

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОМЫСЛА

А.А. Ротов, А.В. Трифионов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин

Ряд крупных газовых месторождений России в настоящий момент эксплуатируется на стадии падающей добычи, характеризующейся значительным снижением пластовых давлений. При этом существенно возрастает влияние потерь пластовой энергии в системах добычи и сбора газа на режимы работы промыслов. Поэтому эффективность эксплуатации месторождений на поздней стадии во многом определяется точностью технологических расчетов, которая может быть обеспечена только при комплексном подходе к моделированию работы промысла [1, 2].

В настоящее время для расчета режимов работы газодобывающих промыслов разработаны и активно используются различные методики и программные продукты, описывающие работу отдельных систем (пласт, скважины, газосборные сети, дожимные компрессорные станции, установки подготовки газа). При этом отсутствие согласования скважинных отборов с динамикой пластового давления и характеристиками наземного оборудования может приводить к существенным ошибкам при расчете режимов работы промыслов, проектировании обустройства и разработки. В качестве примера приведен график давлений входа на УКПГ по шлейфам газосборной системы согласно одному из проектов разработки (рис. 1). При составлении этого проекта назначение отборов газа и расчет устьевых давлений для каждой из скважин производились на основании распределения пластового давления, фильтрационных характеристик призабойной зоны и конструкции скважин. Однако в должной мере не была учтена гидро-

динамическая связь скважин через трубопроводы газосборной системы. Согласно рис. 1, при последующем расчете потерь давления в газосборной сети такой упрощенный подход привел к получению невязок по давлению на выходе из шлейфов (в данном случае – до 1 МПа) перед объединением потоков в блоке входных ниток. Зачастую в подобных случаях в качестве давления в блоке входных ниток УКПГ принимается минимальное из давлений на выходе из шлейфов, однако следует иметь ввиду, что расчетные режимы эксплуатации скважин, шлейфов и УКПГ при этом не будут отражать реальных условий их работы при проектном отборе. Таким образом, расчет режимов работы скважин без учета их взаимного влияния через газосборную сеть приводит к неопределенности давления на входе в УКПГ, ошибкам при определениях отборов и устьевых давлений скважин, режимов эксплуатации промыслового оборудования. Для корректных расчетов режимов работы промысла необходим комплексный подход, т.е. объединение математических моделей отдельных газопромысловых объектов в единую расчетную систему.

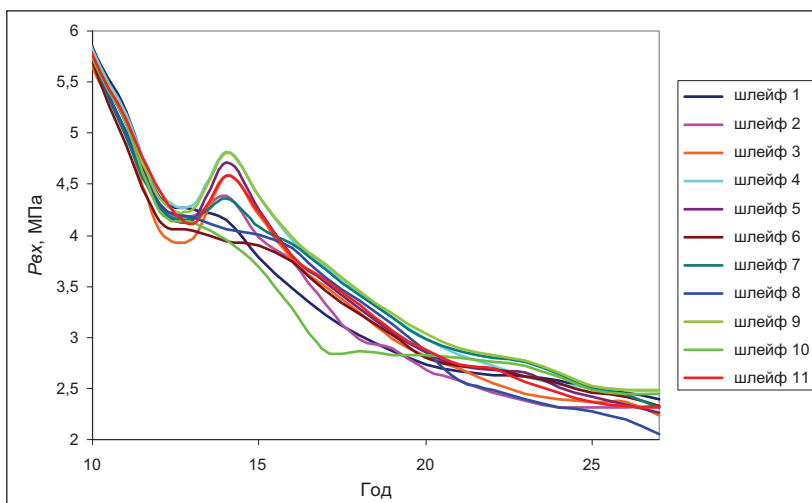


Рис 1. Проблема согласования расчетных режимов работы промыслового оборудования: невязка по давлению на входе УКПГ

Среди специалистов газовой отрасли распространено мнение, что поставленная задача вполне может быть решена на основе готового программного обеспечения известных производителей [3]. Действительно, существуют коммерческие программные продукты, позволяющие создавать достаточно подробные модели промыслов, которые теоретически, могут быть использованы для решения поставленной задачи. Наиболее известны в этой области разработки компании Schlumberger. Однако практика использования подобных программных продуктов в последние годы выявила ряд методических трудностей. К основным проблемам использования имеющихся коммерческих средств моделирования можно отнести их сложность, информационную закрытость, наличие методических трудностей при адаптации к конкретным промысловым условиям, высокие требования к вычислительным мощностям.

