

Определение остатков нефти в системе сбора и подготовки

Порядок определения остатков нефти изложен в РД 39-30-627-81 "Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях". Расчет остатков в сепарационном, отстойном и ёмкостном оборудовании (сепараторы, отстойники, резервуары и т. д.) подробно описан в руководящем документе и сводится к набору арифметических действий. Сложной инженерной задачей является определение остатков нефти в трубопроводах системы сбора и межпромыслового транспорта.

Реальная система нефтесбора, обеспечивающая поступление нефти, газа и воды от скважин на ДНС, состоит из трубопроводов различных диаметров, соединенных по разветвленной схеме. Фактическая загрузка трубопроводов, как правило, ниже проектной, которая соответствует максимальной добыче жидкости.

В систему нефтесбора постоянно поступает газожидкостная смесь, которая транспортируется по трубопроводам в виде двухфазного (газ – водонефтяная эмульсия) или трехфазного (газ – водонефтяная эмульсия – свободная вода) потока, который разделяется в сепараторах первой степени ДНС на газовый и жидкостный потоки. То есть, в системе нефтесбора постоянно присутствует свободный газ, количество которого отражается коэффициентом заполнения трубопровода жидкостью.

Коэффициент заполнения трубопровода нефтью зависит не только от удельного количества свободного газа, выделившегося из нефти и приведенного к рабочим условиям, но и от обводнённости нефти.

В РД 39-30-627-81 порядок определения коэффициента заполнения трубопровода не рассматривается, также не дается ссылка на соответствующий документ.

Основной целью описываемых исследований является определение коэффициента заполнения трубопроводов системы нефтесбора. Основные этапы работ включают:

- 1. Обследование системы нефтесбора, сбор данных, построение графиков высот (профиля), определение мест врезок в трубопроводы.**
- 2. Изготовление врезок в трубопроводы.**
- 3. Проведение промысловых исследований. Определение типа течения газожидкостной смеси в местах врезок, выявление расслоений, замер заполнения трубопровода по фазам, отбор проб по слоям (газ, нефть, эмульсия, вода).**
- 4. Анализ отобранных проб, определение обводнённости эмульсии, содержания нефти в воде, компонентного состава нефти.**
- 5. Расчет коэффициентов заполнения нефтепроводов в пересчете на товарную нефть, определение остатков нефти в трубопроводах.**

Окончательный план проведения исследований утверждается по согласованию с Заказчиком в зависимости от поставленных задач, протяженности и разветвленности системы нефтесбора, объемов финансирования и т.д.

1. ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА, СБОР ДАННЫХ, ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ВЫСОТ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДАХ

Основной характеристикой многофазного потока, сравнительно легко определяемой визуально и оказывающей значительное влияние на его гидродинамические параметры, является форма течения. Она зависит от объемного содержания фаз в потоке смеси, скорости движения, физических свойств фаз, диаметра трубы и ее положения в пространстве, направления потока и других факторов.

Можно отметить следующие основные формы течения газожидкостных смесей в горизонтальных и наклонных трубах:

- 1) пузырьковая, характеризующаяся движением отдельных пузырьков газа вдоль верхней образующей трубы при малой скорости течения и весьма малых газосодержаниях;
- 2) расслоенная, характеризующаяся послойным движением газа и жидкости с плоской и волновой границей раздела при малой скорости течения и средних газосодержаниях;
- 3) пробковая, характеризующаяся чередованием газовых и жидкостных пробок;
- 4) пробково - диспергированная, характеризующаяся чередованием газовых пробок, содержащих мельчайшие капельки жидкости, и жидкостных пробок, содержащих пузырьки окклюдированного газа;
- 5) диспергированная, характеризующаяся довольно равномерным распределением пузырьков газа по всему потоку при высокой скорости течения и малом газосодержании;
- 6) пленочно - диспергированная (кольцевая), характеризующаяся струйным движением газа в ядре потока и части жидкости в виде пленки на стенке, а другой части — в капельном виде вместе с газом, при высоких газосодержаниях и весьма высоких скоростях.

