

УДК 622.691

**Д.М. Федулов, Г.В. Ветюгов, М.А. Воронцов, М.Е. Зайцев**

## **Компрессорный комплекс как важный фактор оптимизации показателей разработки морского месторождения и проектирования технологических систем подготовки газа на платформах**

**Ключевые слова:**

морская технологическая платформа, компрессорная станция, технология подготовки газа, двухсекционные центробежные компрессоры.

**Keywords:**

offshore technological platform, compressor station, gas treatment technology, two-section centrifugal compressors.

Высокие капитальные затраты при обустройстве морских месторождений и удаленность последних от береговой инфраструктуры требуют особого внимания к оптимизации технологических схем, повышению надежности технологических решений, а также минимизации габаритно-массовых характеристик технологического оборудования.

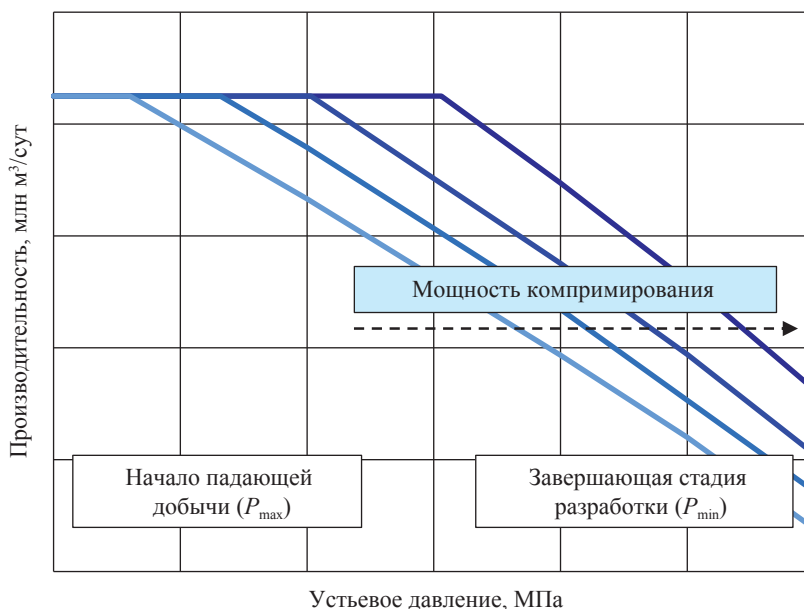
Компрессорный комплекс, являющийся важным элементом оптимизации технологической схемы [1], должен обеспечивать надежную работу систем подготовки и транспорта газа в течение всего срока эксплуатации месторождения. Как правило, он включает головную и дожимную компрессорные станции (ГКС и ДКС соответственно). ГКС обеспечивает давление, необходимое для подачи подготовленного газа в магистральный газопровод, а ДКС – повышение входного давления до уровня, необходимого для работы технологических установок подготовки газа.

В настоящей статье рассматриваются варианты реализации компрессорного комплекса на морской технологической платформе и направления оптимизации систем компримирования как элемента технологической системы подготовки и транспорта газа.

При проектировании и эксплуатации месторождений пиковое увеличение мощностей компримирования газа в течение нескольких лет эксплуатации негативно сказывается на массогабаритных характеристиках компрессорного комплекса и экономических показателях проекта разработки в целом. Согласование профилей добычи газа и устьевых давлений с величиной суммарной установленной мощности позволяет сгладить пиковые нагрузки [2]. Упрощенно алгоритм проведения итеративных расчетов можно представить следующей последовательностью:

- задается установленная мощность (набор мощностей) компримирования;
- проводится расчет температур и давлений в системах сбора и подготовки газа, системах предупреждения гидратообразования и транспорта продукции на берег;
- определяется зависимость расхода газа от устьевого давления в широком диапазоне при постоянной мощности компримирования (расходно-напорная характеристика);
- исходя из характеристик пласта на основе ограничений по расходно-напорной характеристике формируется профиль отборов и давлений по годам разработки;
- для полученного профиля повторяются расчеты технологической системы с целью проверки обеспечения заданных мощностей компрессорного комплекса на весь период разработки.

Характерный вид напорно-расходной характеристики технологической системы для различных значений мощности компрессорного комплекса приведен на рис. 1. Точка перегиба соответствует сочетанию заданного значения мощности компрессорного комплекса и минимального устьевого давления, при котором обеспечивается постоянство отборов газа. При дальнейшем снижении устьевого давления величина отборов определяется исходя из условия обеспечения принятой мощности компримирования.



**Рис. 1. Расходно-напорная характеристика технологической макросистемы «устье скважины – газосборная сеть – УКПГ – компрессорный комплекс – подводный газопровод»**

При пониженном устьевом давлении данные характеристики могут иметь несколько точек перегиба, что вызвано ограничениями по пропускной способности оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и трубопровода при транспорте многофазных потоков.

Таким образом, при проектировании разработки и обустройства морских месторождений необходимы комплексное рассмотрение и оптимизация технологической макросистемы пласт – скважины – газосборная сеть – компрессорный комплекс – установка комплексной подготовки газа – подводный газопровод – береговые сооружения. Реализация данного подхода позволяет устранить пиковые нагрузки на компрессорные мощности и равномерно загрузить их в течение всего срока эксплуатации месторождения.

