

Новые технологии и концепции измерений в области сбора, транспорта и промысловой подготовки продукции добывающих скважин

А.Р. Насибуллин, Н.В. Пестрецов, А.А. Фаткуллин
(ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»), А.Р. Хафизов

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Проблемы предварительного обезвоживания продукции скважин на месторождениях, утилизации попутного газа и измерений параметров продукции нефтяных скважин являются одними из актуальных в нефтяной отрасли.

Проблемы предварительного обезвоживания продукции скважин на месторождениях и пути решения

Анализ существующих технологий по предварительному сбросу воды показывает, что в них отсутствует:

- анализ всей системы сбора продукции скважин и системы ППД;
- возможность подготовки сырой нефти до товарных кондиций, при расположении УПСВ в районе НПС на расстоянии от 5 до 10 км;
- оптимизация системы сбора и первичной подготовки продукций скважин, с целью сокращения количества ДНС, расположенных на близких расстояниях;
- реализация технико-технологических решений по утилизации газа (в свете лицензионных требований);
- очень важные аспекты: измерение количества и качества продукции скважин до сдачи товарной нефти на НПС и обеспечение их метрологических показателей на каждом этапе добычи (на скважине и при подготовке продукции скважин в системе сбора, УПСВ, УПН).

Широкомасштабное внедрение технологических и технических решений по предварительному обезвоживанию продукции нефтяных скважин непосредственно на месторождениях позволило решить одновременно несколько задач:

- значительно снизить балластную перекачку воды вместе с нефтью на ЦПС (центральный пункт сбора) и откачку воды с ЦПС на объекты ППД (поддержания пластового давления);

- разгрузить трубопроводы от ДНС до ЦПС, что позволяет наращивать объем добычи без прокладки дополнительных трубопроводов;
- снизить интенсивность коррозионных процессов от ДНС до ЦПС;
- использовать положительный эффект от закачки в систему ППД более теплой воды, что особенно важно в зимнее время;
- существенно снизить расходы на электроэнергию при перекачке от УПСВ до ЦПС.

Технические решения, приведенные в [1-3], базировались на применении трубных нефтегазовых делителей потока жидкости на нефть, газ, воду, что позволило в короткие сроки решить внедрение предварительного сброса воды путем реконструкции существующих ДНС под УПСВ.

Технические решения и исполнения по трубным конструкциям [2] выполнены конструктивно в громоздком исполнении. Специалистами ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг» предлагается конструкция трубного водогазоотделителя (ТВО-1М), показанная на рис. 1, предусматривающая использование потока газожидкостной смеси в напорном гидродинамическом режиме, с устойчивым формированием отдельных потоков нефти - газа – воды. Расчет диаметра ТВО-1М производится по методике [4], длина труб выбирается из расчета времени пребывания жидкости (нефть + вода) в ТВО в течение 5–20 минут, которое зависит от состояния эмульсии, температуры продукции скважин и варианта подачи реагента-деэмульгатора для интенсификации процесса разделения эмульсии на нефть и воду. Выбор диаметра трубопровода производится по графику, приведенному в [4] в зависимости от расходного газосодержания β и номинальной пропускной способности по жидкости Q_n с использованием формулы

$$\beta = \frac{Q_G}{Q_H + Q_B + Q_G},$$

где Q_G – дебит по газу в рабочих условиях, м³/сут;

Q_H – дебит по нефти, м³/сут;

Q_B – дебит по воде, м³/сут.

Однако ДНС с УПСВ находятся на значительном расстоянии от кустов скважин. Поэтому ряд специалистов, в том числе, специалисты ООО «НПП

«Нефтегазинжиниринг» предложили технико-технологические решения по сбросу воды непосредственно на кустах скважин и со сборного трубопровода (путевой сброс), показанные на рис. 2.

Реализация такой схемы транспорта нефти и её подготовки позволяет максимально сократить объемы перекачки, металлоемкость трубопроводов, увеличить пропускную способность трубопроводов и, как следствие, обеспечить возможность наращивания добычи продукции скважин без строительства дополнительных трубопроводов.

