

Научно-исследовательская фирма “БИНГ” предлагает услуги по выполнению работ:

- + Разработка нормативов технологических потерь углеводородного сырья, определение фактических технологических потерь нефти, попутного и природного газа, газового конденсата при добыче, подготовке и межпромысловой транспортировке, подготовка материалов для представления нормативов потерь на утверждение в государственные органы**
- + Измерение газового фактора добывающих скважин по устьевым пробам, комплексные исследования компонентного состава и физико-химических характеристик пластового флюида**
- + Измерение газового фактора по площадкам сепарации с целью определения количества попутного газа, извлекаемого на месторождениях**
- + Испытание и подбор (независимая экспертиза) высокоэффективных реагентов-деэмульгаторов для подготовки нефти, разработка рекомендаций по разрушению высокоустойчивых эмульсий**
- + Разработка нормативов расхода нефти, газа и конденсата на собственные производственно-технологические нужды**
- + Комплекс исследований по повышению достоверности оперативного учета нефти на месторождениях и сборных пунктах (ДНС, КСП, ЦПС)**
- + Снижение давления насыщенных паров нефти посредством барботажа газом на концевой сепарационной установке**
- + Обоснование рациональных уровней использования попутного газа по месторождениям (лицензионным) участкам и по предприятиям в целом**
- + Лабораторные исследования свойств нефти, газа, воды и механических примесей**
- + Определение остатков нефти в трубопроводах системы сбора**
- + Подготовка и выдача исходных данных и научно обоснованных рекомендаций для проектирования новых или реконструкции существующих объектов сбора и подготовки нефти и газа, разработка требований и рекомендаций к системам сбора и промышленной подготовки продукции скважин для включения в проектные документы на разработку нефтяных месторождений**
- + Разработка регламентов ДНС, ЦПС, КНС**
- + Разработка нормативных документов (стандарт предприятия) по вопросам учета, сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды и сопутствующих им процессов на месторождениях нефтедобывающих компаний**

Наш опыт и знания помогут решить многие задачи в области сбора, промышленной подготовки, транспорта и переработки нефти и газа.

Директор ООО “БИНГ”, доктор химии

Александр Гловацкий



РАЗРАБОТКА НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (НЕФТИ, ПОПУТНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА) ПРИ ДОБЫЧЕ, ПОДГОТОВКЕ И МЕЖПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ

Под технологическими потерями понимаются безвозвратные потери нефти (уменьшение её массы) и газа (уменьшение его объема), зависящие от исходных физико-химических свойств пластовых флюидов и степени совершенства используемых технологических процессов, технических средств и ресурсосберегающих мероприятий при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа.

Потери, вызванные нарушением правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования, режимов технологических процессов, авариями технических сооружений, а также ремонтно-восстановительными работами, к технологическим потерям не относятся.

Необходимость разработки нормативов технологических потерь углеводородного сырья регламентируют следующие законы, инструкции, распоряжения Правительства и государственных органов:

- ✓ Закон "О недрах";
- ✓ Постановления Правительства № 921 от 29.12.2001 г., № 76 от 05.02.2007 г., №833 от 7.11.2008 г., №605 от 23.07.2009;
- ✓ Налоговый кодекс РФ, часть 2 от 5 августа 2000 года № 117 ФЗ, глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых», ст. 342 «Налоговая ставка»;
- ✓ «Положение о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору России» (утверждено постановлением Правительства РФ № 401 от 30. 07. 2004 года);
- ✓ Указания Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (приказ № 63 от 13.02.2007 г., письмо № 13-03-09/329 от 19.02.2007);
- ✓ «Административный регламент Министерства энергетики Российской Федерации исполнения государственной функции по утверждению нормативов технологических потерь углеводородного сырья» (приказ №121 от 22.04.2009 г., зарегистрирован в МинЮсте РФ 29.06.2009 г. № 14149).



Отсутствие данных о фактических и нормативных технологических потерях в соответствии с вышеуказанными документами может привести к тому, что недропользователь (нефтедобывающее предприятие, компания) получит замечания и предписания со стороны инспектирующих органов (Ростехнадзор, аудит, налоговая служба), подвергнется штрафным санкциям, не сможет согласовать планы горных работ, обосновать льготную ставку НДС и т.д.

В соответствии с требованиями перечисленных документов работа выполняется ежегодно.