Широкие возможности распространенных коммерческих средств моделирования и заложенный в них объем функций представляют большую ценность при проведении исследовательских работ. Однако при этом значительно усложняется решение инженерных задач, возникающих в ходе эксплуатации промысла. Например, в программных продуктах PipeSim (Schlumberger) и Pipephase (SimSci) присутствует ряд опций гидравлического расчета двухфазных потоков в трубопроводах: Mukherjee&Brill, Dukler-Eaton-Flannigan, OLGAS и т.д. При этом нет четких практических рекомендаций по диапазонам их применимости, т.е. выбор той или иной методики предоставлен пользователю.

Рассмотрим некоторые, наиболее часто возникающие вопросы на примере внутрипромысловых газосборных сетей. Прежде всего отметим, что различные методики могут давать существенно различающиеся по потерям давления и по истинному содержанию жидкой фазы результаты, особенно при низких скоростях движения фаз.

На рис. 2 приведен пример гидродинамического расчета потерь давления в трубопроводе, транспортирующем газ сеноманской залежи по различным методикам, входящим в состав Pipephase. Трубопровод имеет следующие конструктивные параметры:

- диаметр – 426 мм;
- длина восходящих участков – 2250 м;

- общий подъем – 22,32 м;
- длина нисходящих участков – 1433 м;
- общий спуск – 13,67 м.

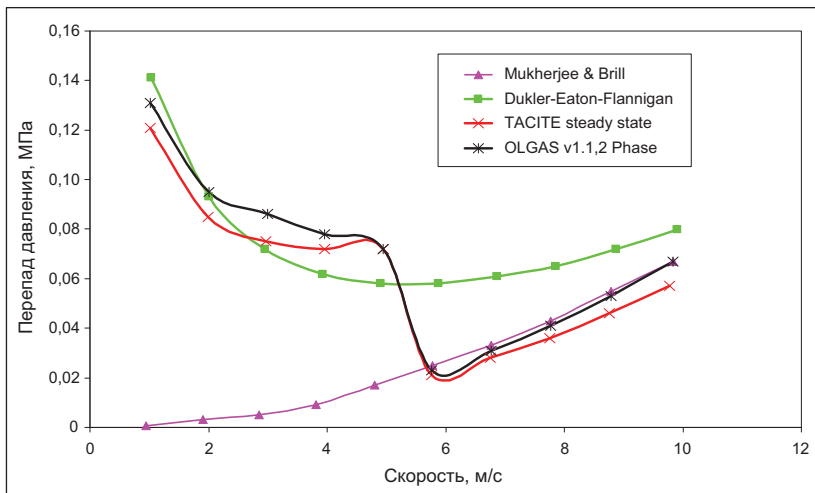


Рис. 2. Сравнение методик гидравлического расчета двухфазных потоков (по потерям давления)

Давление входа в шлейф составляло 2,0 МПа. Содержание воды в газе – 1,5 г/м³. Согласно проведенным расчетам четыре тестируемые методики Mukherjee&Brill, Dukler-Eaton-Flannigan, TACITE steady state, OLGAS 2 Phase в исследуемом диапазоне параметров показали весьма заметные отличия как в потерях давления в шлейфе, так и в тенденциях их изменения в зависимости от скорости потока.

Таким образом, вопросы выбора конкретной методики для модели рельефного промыслового трубопровода в подобных ситуациях представляет серьезную методическую проблему. Это связано еще и с тем, что алгоритмы и методики расчетов, заложенные в программные продукты, зачастую являются собственностью разработчика и их практически нельзя корректировать, причем отсутствует четкая информация о допустимом диапазоне использования той или иной методики. Таким образом, созданию расчетных термогидродинамических моделей конкретного промысла должны

предшествовать методические исследования выбора методик, корректно описывающих поведение промысловых объектов.