Таким образом, внедрение предварительного обезвоживания нефти непосредственно на промыслах вызывает необходимость в комплексном подходе к решению промысловых задач при подготовке и измерении продукции скважин непосредственно на месторождениях.

Утилизация попутного газа

Поскольку введены лицензионные требования по утилизации попутного газа (ПГ), сжигаемого в факелах, одновременно должны быть введены технико-технологические решения по использованию газа как углеводородного сырья, добываемого вместе с нефтью, а не только как решение экологических задач.

На современном этапе в нефтегазодобывающих регионах РФ на факелах сжигается 10–15 млрд. м³ газа (включая и высоконапорный), в котором практически до 20 % содержатся компоненты, составляющие потенциал нефти (C_{5+В}). Это - ориентировочные показатели, а фактические могут быть значительно выше.

О проблеме в этой сфере свидетельствуют существующий разброс данных от органов, занимающихся статистикой ПГ. Так в отчетности за 2005 г. объем сжигаемого газа по данным Росстата составил 13,1 млрд. м³, Росгеолфонда 13,4 млрд. м³, ЦДУ ТЭК - 14,9 млрд. м³. Одним из пунктов комплекса мер по утилизации газа является в первую очередь - установка приборов учета. По данным [5] в 2006 году из общего объема добытого ПГ практически 25 % было сожжено в России, в составе которого - 7,1 млн. тонн этана, 6,7 млн. тонн пропан-бутана и 13 млн. м³ гелия.

По выражению известного российского ученого В.Г. Шухова: «Топить можно и ассигнациями». У нас не только «топят, а сжигают бессмысленно углеводороды, которые являются ценнейшим сырьем для ГПЗ и нефтехимической промышленности. А из газа надо получать «ассигнации».

Традиционные способы утилизации ПГ путем компримирования, подготовки газа и его транспортирования до ГПЗ, использования на собственные и бытовые нужды не позволили существенно увеличить объемы утилизации газа по следующим причинам: низкая цена ПГ; значительная удаленность месторождения от ГПЗ и сборных газопроводов; недостаточный объем газа для промышленного использования; наличие сероводорода, меркаптанов, азота и других примесей, которые требуют дополнительной подготовки газа до уровня требований [6]. Проектные решения мало увязаны с решением по утилизации газа. То есть, технико-технологические решения должны формироваться для конкретного объекта месторождения с учетом: обустроенности, географического расположения, системы трубопроводов, дорог, физико-химических параметров продукции скважин, компонентного состава нефти и газа, давления, температуры и других параметров.

Такой подход должен решаться на этапе предпроектной проработки технико-технологических решений и бизнес-планов.

На рис. 3 приведены принципиальные технологические схемы по утилизации низко-напорного газа, а на рис. 4 при комплексной утилизации газа с получением товарных компонентов - пропан-бутана, ШФЛУ (C_{5+B}) с УПГ, в том числе, и для моторного топлива, а компоненты C_1 , C_2 на собственные нужды и для получения электроэнергии.

Одним из вариантов утилизации газа является закачка газа в смеси с водой в систему ППД. Этот вариант рассматривается не только как утилизация газа, но и как способ интенсификации добычи нефти - повышение КИН, снижение обводненности и других показателей эксплуатации нефтяных месторождений [7-11].

Измерения параметров продукции нефтяных скважин

Одним из главных факторов, влияющих на эффективность и производительность добычи нефти, является измерение дебита скважин. Знание этого показателя необходимо не только для выбора режима работы скважины, насосного оборудования, технологического учета продукции скважин с требуемой точностью [12], но и на этапе актуализации геологической и промысловой информации по результатам исследований отдельной скважины.

Однако измерения дебита скважин разными замерными установками показали значительные расхождения в замерах от 12 до 25 %. При этом измерения проводились по жидкости, а не по компонентам продукции скважин - по нефти, газу и воде. Данные по замерам дебита скважин предназначены: для управления разработкой месторождения; для диагностики процесса добычи; для распределения продукции скважин по компонентам: нефть - газ - вода.