В рамках данной работы целесообразно все многообразие форм течения газожидкостных смесей разделить на три: **разделенную, перемежающуюся и дисперсную.**

На рис. 1 показано моделирование расслоенного (разделённого) режима течения газожидкостной смеси в трубопроводе.

Выявление формы течения газожидкостной смеси в трубопроводе с наибольшей точностью возможно посредством прямых замеров путем погружения зонда внутрь трубопровода.



Рис.1. Модель трубопровода с нисходящими и восходящими участками.

Нисходящие участки заполнены газом – труба прозрачная. Восходящие участки заполнены подкрашенной водой – темные участки

Для определения мест врезок в трубопроводах целесообразно провести сбор данных путём непосредственного обследования системы сбора по линии залегания трубы. Для осуществления этого необходим объезд линии залегания трубы по поверхности. На данном этапе предпочтительно использовать транспорт Исполнителя, но в случае невозможности проезда легковыми автомобилями типа Mitsubishi L200 или Toyota Land Cruiser 80, необходимо использовать транспорт Заказчика.

В результате проведенного обследования будет построена поверхностная план-схема обследованного трубопровода (рисунок 2).

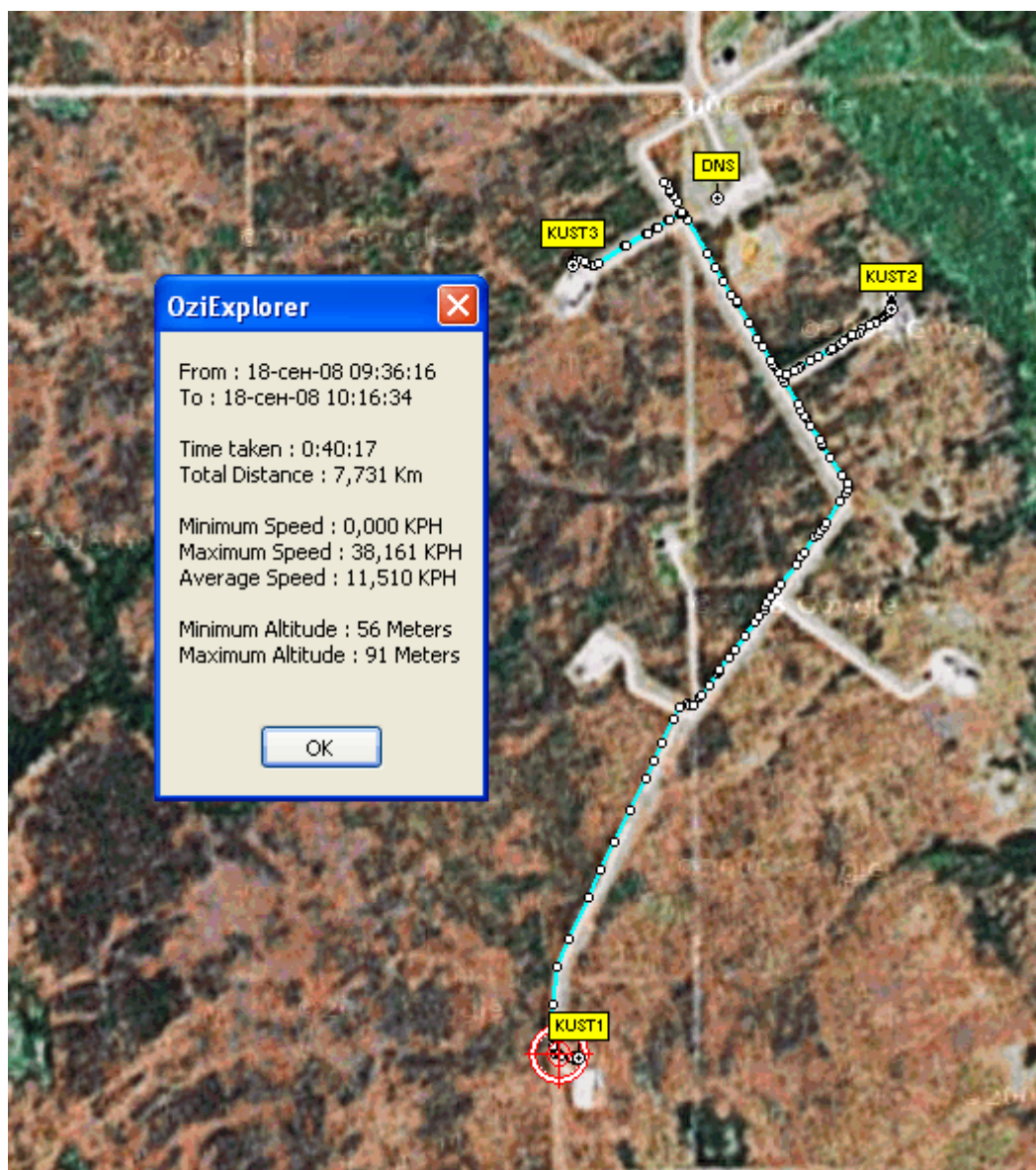


Рис. 2. Пример план-схемы обследуемого трубопровода

По тем же данным строится кривая высот (профиль трассы) обследованного нефтепровода, по которой выявляются нисходящие и восходящие участки трубопровода, точки минимумов и максимумов высот (рисунок 3).



Рис.3