Помимо неопределенностей, связанных с применимостью в конкретных условиях той или иной расчетной методики, важным вопросом является и введение адаптационных поправок на фактическое состояние объектов обустройства. Многолетняя практика использования различных методик гидравлического расчета свидетельствует о том, что в ряде случаев результаты расчета показывают значительные отличия от фактических данных, полученных в ходе эксплуатации промысла. В качестве примера можно привести сопоставление фактических и расчетных (по разным методикам) потерь давления в шлейфе одного из действующих месторождений (рис. 3).

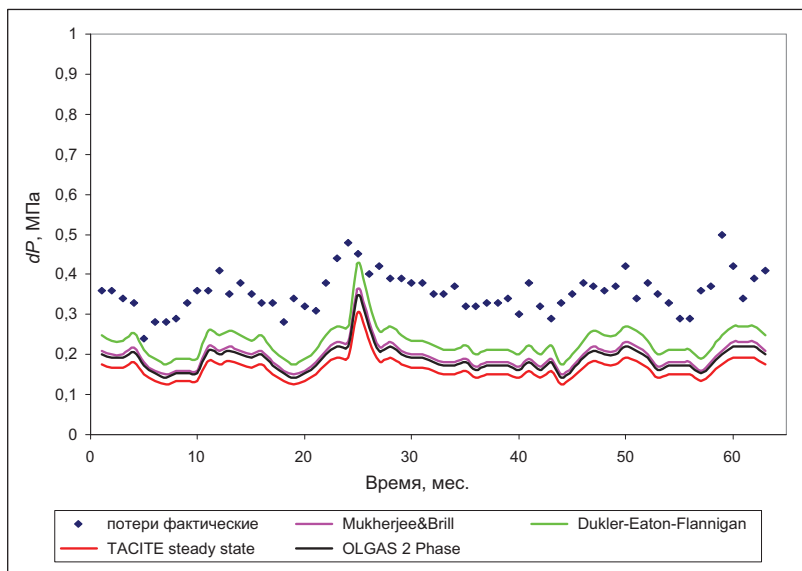


Рис. 3. Сравнение фактических и расчетных потерь давления в шлейфе газосборной сети

Согласно рис. 3 расчетные потери давления занижены относительно фактических значений примерно в два раза. Причем данная тенденция слабо зависит от выбора методики. Добиться удовлетворительного совпадения путем выбора методики расчета если и

удается, то только в узком диапазоне рабочих режимов. Таким образом, для коррекции результатов расчетов в широком диапазоне режимов обязательно требуется введение адаптационных поправок.

В рассматриваемом случае шлейф эксплуатировался в режиме выноса жидкости, а в качестве адаптационной поправки был использован традиционный коэффициент гидравлической эффективности E , определяемый по формуле:

$$E = \sqrt{\frac{\Delta P_p}{\Delta P_\phi}},$$

где ΔP_p , ΔP_ϕ – расчетные и фактические потери давления соответственно. Удовлетворительное согласование фактических и расчетных удалось получить при задании коэффициента гидравлической эффективности $E = 0,74$ (рис. 4).

