

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА ПРАВДИНСКОГО ГАЗЛИФТНОГО КОМПЛЕКСА

*В. А. Леонов, Л. В. Леонова, В. В. Грехов, Р. Р. Шигапов. –Нефтяное хозяйство, №6, 1986*

Быстрые темпы роста добычи нефти, как показывает практика, опережают темпы строительства запроектированных объектов систем нефтесбора. В таких условиях проблема оптимальной эксплуатации данных систем приобретает первоочередное значение. При этом ограничения, связанные с технической оснащённостью системы нефтесбора, не только существенно влияют на технологические процессы добычи нефти, но и могут привести к значительным трудностям решения вопросов рациональной разработки месторождений, что и наблюдается на Правдинском месторождении, эксплуатируемом в основном газлифтным способом, который еще более обостряет данную проблему.

Система нефтесбора Правдинского газлифтного комплекса (Рисунок 1) включает двадцать сателлитных станций (СС), совокупность нефтепроводов, дожимную насосную станцию (ДНС), кусты скважин (К) и центральный пункт сбора (ЦПС). На СС осуществляются сепарация добываемой жидкости от газа (нефтяного и газлифтного), замер дебитов, распределение газа по газлифтным скважинам и др. От СС продукция поступает на ЦПС, при этом часть жидкости перекачивается ДНС.

В связи с тем, что существующую систему нефтесбора проектировали на основе плановых показателей на определенный период, в другие промежутки времени ее эксплуатация будет неоптимальной из-за несоответствия текущих отборов жидкости пропускной способности системы. Для выявления наиболее «узких мест» системы, резервов увеличения добычи нефти, решения оперативных задач, связанных с

эксплуатацией газлифтного комплекса, и прогнозирования показателей работы авторами была разработана математическая модель системы нефтесбора Правдинского месторождения.

Обобщенный алгоритм построения математической модели сводится к следующему. Система нефтегазосбора представляется ориентированным связным графом. Дуги — участки трубопроводов — характеризуются расходами смеси, узлы — СС и точки врезки одного трубопровода в другой — соответствуют давлению. Движение газожидкостной смеси описывается системой нелинейных алгебраических уравнений, которые включают уравнения материального баланса (для каждого узла суммы входящей и выходящей смеси равны) и уравнения движения газожидкостной смеси по линейным участкам согласно существующей методике.

Из-за низкой точности исходных данных (в первую очередь вязкости газожидкостной смеси) уравнения решают в два этапа. На первом этапе находят зависимости вязкости газожидкостной смеси от обводненности и газосодержания на основе коэффициентов гидродинамических сопротивлений для каждого конкретного участка трубопровода по известным фактическим данным: расходу жидкости, перепаду давления, обводненности скважин, количеству свободного газа (обратная задача). Второй этап предусматривает определение перепадов давления на участках (при известных расходах смеси) или расходов смеси по участкам (при известных перепадах давления) путем решения системы уравнений (прямая задача).

Модель была настроена по достаточно большому фактическому материалу, накопленному за трехлетний период эксплуатации газлифтного комплекса. Это позволило добиться большой сходимости расчетных и фактических данных. Их относительная погрешность составила 8%, что достаточно для решения оперативных задач по эксплуатации системы нефтесбора и задач прогнозирования. Использование данной модели

позволяет: определить максимальную пропускную способность системы нефтесбора (с технологической точки зрения); выявить наиболее «узкие места» существующей системы нефтесбора и таким образом установить первоочередность строительства новых объектов и участков нефтепроводов; прогнозировать основные показатели работы системы нефтесбора (добычу нефти, жидкости, давление и др.) на перспективу и при проведении различных технологических мероприятий.