Разработка нормативов технологических потерь производится на базе исследований по определению фактических технологических потерь с проведением полного комплекса промысловых и лабораторных исследований, динамики развития месторождений по уровню добычи, планируемых изменений системы сбора и подготовки нефти и газа, промыслового обустройства и планируемых мероприятий по ресурсосбережению.

Нормативы потерь предназначены как для включения в состав планов горных работ, так и для обоснования нулевой ставки НДС.

Для направления в Минэнерго РФ нами оформляется обоснование нормативов технологических потерь, в соответствии с требованиями «Административного регламента...» и Департамента добычи и транспортировки нефти и газа.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО ФАКТОРА И СВОЙСТВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО УСТЬЕВЫМ ПРОБАМ

Целью работы является определение газового фактора, компонентного состава и физико-химических характеристик пластовых флюидов по отдельным добывающим скважинам.

Предлагаемый метод является альтернативой исследования скважин путём отбора глубинных проб, позволяет существенно сократить время и финансовые затраты на проведение исследований, а также оценить газовый фактор с учетом прорыва газа газовой шапки. Метод основан на отборе и анализе части потока с устья, привлекает своей простотой, компактностью аппаратуры и низкой стоимостью выполнения работ.

Метод предусматривает использование устьевого пробоотборного устройства (патент №9110, позволяющего гомогенизировать поток газожидкостной смеси и отобрать часть его, в сепаратор, где происходит разгазирование этой смеси, с последующим определением объемов газовой и жидкой фаз. В процессе измерений отбираются пробы газа и жидкости для последующего хроматографического анализа, а также для рекомбинации пластовой смеси и ее исследования с использованием аппаратуры высокого давления.



Определение газового фактора указанным способом возможно для фонтанных скважин, скважин оборудованных ЭЦН, с обводненностью до 95%. Данный способ не требует проведения на скважине предварительных работ и позволяет производить весь комплекс замеров **без остановки скважины**.

При выдаче данных по свойствам пластового флюида скважины величина газосодержания принимается по результатам разгазирования в стандартных условиях, либо, по желанию заказчика, при условиях сепарации, идентичных условиям действующей схемы подготовки нефти (ДНС, УПН, ЦПС и т.д.).

Все работы по доставке, монтажу оборудования, замерам параметров и отбору проб выполняются собственными силами, на собственном автотранспорте, в соответствии с методикой, разработанной ООО «БИНГ» (утверждена в ФГУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации №363 от 18.08.2010г.) с использованием поверенных средств измерения.

Исследование термодинамических свойств выполняется на установке высокого давления фирмы Chandler Eng, model 3000-G PVT system. Определение компонентного состава производится хроматографическими методами на приборах HP 5890 Series II и Varian 3900 CP.

Результаты промысловых и лабораторных измерений обрабатываются и представляются в стандартной форме технического отчета где приводятся результаты, полученные при промысловых замерах и при исследовании рекомбинированных проб для определения газосодержания и газового фактора продукции скважин при различных параметрах разгазирования, физико-химических характеристик флюидов в условиях пласта и на поверхности, компонентных составов нефти и нефтяного газа.



ИЗМЕРЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ ПО ПЛОЩАДКАМ СЕПАРАЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ИЗВЛЕКАЕМОГО ПОПУТНОГО ГАЗА, ЕГО СОСТАВА И СВОЙСТВ

Необходимость проведения работ по определению газовых факторов по месторождениям нефтедобывающих компаний продиктована возрастающим вниманием к проблемам экологического контроля за выбросами в атмосферу, необходимостью контроля за разработкой месторождений, своевременному обнаружению и исключению нежелательных явлений, как то прорыв газа газовых шапок, внутрислоевого разгазирование и тому подобных, повышению уровня использования газа, изложенных в “Перечне поручений Президента Российской Федерации” по результатам совещания по экономическим вопросам 6 августа 2007 г. (№ Пр-1461).

На практике определение газовых факторов сводится к задаче замера расхода газа в трубопроводах, отходящих от площадки сепарации и определению остаточного газосодержания нефти.

Основным методом при определении газовых факторов является метод с применением напорных трубок Пито, регламентируемый ГОСТ 8.361-79 «Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы».

