГ).

Ввод ДКС моделируется путем снижения давления на входе УКПГ с текущего до минимально возможного, которое технологически может обеспечить ДКС. Если задание уровней добычи газа в интегрированной модели не вызывает трудностей, то задание динамики снижения давления на входе УКПГ при моделировании ДКС, характеризующейся определенной мощностью, количеством ГПА и ступеней сжатия, является сложной задачей.

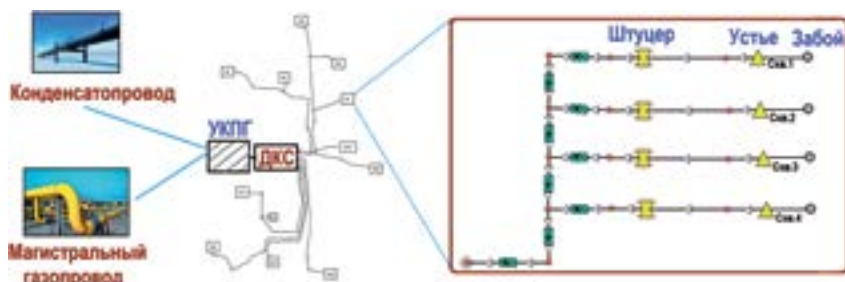


Рис. 10. Схема задания куста газовых скважин в комплексной интегрированной модели

Любая ДКС обладает собственной уникальной характеристикой, представляющей множество зависимостей выходного давления от давления на входе ДКС и объема газа, который необходимо дожать до требуемого выходного давления (рис. 8).

Стратегия компримирования в период компрессорной добычи газа на месторождении предполагает техническое перевооружение ДКС, заключающееся в замене СПЧ компрессоров. Необходимость замены СПЧ обусловлена стремлением поддерживать максимальные уровни отборов газа при снижении пластового давления. Каждая СПЧ представляет собой набор зависимостей давления на входе ДКС от объема газа, который необходимо дожать до требуемого выходного давления. Каждая зависимость характеризуется определенной степенью сжатия, например 1,39; 1,75; 2,12; ...; 3,0.

Математически зависимость давления на входе ДКС от объема газа, который необходимо дожать до требуемого выходного давления, характеризующая СПЧ с определенной степенью сжатия, может быть аппроксимирована полиномиальной зависимостью, как показано на рис. 8.

Таким образом, определив полиномиальную зависимость для каждой СПЧ с определенной степенью сжатия на каждой ступени компримирования, можно при расчете интегрированной модели задать алгоритм, согласно которому на каждом расчетном шаге значение давления на терминальном узле (вход УКПГ) будет рассчитываться по определенным полиномиальным зависимостям.

На рис. 8 красная линия характеризует режим работы ДКС, обеспечивающей дожатие постоянного объема добываемого газа (примерно 21,5 млн м³/сут) с давления на входе ДКС 8,0 МПа до требуемого давления 10,6 МПа (точка А1), при этом дав-

ление на терминальном узле сети сбора рассчитывается по полиномиальной зависимости, определенной для степени сжатия 1,39. В определенный момент времени из-за снижения пластового давления произойдет снижение давления и в самой сети сбора (например, до 7,5 МПа), которое приведет к снижению уровня добычи газа ниже запланированного и потребует увеличения мощности ДКС. В момент снижения уровня добычи газа ниже запланированного предполагается заменить СПЧ со степенью сжатия 1,39 на СПЧ со степенью сжатия 1,49, что позволит дожимать запланированные объемы примерно 21,5 млн м³/сут с давления на входе ДКС 7,5 МПа до требуемого давления 10,6 МПа (точка А2). В интегрированной модели такая замена СПЧ (изменение степени сжатия) моделируется путем изменения полиномиальной зависимости, по которой рассчитывается давление на терминальном узле сети сбора. Алгоритм, учитывающий характеристики ДКС в интегрированной модели, предполагает проведение замены зависимостей, характеризующих конкретную СПЧ с определенной степенью сжатия газа, для поддержания добычи газа на запланированном уровне на каждом расчетном шаге (точки А3, А4). В определенный момент времени будет достигнута максимальная степень сжатия, после чего начинается период падения добычи газа с запланированного уровня (точка А5).

Описанный интегрированный подход позволил на данном месторождении выполнить корректный расчет профилей добычи (рис. 11) и выбрать оптимальные технические решения в части разработки, позволяющие обеспечить запланированные уровни добычи газа при подобранных ограничениях ГСС и промыслового оборудования с учетом возможностей подобранных ГПА ДКС.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА

Представленный пример является, по сути, эталонным, демонстрирующим, как совместная работа и координация специалистов разных дисциплин (экономист, технолог, специалисты по гидродинамическому моделированию и обустройству) в рамках интегрированного подхода позволили определить оптимальную мощность ДКС, рассчитать приемлемое и экономически целесообразное число устанавливаемых ГПА с учетом их максимальной загрузки, а также запланировать их техническое перевооружение, заключающееся в замене СПЧ компрессоров.

Для понимания важности и необходимости применения интегрированного подхода к определению параметров ДКС далее приведем примеры некорректного определения мощности и конфигурации ДКС, которые могут быть получены в результате применения традиционного функционального подхода, предполагающего последовательную передачу результатов работы от одного функционального отдела к другому и не учитывающего взаимовлияния проектных решений по обустройству на проектные решения по разработке.

ПРИМЕР 1.