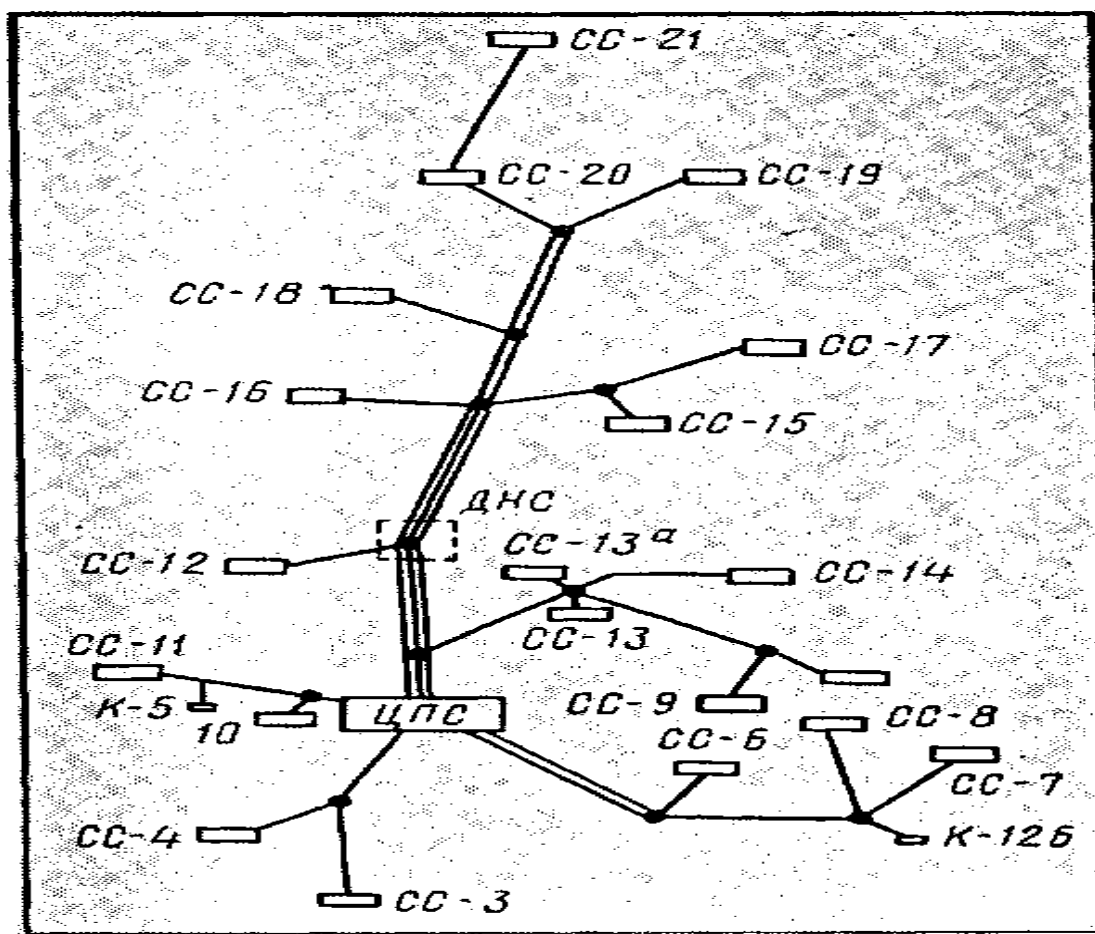


Рисунок 1. Схема системы нефтесбора Правдинского месторождения

Пропускная способность системы нефтесбора определяется следующими факторами.

1. Техническими характеристиками ее отдельных звеньев: диаметром и длиной нефтепроводов, характеристиками группового сепаратора на каждой из СС, числом и типом дожимных насосов, мощностью технологического оборудования для сбора и подготовки нефти, воды и газа

на ЦПС и др.