Расход газа определяется из следующих параметров: избыточного давления в трубе, температуры газа, внутреннего диаметра трубопровода, плотности и линейной скорости. Давление, температура и диаметр определяются прямым замером, плотность определяется по результатам хроматографического анализа пробы газа в точке замера, и, в конечном итоге, проблема сводится к замеру линейной скорости потока в трубопроводе.

Определение газовых факторов всей системы сепарации производится путём суммирования величин газовых факторов отдельных ступеней сепарации с добавлением остаточного газа, содержащегося в жидкости, прошедшей площадку.

Наши методы и оборудование позволяют измерить количество газа и его влажностное содержание в т.ч. в факельных линиях низкого давления, где невозможно применение стационарных датчиков измерения вследствие невысоких линейных скоростей.

Измерения проводятся с помощью трубок Пито, которые изготовлены в соответствии с сертификатом Госстандарта России RU.C.29.010AN9819.

Измерение влажностного содержания осуществляется с помощью multifunctional прибора testo 445 с зондом типа «датчик влажности».

Измерительные средства проходят ежегодную поверку. Вторичные приборы имеют аттестаты стандартизации и метрологии. Класс точности приборов не ниже 1,0.

В ходе работы отбираются пробы газа в специальные контейнеры герметичным способом под давлением, либо через гидрозатвор.

В лабораторных условиях выполняются подробные анализы компонентного состава (на приборах Hewlett-Packard 5890 и Varian CP 3800) и физико-химических свойств газа, такие как процентное содержание ценных сырьевых компонентов, плотность, теплоемкость, удельная теплота сгорания, необходимые для оценки потребительских свойств газа для последующего выбора вариантов его переработки или иного использования.

Возможно определение содержания сероводорода, метилмеркаптана, остаточного газосодержания нефти после площадок сепарации и других дополнительных параметров.



ИСПЫТАНИЕ И ПОДБОР (НЕЗАВИСИМАЯ ЭКСПЕРТИЗА) ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ РЕАГЕНТОВ-ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО РАЗРУШЕНИЮ ВЫСОКОУСТОЙЧИВЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Специалистами ООО «БИНГ» с 1992 года ведутся работы по подбору деэмульгаторов, определению их удельных расходов, совершенствованию технологии дозирования. Были испытаны сотни образцов реагентов, выпускаемых фирмами Германии, США, Голландии, Японии, Франции, Великобритании и множество отечественных образцов.

Анализ ситуации с применением деэмульгаторов нефтяными компаниями показывает, что в большинстве случаев марка используемого реагента, способ и места его подачи далеки от оптимальных, вследствие чего предприятия несут неоправданные финансовые расходы, приобретая избыточно дорогие продукты и завышая их дозировки.

Проведение предлагаемых исследований позволяет без дополнительных финансовых затрат и без изменения набора технологического оборудования решить ряд технико-экономических проблем:

- Сократить затраты на деэмульгатор;
- Увеличить глубину предварительного сброса воды на УПСВ;
- Повысить качество подготавливаемой нефти на ЦПС;
- Понизить температуру подготовки, увеличить выход товарной нефти;
- Уменьшить число технологических резервуаров, сократить потери нефти от испарения;
- Повысить качество очистки попутнодобываемой воды, сократить унос нефти с водой;
- Понизить вязкость перекачиваемой жидкости за счет трубной (путевой) деэмульсации и увеличить пропускную способность труб внутрипромыслового транспорта;
- Оценить совместимость деэмульгатора с другими химреагентами, применяемыми на месторождении;
- Проверить качество деэмульгатора из промышленной партии по сравнению с образцами, ранее предоставленными для лабораторных и опытно-промышленных испытаний;
- Выбрать методы разрушения высокоустойчивых (ловушечных) эмульсий и мероприятия по предотвращению их образования.

Наше предприятие не связано договорными отношениями ни с одним производителем или поставщиком реагентов и гарантирует получение достоверных и объективных результатов. Возможно проведение «слепых» тестов на образцах, предоставляемых заказчиком под номерами, без сообщения марки испытываемых реагентов.

Испытания выполняются непосредственно на месторождении на свежих эмульсиях.

Выбор наиболее эффективных деэмульгаторов производится на основании лабораторных исследований с учетом свойств сырья и уточняется при опытно-промышленных испытаниях на действующей технологии. Выбор ведется по совокупному показателю цена-активность.

При комплексном подходе к подбору деэмульгатора можно существенно сократить расходы на его приобретение.