Недостаточная мощность ДКС

На рис. 12 синей линией обозначен пример неоптимального режима работы ДКС. Подобранная ДКС в первое время функционирования позволяет дожимать постоянный объем газа с входного давления 4,0–8,0 МПа до требуемого выходного давления 10,6 МПа (точки В1–В2). Однако с запуском дополнительной ступени компримирования по факту наблюдается снижение объемов добываемого газа (точки В3–В4), связанное с тем, что мощности запроектированной ДКС оказалось недостаточно, чтобы продолжать дожимать

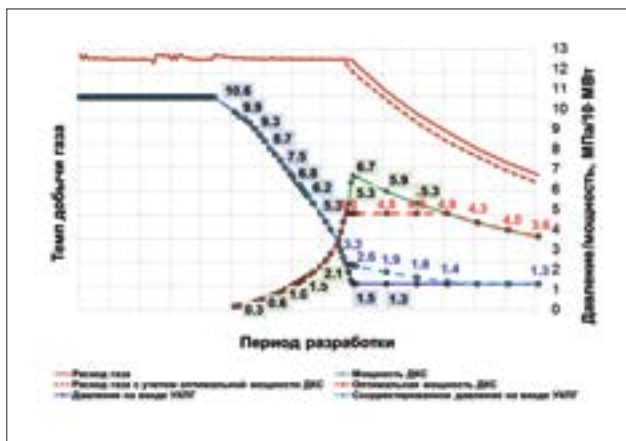


Рис. 11. Скорректированные профили добычи газа и давления на входе УКПГ с учетом оптимальной мощности ДКС

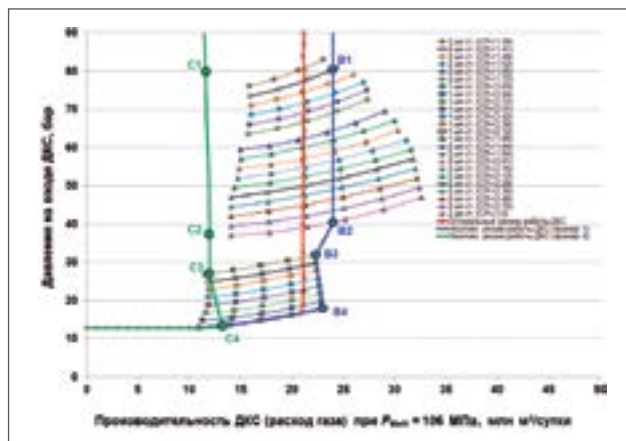


Рис. 12. Примеры неоптимальной работы ДКС

требуемые объемы газа с более низких давлений (2,0–3,0 МПа) на входе ДКС. Пример иллюстрирует ситуацию, когда пласт способен обеспечить необходимые запланированные объемы добычи газа, а некорректно подобранные мощность и конфигурация ДКС не позволяют данные объемы газа дожать до требуемого выходного давления.

ПРИМЕР 2.

Избыточная мощность ДКС

На рис. 12 зеленой линией представлен еще один пример неоптимального режима работы ДКС. Видно, что часть кривой (интервал С1–С3) лежит значительно левее рабочей области ДКС, что говорит о том, что подобранная ДКС имеет избыточные мощности, которые по факту не требуются для организации компримирования. Такая

ситуация зачастую наблюдается в случаях, когда месторождение фактически не может обеспечить высокие запланированные уровни добычи, под которые проектировалась ДКС.

ВЫВОДЫ

В работе продемонстрировано успешное применение интегрированного подхода, предполагающего координацию и совместную работу специалистов разных дисциплин в рамках мультидисциплинарной группы с применением интегрированного моделирования для определения оптимальной мощности и конфигурации ДКС для газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на разных стадиях освоения.

Использование интегрированной модели актива как инструмента предполагает с самого

начала проекта взаимодействие специалистов всех дисциплин друг с другом и позволяет как можно раньше увидеть несогласованность проектных решений по разработке и проектных решений в части поверхностного обустройства, в частности запланированной мощности ДКС, и принять своевременные меры по их устранению.

Интегрированный подход позволяет уже на начальной стадии освоения месторождения определить оптимальную мощность ДКС, сформировать стратегию компримирования и оценить прогнозные технологические показатели разработки с учетом характеристик конкретной конфигурации запланированной ДКС, учитывая потенциал пласта и всевозможные технологические ограничения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Язьков А.В., Кудрин П.А. Интегрированный подход к освоению месторождений Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации // Газовая промышленность. 2016. № 12. С. 15–25.
2. Красовский А.В., Свентский С.Ю., Лысов А.О., Атеполихин В.В. Комплексное геолого-технологическое моделирование крупного газового месторождения на примере Заполярного НГКМ // Сб. докладов XVIII науч.-практ. конф. ТюменНИИгипрогаз «Проблемы развития газовой промышленности». 2014. С. 101–103.
3. Поушев А.В., Кудрин П.А., Язьков А.В. и др. Интегрированный подход к разработке нефтегазоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой в условиях присутствия подошвенной воды с применением многофункциональных скважин // Газовая промышленность. 2017. № 5. С. 27–30.

REFERENCES

1. Yaz'kov A.V., Kudrin P.A. Integrated Approach to the Development of the Fields of the Group of Companies of NOVATEK PJSC at Various Stages of Implementation. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2016, No. 12, P. 15–25. (In Russian)
2. Krasovsky A.V., Svetsky S.Yu., Lysov A.O., Atepolikhin V.V. Complex Geological and Technological Modeling of a Large Field as Exemplified by the Zapolyarnoe Oil and Gas Condensate Field. In: A Series of Lectures of the 18th Research and Practical Conference of TyumenNIIGiprogaz «Gas Industry Development Problems», 2014, P. 101–103. (In Russian)
3. Poushev A.V., Kudrin P.A., Yaz'kov A.V., et al. Integrated Approach to the Development of Oil and Gas Condensate Deposits with a Thin Oil Rim in the Context of Bottom Water with the Use of Multi-Functional Wells. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2017, No. 5, P. 27–30. (In Russian)