Данные, представленные на рисунках 2 и 3 сняты при движении автомобиля по автодороге, не соответствуют положению реального трубопровода и приведены в настоящем тексте исключительно в наглядных целях.

Данные снимаются при помощи GPS на основе 20-ти канального приемника SiRFstarIII, который обеспечивает достаточную точность для решения поставленной задачи.

По результатам анализа план - схемы и высотного профиля, с учётом пожеланий Заказчика, намечаются точки врезки в трубопровод:

1. При подводе трубопровода с продукцией скважин, отличающейся по характеристикам (обводнённость, газовый фактор, состав нефти) от основного потока, например с куста, разрабатывающего другой пласт - 3 точки: до подвода, после подвода и на подводимой трубе.
2. При существенных колебаниях уровня высоты – 3 точки: верхняя, нижняя и средняя. При этом локальными возвышениями (секущие задвижки, крановые узлы), а также глубиной залегания трубопровода относительно поверхности земли можно пренебречь.
3. Контрольные точки в конце каждой из обследуемых «веток» и одна на входе ДНС.

Для облегчения проезда автотранспорта, этап 1 (обследование системы нефтесбора, сбор данных, построение графиков высот, определение мест врезок в трубопроводы) предпочтительно осуществить в зимний период.

2. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ

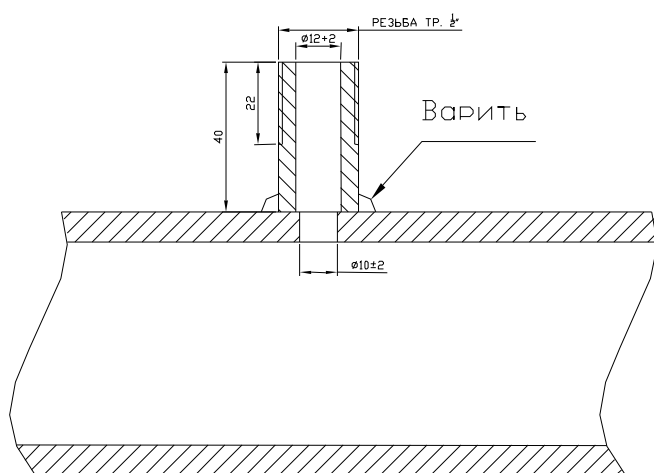


Рис.4. Эскиз врезки

Врезка в трубопровод представляет собой стандартный патрубок 1/2" с наружной резьбой под полнопроходной шаровый кран, с отверстием в трубопровод диаметром 10 ± 2 мм (рисунок 4).