Помимо оптимизации по сглаживанию суммарной загрузки мощностей компримирования также возможна оптимизация по их функциональному назначению.

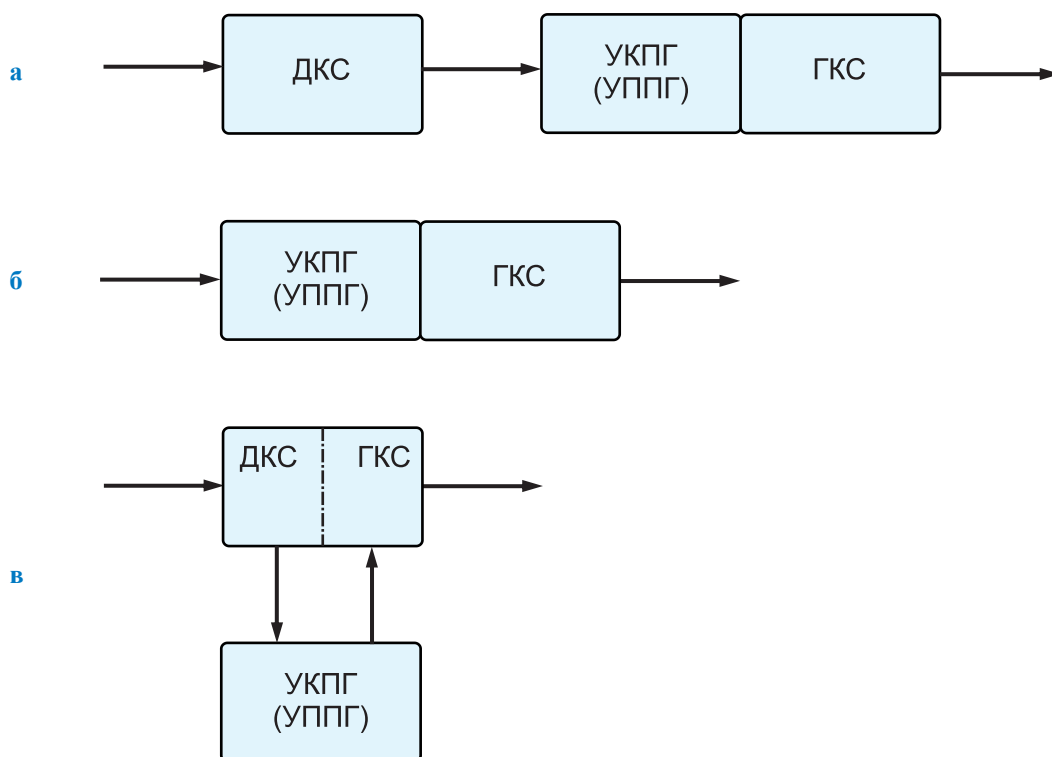
Варианты взаимного расположения компрессорных мощностей и установки подготовки газа приведены на рис. 2. Традиционный подход к проектированию сухопутных объектов подготовки газа предполагает последовательное размещение ДКС, УКПГ и ГКС (рис. 2а). Отказ от ДКС (рис. 2б) означает работу оборудования УКПГ в широком диапазоне

давлений и расходов. Промежуточным решением может служить применение двухсекционных компрессорных установок, одна из секций которых выполняет функцию ДКС, вторая – ГКС (рис. 2в).

Традиционное решение, обеспечивающее работу УКПГ в устойчивом режиме – это последовательное размещение ДКС, УКПГ и ГКС (см. рис. 2а). В этом случае на технологической платформе для монтажа ДКС необходимо резервировать площади, которые не будут использоваться в течение длительного срока. Также возможно строительство дополнительной самостоятельной платформы для размещения ДКС. Оба варианта связаны со значительным увеличением капитальных затрат.

Технологически более привлекательным является использование систем подводного компримирования. Однако на сегодняшний день отсутствует опыт эксплуатации подводных компрессорных модулей на действующих объектах, хотя при проведении заводских испытаний опытного образца получены обнадеживающие результаты [3, 4]. Кроме того, в настоящий момент не решена проблема удаленного энергообеспечения, что переводит применение подводного компримирования в разряд перспективных технологий.

Альтернативными решениями реализации компрессорного комплекса на морском добычном объекте могут быть варианты отказа ДКС



**Рис. 2. Варианты компоновки компрессорного комплекса на технологической платформе: а – традиционная компоновка; б – компоновка технологических модулей в варианте работы без ДКС; в – компоновка в варианте двухсекционной КС**

(см. рис. 2б) и объединения ДКС и ГКС в одном технологическом модуле (см. рис. 2в).

В случае отказа от ДКС (см. рис. 2б) необходимо обеспечить работу оборудования УКПГ в широком диапазоне давлений и производительности: от номинальных значений до значений, характерных для завершающей стадии эксплуатации месторождения. Это потребует более частой замены сменных проточных частей (СПЧ) на ГКС и, вероятно, большего количества их типоразмеров. В варианте подготовки газа по способу низкотемпературной сепарации с турбодетандерными агрегатами (ТДА) также увеличится потребность в СПЧ для турбохолодильной техники.