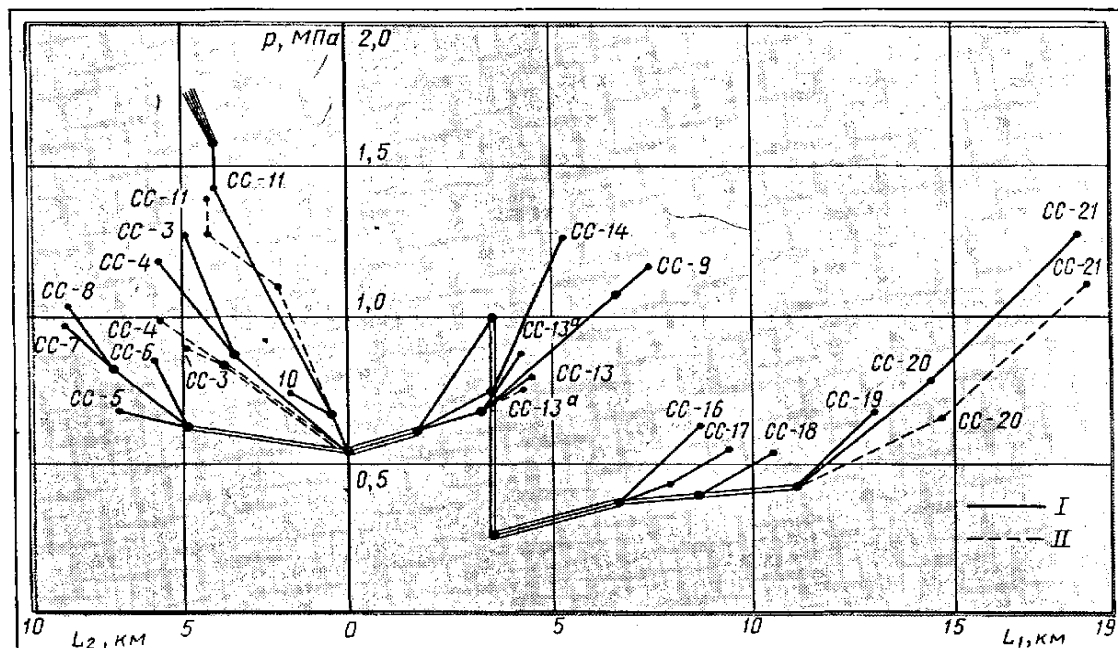
2. Свойствами и условиями перекачки газожидкостной смеси: режимом движения (ламинарный и турбулентный); типом структуры (расслоенная, эмульсионная, пробковая и др.); физико-химическими свойствами смеси (вязкостью, плотностью, газосодержанием, обводненностью, температурой и др.).

Не совсем правильным является определение максимальной пропускной способности системы нефтесбора по предельным допустимым давлениям на групповых сепараторах, ДНС и входе ЦПС. Установить максимальную пропускную способность системы нефтесбора можно только при учете работы отдельных систем газлифтных скважин, подключенных к СС. На дебит газлифтных скважин значительно влияет буферное давление, которое определяется давлением на групповом сепараторе, последнее в большинстве случаев зависит от давления в системе нефтесбора. Анализ, проведенный по 16 СС Правдинского газлифтного комплекса, показал, что увеличение давления сепарации на 0,1 МПа снижает дебит жидкости по СС в среднем на 7 %.

В свою очередь, задача достижения максимальной добычи жидкости по системе газлифтных скважин за счет повышения или оптимального распределения газа высокого давления проверяется на математической модели системы нефтесбора. Анализируется возможность увеличения добычи жидкости по конкретному участку и снижения ее по другим участкам, работа которых через систему нефтесбора зависит от данного участка. Например, на СС-20 расход рабочего агента был увеличен на 14 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что на 60 м<sup>3</sup>/сут повысило добычу жидкости из данной системы газлифтных скважин. Вместе с тем суммарная добыча жидкости по СС-20 и СС-21 уменьшилась на 30 м<sup>3</sup>/сут.

На практике задача получения максимальной пропускной способности рассматривается как задача снижения до минимума давления на СС. На рисунке (Рисунок 2) приведено распределение давления в

системе нефтесбора Правдинского газлифтного комплекса.



$L_1, L_2$  — длина участков соответственно северной и южной части системы нефтесбора Правдинского месторождения;

$I, II$  — гидравлические уклоны соответственно до и после проведения мероприятий по увеличению пропускной способности системы нефтесбора

Рисунок 2. Распределение давления  $p$  в системе нефтесбора Правдинского газлифтного комплекса

Такой график позволяет с достаточной точностью и сравнительно просто выявлять «узкие места» в системе нефтесбора, при этом в качестве критерия их определения принимают гидравлические уклоны отдельных участков. Чем выше значение данного параметра, тем больше внимания нужно уделять рассматриваемому участку. Если учесть, что давления на большинстве СС определяются давлениями в системе нефтесбора (кроме СС-13, СС-15, СС-16 и СС-18, где на давление сепарации значительно влияет давление в системе газосбора), то по предлагаемому графику можно наметить мероприятия по увеличению пропускной способности системы нефтесбора Правдинского месторождения. Рассмотрим некоторые

из них.