Врезка выполняется на верхней образующей горизонтального участка трубопровода. На расстоянии 10 диаметров трубы до и после точки врезки не должно

быть никаких «возмутителей» потока (секущих устройств, колен, отводов).

Пример подобной врезки изображен на рисунке 5, только для данной работы необходим не вентиль, а полнопроходной шаровый кран, аналогичный изображенному на рисунке 6.



Рис. 5. Пример врезки в трубопровод

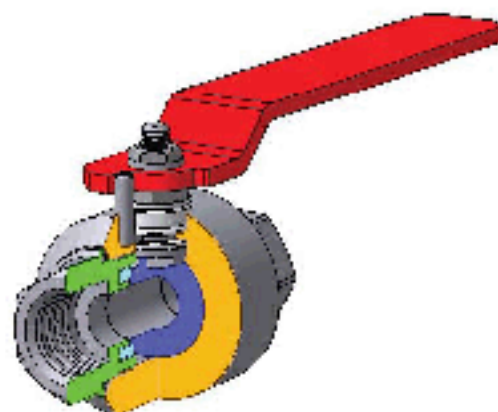


Рис.6. Шаровый кран в разрезе

Количество и места выполнения врезок определяются по окончании выполнения этапа 1 и согласовываются между Исполнителем и Заказчиком.

Приобретение кранов по спецификации, соответствующей условиям эксплуатации трубопроводов (диапазон давления, температуры и т.д.), монтаж кранов и выполнение врезок производится силами Заказчика по эскизам и техническим условиям, выдаваемым Исполнителем и согласованным с Заказчиком.

Возможен вариант приобретения, установки кранов и выполнения «холодной врезки» посредством засверловки через сальник силами Исполнителя.

3. ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

На шаровый кран Ду-15 монтируется сальниковое устройство, позволяющее вводить в трубопровод пробоотборный зонд (рисунок 7, 8).



Рис. 7. Пробоотборный зонд с сальниковым устройством

С помощью пробоотборного зонда определяется тип потока в трубопроводе: разделенный, перемежающийся (пробковый) или дисперсный.

В случае разделённого потока выявляется наличие свободной газовой фазы и свободной воды, замеряется положение (глубина) раздела фаз по сечению трубопровода и оценивается доля фаз. Отбираются послойные пробы для

определения свойств отдельных составляющих, в частности: газосодержания жидкости, обводнённости эмульсии, компонентного состава газа и нефти.

В случае перемежающегося (пробкового) типа движения определяется интервал чередования жидкости и газовых пробок, отбираются пробы жидкости и газа.



В случае дисперсного потока (плотная сплошная пена), определяется газосодержание потока путём отделения газа с использованием малогабаритного калиброванного сепаратора в комплекте с газовым счетчиком объемно-диафрагменного типа (GS-4 или аналог). Отбирается проба жидкости и газа.

При любом типе потока в процессе проведения исследований отбирается проба газа для анализа компонентного состава, пробы жидкости - в одном случае 3 пробы: нефть, эмульсия, вода, во втором и третьем случае по одной пробе эмульсии для определения обводнённости и анализа компонентного состава обезвоженной нефти.

Также во время проведения промысловых исследований фиксируются давление и температура потока в точке отбора, температура окружающего воздуха, необходимые для введения поправок к коэффициентам заполнения на сжатие/расширение газовой фазы в трубопроводе.

Рис. 8. Схема послыонного исследования потока жидкости

Для последующего пересчета количества нефти в системе

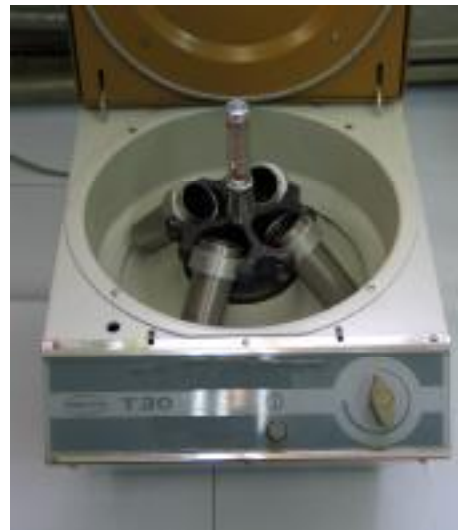
нефтепровода на товарную нефть, с учетом уменьшения её массы при переходе части нефти в газовую фазу при подготовке на ДНС, фиксируются параметры подготовки нефти (давление и температура по ступеням сепарации на ДНС).