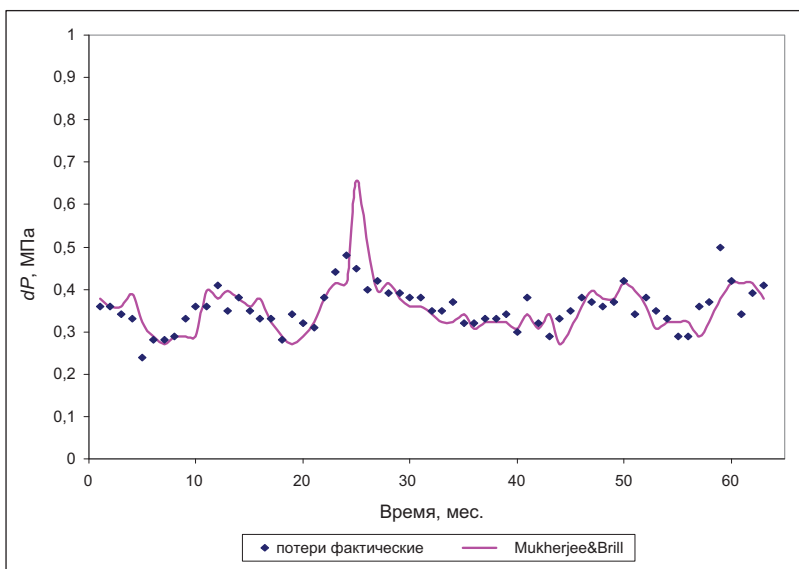


Рис. 4. Сравнение фактических и расчетных потерь давления в шлейфе газосборной сети при введении корректирующей поправки (коэффициента гидравлической эффективности)

Следует отметить, что при эксплуатации шлейфов в условиях, не обеспечивающих выноса жидкости, введение только одного параметра гидравлической эффективности трубопровода не позволяет осуществить приемлемую адаптацию модели. В таких ситуациях требуется расширение списка настроечных параметров, например посредством корректировок условий перехода в режим накопления жидкости и критериальных зависимостей истинного содержания жидкой фазы в газе (что частично уже реализовано в [4]).

Определение настроечных параметров производится на основе анализа работы промыслового оборудования и для крупных месторождений представляет весьма трудоемкую задачу. Перспективным решением является создание автоматизированных систем обработки информации о фактических режимах работы оборудования (технологических режимов, эксплуатационных рапортов, сводок и т.д.). Но объемы и формы представления информации о работе промысловых объектов на месторождениях не регламентированы и, как правило, значительно отличаются. Возможности имеющихся коммерческих средств моделирования по обработке, анализу и организации автоматической адаптации моделей в этих условиях сильно ограничены.

Еще одним моментом, осложняющим работу коммерческих средств моделирования, в ряде случаев являются их функциональные ограничения. Работа отдельных элементов промысла может быть регламентирована действующими стандартами, техническими условиями и т.д., и учет некоторых требований или условий невозможно реализовать в рамках существующих программных комплексов. Так, например, получающие все большее распространение системы автоматического регулирования работы промыслов, обеспечивающие соблюдение норм эксплуатации объектов, зачастую невозможно адекватно описать в существующих средствах моделирования.

В реальных промысловых условиях трубопроводные системы сбора газа транспортируют газожидкостные смеси. Жидкая фаза образуется за счет наличия в продукции скважин конденсата, пластовой капельной и конденсационной воды. При высоких скоростях транспортировки в трубопроводах реализуется режим выноса жидкой фазы, а потери давления обусловлены, прежде всего, дей-

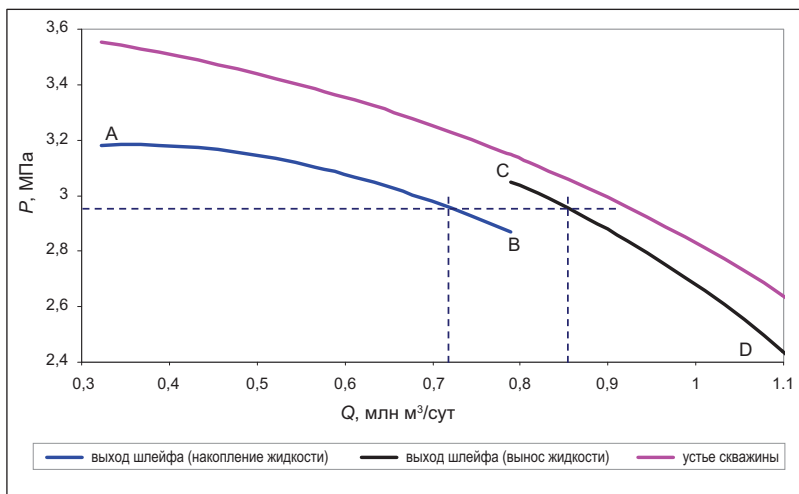


Рис. 5. Режимы работы рельефного трубопровода при транспортировке газожидкостной смеси

ствием сил трения. При низких скоростях транспортируемой продукции на подъемных участках трубопроводов может происходить переход в режим накопления жидкости, приводящий к изменению механизма гидравлических потерь: преобладающими становятся гидростатические потери давления.