РАЗРАБОТКА НОРМАТИВОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСХОДА НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА СОБСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При разработке и эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих предприятий часть нефти, попутного и природного газа, газового конденсата используется на собственные производственно-технологические нужды при проведении капитальных и подземных ремонтов скважин, выполнении технологических операций по интенсификации добычи нефти, в качестве топлива на выработку тепловой энергии при бурении нефтяных скважин, сборе и подготовке углеводородного сырья, для производства тепловой энергии, выработки электроэнергии электростанциями для собственных нужд и т.д.

В связи с аудиторскими проверками нефтедобывающих предприятий по вопросам рационального использования топливно-энергетических ресурсов (энергоаудит), нами разрабатываются и утверждаются в установленном порядке для добывающих предприятий нормативы расхода углеводородного сырья на собственные нужды.

Расход (потери) углеводородного сырья на проведение какой-либо операции – это количество углеводородного сырья, которое теряется (испаряется, остается в пласте, сжигается и т.д.) при проведении технологической операции, т.е. не возвращается обратно в систему сбора и подготовки.

Нормативы расхода углеводородного сырья на собственные производственно – технологические нужды необходимы для обоснованного списания балансовых запасов нефти, газа, конденсата, составления материальных балансов по предприятию, разработки мероприятий по сокращению потерь нефти и конденсата, повышению уровня использования попутного газа.

Расходы нефти, газа, конденсата на собственные нужды должны ежегодно включаться в «План горных работ» и «Отчет об исполнении плана горных работ», которые согласовываются с органами Ростехнадзора. Соответственно, данная работа выполняется ежегодно.



Расчет нормативов использования и расхода углеводородного сырья на собственные производственно - технологические нужды выполняется отчетно-статистическим и расчетно-аналитическим методом. Для расчетов используется банк исходных

данных, предоставленных предприятием Заказчика.

При разработке нормативов использования и расхода нефти, газа и газового конденсата на собственные производственно-технологические нужды учитываются специфические условия, присущие конкретному нефтегазодобывающему предприятию.

Разработка нормативов выполняется нами на основании действующих руководящих документов, которые входят в состав «Сборника руководящих документов по методике определения норм использования нефти на собственные технологические нужды нефтегазодобывающих организаций», введенного в действие Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 26 от 1 февраля 2002 года, РД 153-39.0-111-2001 «Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий».

РАЗРАБОТКА ПЕРЕСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО УЧЕТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И СБОРНЫХ ПУНКТАХ (ДНС, КСП, ЦПС)

В большинстве случаев подготовленная и сдаваемая товарная нефть является смесью нефтей, добываемых не только с разных пластов, месторождений, но и разными нефтедобывающими предприятиями или цехами и бригадами. При этом ведется учет как подготовленной товарной нефти, так и оперативный учет добываемой сырой нефти, поступающей на объекты подготовки и сдачи.

В отличие от учета подготовленной товарной нефти задача учета сырой нефти более сложна и сопряжена с рядом особенностей. Суть проблемы состоит в том, что в отличие от товарной нефти, соответствующей требованиям ГОСТ, сырая (неподготовленная) нефть может содержать сколь угодно много механических примесей, солей, воды, растворенного и свободного газа. На каждый из этих компонентов необходимо вводить поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение массы нефти при удалении из нее данного компонента в процессе товарной подготовки. На практике нам не приходилось сталкиваться с наличием свободного газа в учитываемой сырой нефти. Определение количества солей, механических примесей и воды вообще не представляет научного интереса, так как без проблем осуществляется в промысловых лабораториях по давно существующим и отработанным методикам. Основной задачей повышения достоверности оперативного учета нефти является задача вывода поправочного коэффициента, учитывающего влияние на массу сырой нефти растворенного в ней газа.

Так как качество сырой нефти, откачиваемой с ДНС, где, как правило, и ведется её оперативный учет, не регламентируется, в ней может содержаться вода и остаточный газ. Кроме этого, при подготовке нефти до товарных кондиций на ЦПС (УПН) при нагреве растворенный газ выделяется из нефти, уменьшая её массу.

В свете положений Федерального закона от 27.07.2006 № 151-ФЗ недропользователь должен осуществлять учет добытой нефти как по отдельным скважинам, так и по лицензионным участкам и месторождениям.