Для сокращения мероприятий по адаптации оборудования к изменяющимся барическим и расходным характеристикам потоков потребуются тщательное согласование показателей разработки, характеристик системы сбора, оборудования УКПГ, компрессорного комплекса и транспортировки газа на берег.

Эффективность такого решения в значительной степени зависит от соответствия проектных и фактических показателей разработки. С учетом наличия большого количества неопре-

деленностей, связанных со свойствами пласта и составами продукции скважин, а также использования в морских условиях относительно небольшого фонда скважин [5] не исключается вероятность более интенсивного падения устьевого давления по сравнению с проектным. В этом случае неизбежно сокращение периода постоянной добычи, а также сдвиг запланированных сроков модернизации оборудования. Также возможно еще большее увеличение типоразмеров СПЧ газовых компрессоров и/или ТДА.

Отказ от ДКС технологически дает самый весомый выигрыш в снижении массогабаритных показателей платформы, но требует достоверных исходных данных и детального изучения всей технологической схемы, а также учета многих факторов и технологических неопределенностей – компонентного состава продукции скважин и продукции УКПГ (установки предварительной подготовки газа – УППГ), батиметрических профилей систем сбора и подводного трубопровода (при многофазном транспорте продукции технологической платформы на берег), профилей добычи и устьевых давлений, характеристик оборудования УКПГ, скоростей потока в технологических линиях и др.

При использовании двухсекционных двухкорпусных центробежных компрессоров (ЦБК) [6, 7] возможно обеспечить выполнение функции ДКС и ГКС одним компрессорным модулем: в первую секцию ЦБК подается газ первичной сепарации, а во вторую – подготовленный газ. Для охлаждения газа между секциями ЦБК целесообразно использовать холод морской воды. Таким образом, первая секция выполняет функции ДКС, а вторая – ГКС (см. рис. 2в). На стадии высокого давления входного газа работает только вторая секция, выполняющая функцию ГКС; при снижении входного давления газа в работу включается первая секция, выполняющая функцию ДКС. Распределение суммарной степени сжатия по секциям ЦБК осуществляется исходя из потребностей технологического процесса и конструктивных ограничений компрессорного оборудования. В настоящее время существует опыт реализации аналогичных решений на сухопутных объектах в промышленных условиях [7].

Объединение ДКС и ГКС с применением двухсекционных двухкорпусных ЦБК позволяет снизить массогабаритные характеристики компрессорного комплекса и расход энергии на

сжатие газа при обеспечении условий эксплуатации емкостного, теплообменного и ротационного технологического оборудования.

Таким образом, компрессорный комплекс является важным фактором оптимизации технологической макросистемы «пласт – газосборная сеть – УКПГ – компрессорный комплекс – подводный газопровод – береговые системы».

При проектировании обустройства месторождения требуется согласование показателей разработки и заданной мощности компримирования газа и учет характеристик систем подготовки и транспорта газа.

Реализация функций ДКС и ГКС в одном технологическом модуле при использовании компрессорных установок, оснащенных двухсекционными двухкорпусными ЦБК, позволяет снизить массогабаритные показатели систем компримирования и поддерживать высокую эффективность процесса подготовки газа, в том числе на наиболее проблемной стадии падающей добычи. Применение таких решений, на наш взгляд, целесообразно рассматривать на стадии проектирования обустройства морских месторождений в качестве приоритетных.

## Список литературы

1. Кубанов А.Н. Подготовка газа к транспорту по подводному газопроводу в однофазном состоянии / А.Н. Кубанов, Д.М. Федулов, А.А. Кубанов и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 75–78.
2. Кубанов А.Н. Альтернативные варианты подготовки газа морских месторождений / А.Н. Кубанов, Ю.А. Морев, Т.С. Цацулина и др. // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 139–145.
3. Демидов В.В. Современные тенденции в использовании подводных компрессорных технологий / В.В. Демидов // Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 70–75.
4. Fabrizio M. An experimental investigation of a single stage wet gas centrifugal compressor / M. Fabrizio, F.D. Medico, C. Cerretelli et. al / Proceedings of ASME Turbo Expo 2009: Power for Land, Sea and Air (GT2009-59548). – Orlando, Florida, USA, June 8–12 2009. – P. 1–11.
5. Евстафьев И.Л. Обоснование эффективной системы разработки морского месторождения в условиях высокой неопределенности фильтрационных свойств / И.Л. Евстафьев // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 62–69.
6. Schneider T.N. Optimum gas compressor selection and design to maximize Brent production / T.N. Schneider, R. Brogelli // Oil&Gas J. – 2006. – № 9. – P. 35–41.
7. Аманжаров Н.К. Новые технические решения при создании КС «Шагырлы-Шомышты» в Казахстане / Н.К. Аманжаров, В.С. Королев, В.Г. Кравец и др. // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 5. – С. 16–22.