Эти особенности иллюстрируют расчеты, проведенные для системы «скважина – рельефный трубопровод». На рис. 5 приведена зависимость устьевого давления скважины от дебита (индикаторная диаграмма), также зависимость давления выхода из шлейфа от дебита скважины, полученная в результате расчетного моделирования. На кривой выходного давления по шлейфу можно выделить два участка: *AB*, соответствующий работе шлейфа в режиме накопления жидкости, и *CD*, соответствующий работе шлейфа в режиме выноса жидкости. Согласно рис. 5 существует диапазон давлений от 2,9 до 3,1 МПа на выходе из шлейфа, где каждому значению давления соответствуют два значения дебита. Таким образом, задача об определении дебита скважины для заданного давления выхода из шлейфа в определенном диапазоне давлений имеет два решения. Физически эти решения соответствуют работе в режимах

накопления и выноса жидкости. В инженерной постановке задачи выбор решения определяется историей эксплуатации трубопровода. Для реальной системы сбора газа, состоящей из значительного количества трубопроводов, количество возможных решений многократно увеличивается, поскольку неоднозначность решения может возникнуть на любом из ее участков. Поэтому при создании термогидравлической модели промысла необходимо предусмотреть возможность поиска именно того решения, которое соответствует предистории эксплуатации.

Таким образом, для адекватного моделирования технологических режимов работы промысла требуется создание специализированных программных комплексов, ориентированных на конкретные объекты, с учетом их специфики, особенностей эксплуатации и фактического состояния. В целях обеспечения точности и достоверности производимых расчетов при разработке программных комплексов необходимо:

- учесть взаимодействие всех элементов промысловой системы в процессе расчетов;
- осуществить выбор моделей, корректно описывающих работу промысловых объектов;
- обеспечить возможность автоматизированной адаптации моделей фактическому состоянию элементов промысла;
- учесть нормативные требования к работе промысла;
- обеспечить простоту внедрения и использования конечными пользователями;
- предусмотреть возможность развития промыслового оборудования в ходе модернизации и реконструкции;
- учесть многозначность решения термогидравлической задачи в ряде случаев и организовать алгоритм поиска решений, соответствующих истории эксплуатации промысла.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в настоящее время на базе накопленного многолетнего опыта создается программный термогидродинамический комплекс, соответствующий всем перечисленным требованиям. Комплекс объединяет термо-, гидро-, газодинамические модели призабойной зоны, скважин, трубопроводов системы сбора, дожимной компрессорной станции, установок комплексной подготовки газа и межпромыслового коллектора.

Список литературы

1. *Коротаев Ю.П.* Избранные труды. – Т. 2 / Ю.П. Коротаев. – М., Недра, 1999. – 476 с.
2. *Толмачев Д.В.* Условия эффективной эксплуатации ПХГ при двухфазном режиме работы эксплуатационных скважин: автореф. / Дмитрий Владимирович Толмачев. – М.: ВНИИГАЗ, 2007. – 30 с.
3. *Харитонов А.Н.* Результаты внедрения интегрированной модели Ямсовейского нефтегазоконденсатного месторождения (сеноман) / А.Н. Харитонов, Ю.А. Архипов, К.М. Давлетов и др. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: науч.-техн. сборник. – М.: ИРЦ Газпром, 2010. – № 1. – С. 38–52.
4. *Сулейманов В.А., Гужов И.А., Трифонов А.В., Ротов А.А.* Анализ фактических режимов работы шлейфов газовых месторождений / В.А. Сулейманов, И.А. Гужов, А.В. Трифонов и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 281–289.