Проведение промысловых исследований (этап 3) желательно запланировать на тёплое время года, во избежание возникновения проблем с отбором водонефтяной смеси вследствие застывания воды и затвердения парафинов в процессе отбора.

4. АНАЛИЗ ОТОБРАННЫХ ПРОБ

Отобранные пробы жидкости анализируются на предмет обводнённости эмульсии, содержания нефти в воде, компонентного состава нефти. Определяется компонентный состав отобранных проб газа.

Определение обводнённости (содержания воды и нефти в жидкости) производится по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» отстаиванием, центрифугированием, либо по методу Дина-Старка, в зависимости от исходной обводнённости, агрегативной устойчивости эмульсии и кинетики водоотделения.



При определении содержания нефти в воде



используется методика ОСТ 39-133-81. Метод основан на извлечении (экстрагировании) нефти из воды органическим растворителем (хлороформом), который растворяет нефть, но сам практически не растворяется в воде. Растворившаяся в хлороформе нефть окрашивает его. Интенсивность окраски пропорциональна концентрации нефти.

Хроматографический анализ нефти с детальным определением углеводородов $C_1 - C_8$ производится методом газожидкостной хроматографии с использованием капиллярной колонки HP – 1 (Methyl silicone, 30 м, $\varnothing=0,53$ мм) с регистрацией сигнала пламенно – ионизационным детектором (прибор HP 5890 Series II Plus, Hewlett Packard, США). Количественное содержание определяется методом внутреннего стандарта по н-гексану с учетом относительных коэффициентов чувствительности для каждого компонента.

Сходимость результатов определяется как относительная ошибка (%) измерений в нескольких параллельных опытах и составляет не более 0,5%, за счёт регистрации сигнала с использованием программного обеспечения для интегрирования хроматографических пиков химической станции HP Chem Station.



Определение компонентного состава попутного газа производится хроматографическими методами на приборах HP 5890 Series II Plus (фирмы Hewlett Packard, США). Разделение углеводородных компонентов C_3-C_8 в пробах газа осуществляется с использованием капиллярной колонки HP-1 (Methyl silicone, 5 м, $\varnothing=0,53$ мм) с последующей регистрацией пламенно-ионизационным детектором, согласно МВИ 11-1-2000 «Определение компонентного состава нефтяных попутно добываемых газов» (свидетельство об аттестации №020-224/Т-2000). Неуглеводородные компоненты (углекислый газ, азот, кислород), а также легкие углеводороды метан и этан определяются газо-адсорбционным методом с использованием фаз Porapak Q и CaA на приборе HP 5890 Series II (Hewlett Packard, США) с детектором по теплопроводности, согласно ГОСТ 23781 – 87 (метод А).

Связь «отклик детектора – содержание компонента» (калибровка) определяется путем исследования стандартных газовых смесей известного состава в тех же условиях, в которых анализировались представленные пробы газа.

Предел обнаружения при переходе от широко распространенных хроматографов типа Chrom-5 или ЛХМ к приборам HP 5890 фирмы Hewlett Packard возрастает на два порядка, что позволяет достоверно определить содержание тяжелой части газа (гексаны, гептаны, октаны, высшие).

Всего на каждую исследуемую точку требуется провести минимум 4 анализа:

1. Определение обводнённости жидкости;
2. Определение газосодержания нефти;
3. Хроматографический анализ нефти;
4. Хроматографический анализ газа.