Наибольшие гидравлические уклоны, как видно (Рисунок 2), имеются на участках от ЦПС до СС-3 и СС-4. В связи с этим было решено построить новые нефтепроводы параллельно существующим. Проведение данного мероприятия, как видно (Рисунок 2), позволяет снизить давления на СС-3 на 0,4 МПа, СС-4 на 0,2 МПа, что увеличивает добычу жидкости на 490 м<sup>3</sup>/сут. Большой гидравлический уклон существует на участке от СС-20 до СС-21. Это обусловлено отсутствием группового сепаратора на СС-21, продукция скважин которой поступает на групповой сепаратор СС-20. Для снижения газосодержания потока на СС-21 было уменьшено общее количество расхода рабочего агента (газа высокого давления), что на 0,17 МПа снизило давление сепарации на СС-20 и позволило получить дополнительно 107 м<sup>3</sup>/сут жидкости.

На СС-11 давление сепарации на 0,4 МПа превышало проектное (1,2 МПа). После предварительного расчета было предложено скважины куста № 5 перевести в общую систему нефтесбора, а не подводить к групповому сепаратору. Это дало возможность снизить давление сепарации на СС-11 на 0,15 МПа, а также буферное давление прежде всего на газлифтных скважинах куста № 5, что увеличило добычу жидкости на 69 м<sup>3</sup>/сут.

На вязкость водонефтяной эмульсии значительно влияет обводненность перекачиваемой продукции. Для водонефтяных эмульсий Правдинского месторождения при росте обводненности до 70 % вязкость увеличивается, а при дальнейшем повышении обводненности — уменьшается. На основе этих закономерностей после предварительных расчетов проводят технологические мероприятия, позволяющие уменьшить гидравлические сопротивления в системе нефтесбора. Например, после снижения дебитов высокообводненных скважин на СС-21, СС-20, СС-19 и СС-18 уменьшилась обводненность, при этом добыча жидкости увеличилась на 60 м<sup>3</sup>/сут, а нефти по указанным СС возросла соответственно на 95,75,80 и 60 м<sup>3</sup>/сут. Увеличение обводненности с 68 до

83 % на СС-13а за счет интенсификации эксплуатации высокообводненных скважин позволило повысить добычу жидкости на 90 м<sup>3</sup>/сут, нефти — на 30 м<sup>3</sup>/сут.

Предварительное опробование различных мероприятий на математической модели позволяет избежать многих ошибок. Например, к Правдинскому ЦПС подключен нефтепровод с Северо-Салымской ДНС, насосы которой после аварийного простоя были включены на полную мощность. Это увеличило давление на входе ЦПС на 0,2 МПа, и 15 СС Правдинского газлифтного комплекса попали в аварийный режим. Нарушилась устойчивая работа технологического комплекса, возникли отрицательные пульсации давлений в газлифтных системах, процесс стал неуправляем, что снизило суммарную добычу жидкости. Расчет этой ситуации на математической модели показал аварийное повышение давления на 13 СС, причем тех же, что и в действительности. Таким образом, своевременная проверка проводимого мероприятия на математической модели позволила бы выполнить его без отрицательных последствий.

На математической модели были рассчитаны потери добычи нефти при закрытии ДНС в связи с установленным планом по утилизации газа (на ДНС газ сжигается). После проведения экономического анализа на основе расчетных данных установлена необходимость применения ДНС, так как потери добычи нефти оказались бы значительно выше потерь от сжигания газа, причем аварийная остановка ДНС привела к темпам падения добычи жидкости, близким к расчетным. Через 6 ч после остановки добыча в северной части Правдинского месторождения снизилась на 10 %, через 18 ч на 14% первоначальной. Вопрос об утилизации газа остается нерешенным, однако закрытие ДНС не только увеличит давления на СС северной части месторождения, но и усложнит бригадный учет добычи нефти. С помощью математической модели было определено оптимальное месторасположение пяти ДНС, необходимость

которых обусловлена организацией пяти бригад вместо двух в ЦДНиГ № 1 НГДУ «Правдинскнефть».

Таким образом, по нашему мнению, для каждой сложной системы нефтесбора необходимо построить математическую модель для оперативного управления работой системы нефтесбора, прогнозирования показателей ее работы (давления, дебита и др.) на перспективу, а также при технических и технологических изменениях в системе, определения «узких мест» в системе нефтесбора и их устранения в результате проведения технологических мероприятий или строительства первоочередных объектов (трубопроводы, ДНС и др.).