Поправочные коэффициенты при измерении количества сырой нефти определяются в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», введенного в действие с 01.03.2006 г., согласно которому должны использоваться поправочные коэффициенты, учитывающие содержание свободного и растворенного газа (поправку на газ, выделяющийся при подготовке нефти).

Количество свободного газа определяется в условиях трубопровода прибором УОСГ-100 (Госреестр № 16776-06). Количество растворенного газа определяется в лаборатории с учетом технологических параметров товарной подготовки нефти

Результаты работы позволяют исключить дебаланс между оперативными и коммерческими узлами учета нефти.

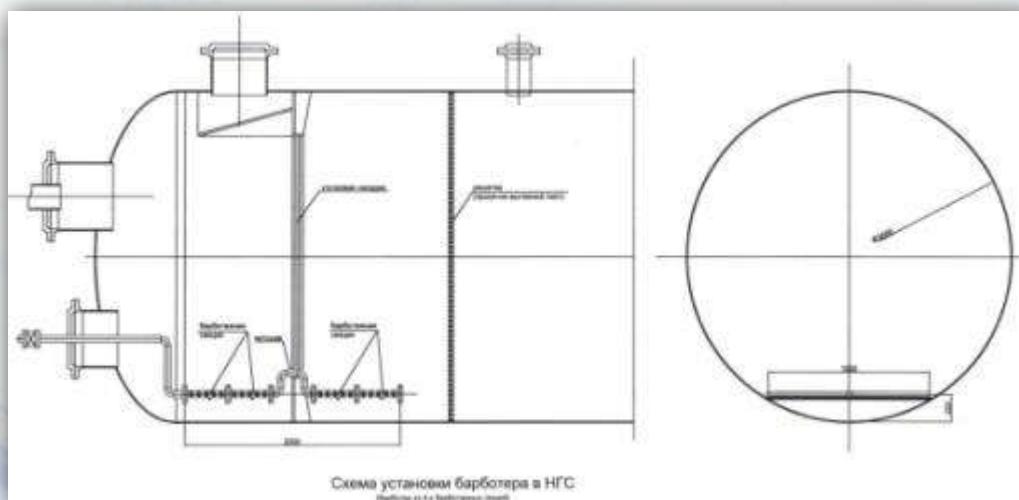
СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ НЕФТИ ПОСРЕДСТВОМ БАРБОТАЖА ГАЗОМ НА КОНЦЕВОЙ СЕПАРАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ

Чтобы выполнить требования ГОСТа Р 51858-2002 по ДНП многие нефтедобывающие предприятия вынуждены повышать температуру подготовки нефти до 40-50°C, что приводит к уменьшению выхода товарной нефти.

Нами предложен простой, недорогой, не требующий строительства нового оборудования (при некоторой модернизации существующего) с минимальными эксплуатационными затратами, способ снижения ДНП посредством барботажа нефти в концевой сепарационной установке газом первой ступени.

Завершенный процесс сепарации нефти предполагает установление на последней ступени термодинамического равновесия между жидкостью и газом, при котором истинное давление насыщения равно давлению сепарации. Фактически в промысловых условиях при сепарации легких нефтей истинное давление насыщения нефти после концевой сепарационной установки (КСУ) выше давления сепарации. Это свидетельствует о том, что система находится в неустойчивом, метастабильном состоянии и содержит определенное количество легких углеводородов, в результате чего ДНП может быть значительно выше требуемых ГОСТом 500 мм рт.ст.

Эффективным средством разрушения метастабильности является подача газа первой или предыдущих ступеней, или от постороннего источника (например, из сборного газопровода) на вход аппаратов КСУ. При этом подаваемый газ является перемешивающим агентом, способствующим разрушению метастабильного состояния нефти. Подаваемый газ, состоящий в основном из легких углеводородов, разбавляет газ концевой ступени, содержащий более тяжелые углеводороды, чем снижает в газовой фазе парциальное давление компонентов, выделившихся на концевой ступени. При этом парожидкостное равновесие смещается в сторону более полного выделения углеводородов C_3+ из нефти.



Данная технология изложена в РД 39-0148070-389-87-Р "Руководство по применению технологии сепарации нефти с легким углеводородным составом на концевой ступени". На устройство получен патент RU 33515 U1. Барботёр может быть изготовлен силами нефтедобывающего предприятия.