Предлагается тестовая сепарационная установка, с помощью которой можно измерять фактические параметры продукции добывающих скважин: дебиты по нефти, газу и воде; оценивать потенциал пласта, что является основой для планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи. Практически эти измерения позволят не только прогнозировать, но и учитывать возможное получение массы дегазированной и обезвоженной нефти, поступающей на ДНС, УПН и далее на НПЗ и продажу товара конечным пользователям.

В ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг» проведена проработка нового поколения ИУ со следующими эксплуатационными и метрологическими характеристиками:

- рабочее давление, МПа	до 4,0
- температура, °С	до 60
- вязкость продукции скважины, сСт	до 200
- гидравлические потери тракта ИУ, МПа	скомпенсированы
- исполнение	мобильное
- параметры продукции скважин:	
- дебит, м ³ /сут	до 400
- газовый фактор, м ³ /т	до 400

- обводненность, % до 98

Пределы основной относительной погрешности при измерении:

- массы жидкости $\pm 0,5 \%$
- массы обезвоженной нефти с содержанием воды в сырой нефти:
 - до 70 % об. $\pm 3,0 \%$
 - от 70 до 90 % об. $\pm 7,0 \%$
 - от 90 до 98 % об. $\pm 20,0 \%$
- массы воды $\pm 2,5 \%$
- объема газа (при нормальных условиях) $\pm 1,5 \%$.

На рис. 5 приведена структурная схема ИУ, позволяющая реализовать приведенные показатели.

Выводы

1. Предложен комплексный подход при разработке технико-технологических решений в области сбора, транспорта и промысловой подготовке продукции скважин по нефти, газу и пластовой воде.

2. Приведены технико-технологические предложения по утилизации газа, сжигаемого в факелах, направленные для практической реализации их на промыслах;

3. Предложена концепция тестовой сепарационной установки, с помощью которой можно измерять фактические параметры продукции добывающих скважин с высокой точностью.

Список литературы

1. Пестрецов Н.В., Зайнагабтдинов И.Ф., Амброс В.С., Ненашев В.А., Назаров В.В. Совершенствование технологии предварительного сброса воды в системах сбора продукции скважин на месторождениях АО «Юганскнефтегаз» //Нефтепромышленное дело. – 1995. – № 8. – С. 68-69.

2. Пестрецов Н.В., Атнабаев З.М., Витко О.Т., Левин Ю.А., Шимнявич С.В., Слюсарев Ю.Н. Технология предварительного сброса воды на Тепловском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз» //Нефтепромышленное дело. 1999. № 5. – С. 47.

3. Горячев А.А., Туманов А.П., Кноев А.Я. Сбор и транспорт нефти на небольших по запасам и удаленных от развитой инфраструктуры нефтяных месторождениях // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 46-47.
4. РД 39-0148070-303-85. Руководство по применению технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором. «СибНИИ-ИНП». 1985 – С. 15.
5. Аналитический журнал «Нефть и Капитал», № 11, 2007 г.; раздел «Попутный нефтяной газ»
6. ОСТ 51. 40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
7. Ханс-Юрген Шьенер, Жак де Салис. Современные многофазные насосы и их использование на нефтяных месторождениях // Oil and Gaz Eurasia. – 2006. – № 10. – С.
8. Байков Н.М. Утилизация нефтяного и углекислого газа для повышения нефтеотдачи на месторождениях США и Канады // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 105.
9. Лысенко В.Д Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа в ОАО «РИТЭК» // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 4.
10. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологий водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт в ОАО «РИТЭК» // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 9.
11. Зарипов М.С. Совершенствование технологии водогазового воздействия, подготовки и закачки рабочих агентов в пласт. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2006.
12. Силкина Т.Н., Королев К.Б., Воронков А.А., Комаров В.С. Точность получения параметров при различных видах гидродинамических исследований скважин // НТП Ж. – 2007. – № 10, С. 111-113.