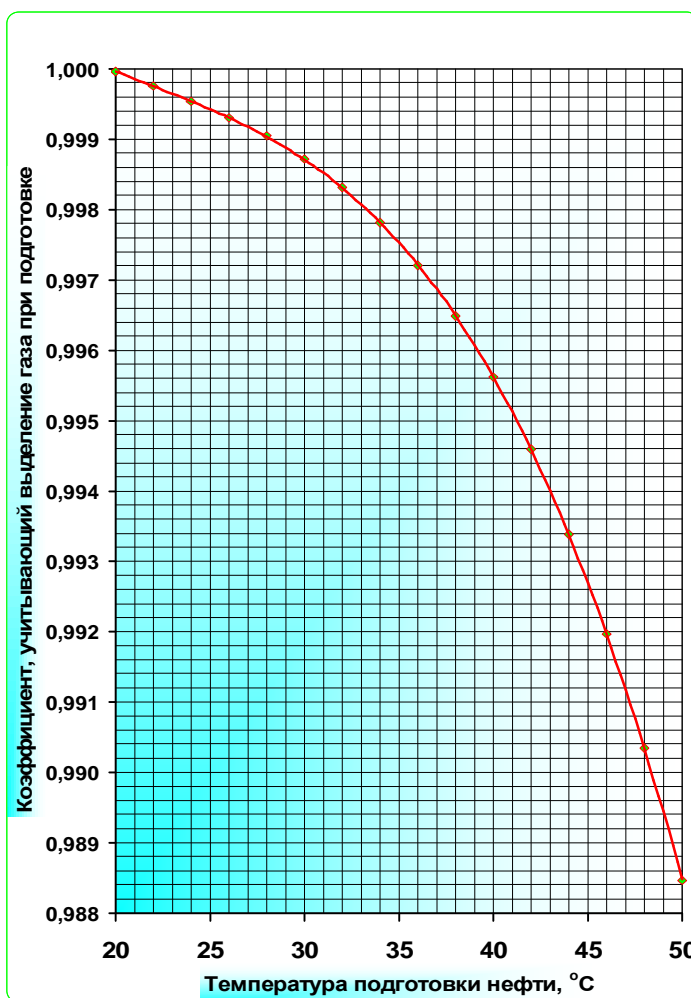
5. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПОЛНЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ В ПЕРЕСЧЕТЕ НА ТОВАРНУЮ НЕФТЬ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТКОВ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ

На основе данных, полученных при промысловых исследованиях и лабораторных анализах отобранных проб, данных по свойствам пластовых флюидов, выдаваемых Заказчиком, выводятся коэффициенты заполнения трубопроводов системы нефтесбора в точках замера.

На основе данных о компонентных составах газа определяется коэффициент температурного расширения газа и вычисляется поправка на изменение объема газовой фазы в трубопроводе в зависимости от температуры и давления для каждой точки замера.

По результатам хроматографического анализа нефти, отобранной в точках замера и данным параметров подготовки нефти на ДНС, определяется коэффициент, учитывающий выделение растворенного газа из нефти при ее подготовке для каждой точки замера. Расчеты выполняются с помощью программных комплексов, позволяющих осуществить компьютерное моделирование фазовых переходов при промышленной сепарации нефти и газа.

Используя результаты анализа план-схемы и графика (профиля) высот трубопровода, учитывая выявленные формы течения газожидкостных смесей в точках замеров, по формулам, основанным на вычислении числа Фруда, определяется средний коэффициент заполнения, учитывающий наличие восходящих и



нисходящих участков трубопровода, строятся поправочные таблицы (графики), учитывающие возможные изменения параметров транспортировки газожидкостной смеси (давление и температура в трубопроводах системы сбора) и возможные изменения параметров подготовки нефти на ДНС (давления и температуры по ступеням сепарации). Расчет остатков нефти в трубопроводах системы сбора производится по методике РД 39-30-627-81 "Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях", исходя из полученных коэффициентов заполнения, диаметров и протяженностей нефтесборных сетей.