Эффект снижения ДНП достаточный для преодоления барьера 500 мм рт.ст. получается, как правило, на уровне 5 м³/т. В настоящее время технология и устройства барботирования нефти газом внедрены и успешно работают на следующих объектах подготовки нефти: УПН Потанайская ОАО "Хантымансийскнефтегазгеология", ЦПС Хохряковский ОАО "Варьёганнефтегаз", УПСВ Западно-Варьёганская ООО "Белые Ночи", УПН Варынского месторождения ОАО "Негуснефть".

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ (ЛИЦЕНЗИОННЫМ) УЧАСТКАМ И ПО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМ ПРЕДПРИЯТИЯМ В ЦЕЛОМ

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом нефтедобычи и представляет собой смесь газо- и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяющихся из пластовой нефти при ее разгазировании.

Требования по уровню использования попутного газа определяются в лицензионных соглашениях на разработку нефтяных месторождений. В соответствии с этими соглашениями устанавливается базовый уровень использования попутного газа. Однако на практике по российским нефтяным компаниям этот норматив далеко не всегда выдерживается. Это обусловлено следующими факторами: низкой рентабельностью или убыточностью поставки попутного газа на газоперерабатывающие заводы; значительными затратами для достижения установленного уровня использования попутного газа на отдаленных от ГПЗ месторождениях; отсутствием собственных мощностей по переработке попутного газа и объектов транспорта продуктов переработки; отсутствие иных, кроме традиционных, направлений использования попутного газа (котельные, подогреватели нефти). В связи с этим многие нефтегазодобывающие предприятия вынуждены сжигать попутный газ в факелах.



Однако сжигание газа в факелах приводит к ухудшению экологической обстановки вследствие выбросов вредных веществ, образующихся при сжигании, в атмосферу и влечет за собой экономический ущерб в виде платы за загрязнение окружающей среды.

Кроме того, необходимость контроля и повышения уровня использования попутного газа регламентируется указаниями и постановлениями государственных и региональных контролирующих органов:

- «Перечень поручений Президента Российской Федерации» по результатам совещания по экономическим вопросам 6 августа 2007 г. (№ Пр-1461).
- Закон «О недрах»;
- «Правила охраны недр» ПБ 07-601-03 (утверждены Федеральным горным и промышленным надзором России № 71 от 6 июня 2003 года);
- Годовой отчет по форме № 1 - ЛС согласно постановлению Госкомстата РФ № 106 от 01.12.2003 года «Об утверждении форм федерального государственного статистического наблюдения для организаций МПР России за выполнением условий пользования недрами при добыче углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых».

Отсутствие данных по величине коэффициентов утилизации попутного нефтяного газа может явиться причиной для пересмотра или аннулирования лицензии на право пользования недрами. Целью выполнения работы является обоснование уровней (коэффициентов) использования попутного нефтяного газа по месторождениям (лицензионным) участкам и по нефтегазодобывающим предприятиям в целом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТКОВ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ СИСТЕМЫ СБОРА



Учет остатков осуществляется путем замера фактических (натурных) остатков в буферных, сырьевых и товарных резервуарах. Остатки нефти в технологических резервуарах, трубопроводах, аппаратах подготовки нефти и воды и амбарах определяются расчетным путем.

Порядок определения остатков нефти изложен в РД 39-30-627-81 “Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях”.

Остатки подразделяются на технологические, “мертвые” (немобильные) и товарные.

Технологические остатки – минимальные объемы нефти в аппаратах и резервуарах, необходимые для обеспечения поддержания нормального технологического режима в

системах сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды, а также для обеспечения непрерывности нормального технологического процесса.

“Мертвые” (немобильные) остатки – объем нефти в резервуарах ниже верхней образующей приемо-раздаточного патрубка и в трубопроводах.

Товарные остатки – это разница между общим количеством остатков нефти и суммой технологических и “мертвых” остатков. Товарные остатки могут быть только в резервуарах.

Наибольшую долю остатков нефти составляют “мертвые” (немобильные) остатки в трубопроводах. Согласно п. 11.2 РД 39-30-627-81 количество “мертвых” остатков нефти в трубопроводах (Q_{tm}) определяется вместимостью трубопроводов от устья скважин до пунктов сдачи нефти.

Вместимость трубопроводов определяется расчетным путем.

В расчетах сложно определить коэффициент заполнения K трубопроводов системы нефтесбора, по которым движется газожидкостная смесь в двухфазном состоянии. В РД 39-30-627-81 порядок определения данного коэффициента не рассматривается, также не дается ссылка на соответствующий документ. Поэтому особое внимание уделяется определению коэффициента заполнения трубопроводов системы нефтесбора.



ПОДГОТОВКА И ВЫДАЧА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И НАУЧНО ОБОСНОВАННЫХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НОВЫХ ИЛИ РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА, РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ И РЕКОМЕНДАЦИЙ К СИСТЕМАМ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ВКЛЮЧЕНИЯ В ПРОЕКТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Необходимые обследования и промысловые исследования выполняются специалистами с применением специального оборудования, транспортируемого на собственных автомашинах.

Отобранные пробы нефти, газа и воды доставляются в Тюмень для проведения лабораторных исследований.

В результате выполнения работы выдаются принципиальные схемы и оптимальные технологические параметры (производительность, давление, температура, удельные расходы химреагентов и др.) для объектов сбора и подготовки нефти и газа, рекомендуемое оборудование, а также данные по свойствам нефти, газа, воды, такие как, для нефти: плотность, вязкость, фракционные, компонентные и химические составы, температура застывания, давление насыщенных паров, газовый фактор, в т.ч. по ступеням сепарации; для газа: теплота сгорания, число Воббе, теплопроводность, влагосодержание, содержание сероводорода; для воды: тип (по Сулину), минерализация, pH, сухой остаток, формула солевого состава и др.

Для формирования рекомендаций по методам использования и транспортирования попутного газа, на месте может быть измерено количество газа на ступенях сепарации.

Исследования с целью подбора наиболее эффективных и экономичных реагентов-деэмульгаторов из числа предлагаемых зарубежными фирмами и отечественными производителями, проводятся в лабораторных условиях, на эмульсиях на основе проб нефти, доставленных в Тюмень. Предлагаются способы дозирования деэмульгатора.



Разработка принципиальной технологической схемы сбора и подготовки нефти выполняется с учетом возможных осложняющих факторов (аномально устойчивые водонефтяные эмульсии, высокий газовый фактор, высокая вязкость нефти, повышенное ДНП и др.). Особое внимание уделяется минимизации капитальных вложений.

ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ВОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

ООО «БИНГ» выполняет определение физико-химических свойств и компонентного состава исходного углеводородного сырья (газ попутный или природный, углеводородный конденсат, нефть), исследование попутно добываемых и сточных вод, исследование отложений на нефтепромысловом оборудовании.

Пробы нефти и газа отбираются специалистами ООО «БИНГ» в специальные контейнеры герметичным способом под давлением, либо через гидрозатвор. Возможен анализ проб, отобранных Заказчиком.

Хроматографический анализ компонентного состава нефти, конденсата и газа проводится на приборах Hewlett-Packard 5890 и Varian CP 3800. Прочие физико-химические свойства, определяемые на современном импортном оборудовании:

Исследование нефтей и конденсатов

Определение плотности

Определение содержания воды в нефти

Определение содержания хлористых солей

Определение содержания серы

Определение количества и состава механических примесей

Определение фракционного состава нефти

Определение содержания парафина

Определение вязкости нефти

Реологические исследования нефти

Определение давления насыщенных паров

Определение содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптанов

Определение температур текучести и застывания

Определение зольности

Определение кислотности и кислотного числа

Определение температуры вспышки в закрытом тигле

Определение температур вспышки и воспламенения в открытом тигле

Определение молярной массы

Определение содержания смол

Определение содержания асфальтенов

Определение компонентного состава

Исследование водонефтяных эмульсий

Определение агрегативной устойчивости водонефтяных эмульсий

Моделирование процесса обезвоживания нефти (подбор технологических параметров)

Тестирование и подбор реагентов-деэмульгаторов

Определение дисперсного состава водонефтяных эмульсий

Исследование газов

Определение компонентного состава газов, расчет плотности, молярной массы, теплоты сгорания

Определение остаточного газосодержания нефти

Определение содержания сероводорода, метилмеркаптана

Исследование попутно добываемых и сточных вод

Определение физико-химических свойств и ионного состава попутно добываемых и сточных вод

Определение совместимости вод

Исследование отложений на нефтепромысловом оборудовании

Выделение органической и неорганической составляющих

Исследование отложений на нефтепромысловом оборудовании

