

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ И ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛАХ

*Қойшыбаева Алина Қойшыбайқызы, магистрантка 1 курса кафедры
"Технологические машины и оборудование"*

*Казахский агротехнический университет им.С.Сейфуллина, г.Астана
(Научный руководитель – Болатова А.Б., канд. техн. наук,
старший преподаватель)*

Общие прогнозные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья в Республике Казахстан составляют 17 млрд. тонн. По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира. Казахстан обладает значительными запасами углеводородного сырья – 3,3 % мировых запасов.

В обозримом будущем нефтегазовый сектор страны будет развиваться динамично, что требует координации деятельности всех заинтересованных сторон путем выработки единых для страны планов комплексного развития отрасли, включающих строительство объектов производственного, социального и экологического назначения. Программа определяет круг важных задач отраслевого значения в рассматриваемом периоде и, соответственно, формирует комплекс взаимосвязанных организационных, нормотворческих, свойства (качество) нефти.

Одна из самых актуальных проблем - содержание воды в нефти.

Ограничение содержания воды в нефти связано со следующими причинами:

- вода вместе с нефтью образует высоковязкие эмульсии, перекачка которых на достаточно большие расстояния приведет к дополнительным энергетическим затратам;
- транспортирование пластовой воды вместе с нефтью неэкономично, так как вода представляет собой балласт, который не имеет товарной ценности; кроме того, соответственно увеличивающемуся объему прокачиваемой жидкости возрастают капитальные и эксплуатационные затраты;
- вода в нефти в условиях низких температур кристаллизуется, что затрудняет перекачку нефти (забивка фильтров, поломка насосов);
- пластовая вода, содержащаяся в нефти, представляет собой растворы солей, тем самым способствует коррозии оборудования.

В связи с этим определение содержания воды в нефти в химической лаборатории является одним из важных испытаний.

По степени подготовки нефти к транспортировке нормируются следующие показатели:

- содержание воды;
- содержание механических примесей;
- давление насыщенных паров экономических, социальных, финансовых и других мер, направленных на их решение.

Для определения содержания воды в нефти, вычисления среднего значения объемной доли воды в нефти и объема чистой нефти при работе используют водяную баню и Дина Старка (Рис 6). В колбу наливается 100мл нефти и 100 мл растворителя, затем нагревают, при испарении, вода с нефти через холодильник попадает в ловушку приемник. А в ловушке есть деление, обозначение процента обводненности нефти. Анализ проводится не менее 1 часа согласно ГОСТу 2477-65. Настоящий стандарт устанавливает метод определения воды в нефти, жидких нефтепродуктах, пластичных смазках, парафинах, церезинах, восках, гудронах и битумах.



Рисунок 1 Аппарат Дина Старка в химической лаборатории НГДУ

Сущность метода состоит в нагревании пробы нефтепродукта с нерастворимым в воде растворителем и измерении объема сконденсированной воды.

Проведение анализа по ГОСТу 2477-65, аппаратом Дина Старка

1. Массовую (X) или объемную (X_1) долю воды в процентах вычисляют по

формулам 1, 2:

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100, \quad (1)$$

$$X_1 = \frac{V_0}{V} \cdot 100, \quad (2)$$

где V_0 - объем воды в приемнике-ловушке, см^3 ; m - масса пробы, г; V - объем пробы, см^3 .

Вычисления проведения анализа по ГОСТу 2477-65, аппаратом Дина Старка записаны в таблице 1

Таблица 1 – Проведение анализа аппаратом Дина Старко

Время проведения анализа	Массовая доля воды в нефти $X = \frac{V_0}{m} \cdot 100$;
1	2
8 ⁰⁰ -9 ⁰⁰	$X=0,21\text{см}^3/100\text{г} \times 100\%=0,21\%$ воды в нефти
10 ⁰⁰ -11 ⁰⁰	$X=0,15\text{см}^3/100\text{г} \times 100\%=0,15\%$ воды в нефти
12 ⁰⁰ -13 ⁰⁰	$X=0,12\text{см}^3/100\text{г} \times 100\%=0,12\%$ воды в нефти
14 ⁰⁰ -15 ⁰⁰	$X=1,2\text{см}^3/100\text{г} \times 100\%=1,2\%$ воды в нефти

Во время проведения анализа в 14⁰⁰ вышла некондиция, т.е содержание воды в нефти превысило пределы и не совпадает требованиям.

Содержание воды в нефти резко изменилось и превысило пределы в связи с тем, что анализ проводили титрометрическим методом. Лаборатория не оснащена таким оборудованием, чтобы можно было бы проводить анализы чаще. На проведение одного анализа затрачивается 2 часа. За это время содержание воды резко изменилось. Вся нефть собранная в резервуаре уже потеряла нужные свойства и не соответствует требованиям товарной нефти. Проводятся дополнительные мероприятия для обезвоживания нефти.

Неопределенность (измерений) – это параметр, связанный с результатом измерений и характеризующий рассеяние значений, которые могли бы быть обоснованно приписаны измеряемой величине.

Неопределенность обычно представляют в виде границ отклонения значения величины от ее оценки. Закон распределения возможных значений этих величин в указанных (нижней и верхней) границах $[(b_{i-}, b_{i+})$ для i -й входной величины] считаем равномерным. При этом стандартную неопределенность, определяют по формуле (3)

$$U_{(xi)}=b_{i+}+b_{i-}\cdot\sqrt{3}, \quad (3)$$

где $b_{i+}=1,2\%$; $b_{i-}=0,12\%$ - верхний и нижний границы для входной величины

$$U_{(xi)}=b_{i+}+b_{i-}\cdot\sqrt{3}=1,2\%+0,12\%\cdot\sqrt{3}=0,39\%$$

Неопределенность измерения данной методикой равна 0,39%.

Недостатки метода определения воды в нефти ГОСТом 2477-65, используемый в химической лаборатории НГДУ Кенкиякнефть

При определении содержания воды в нефти ГОСТом 2477-65, используемый в химической лаборатории НГДУ Кенкиякнефть, выявляются недостатки перечисленные в таблице 2.

Таблица 2 – Недостатки метода определения содержания воды в нефти ГОСТом 2477-65, используемого в химической лаборатории НГДУ

1	Определение содержания воды в нефти проводится титрометрическим методом по ГОСТу 2477-65.
2	На один анализ затрачивается 2 часа рабочего времени.
3	Большие финансовые расходы. Для проведения анализа механическим способом согласно ГОСТу 2477-65 требуется закупить сам аппарат Дина-Старка, колбы-нагреватели, химические реагенты. Закупают растворитель толуол (в день(2 смены) расходуется от 7 до 10 кг толуола)
4	Работники вдыхают пары испарения нефти и толуола во время проведения анализа. Толуол используют в качестве растворителя для определения воды в нефти. А толуол является прекурсором(наркотическим средством,3-й класс опасности) который влияет на жизнь работника и вызывает профессиональное заболевание.
5	Контроль качества нефти на содержание воды по состоянию оборудования химической лаборатории на данный момент может проводиться только через каждые 2 часа, что влияет на изменение качества нефти. А если в товарный резервуар поступает вода, приходится дополнительно проводить мероприятия по обезвоживанию нефти. Для этого увеличивают температуру нефти, увеличивают расход KLN(химического реагента- деэмульгатора). Перерасход деэмульгаторов KLN 1,2 это дополнительный расход энергии , газа, рабочей силы и физическая нагрузка на работников, несвоевременная подготовка сдачи нефти.
6	Большие габаритные размеры оборудования и приборов.

Проведение анализа на содержание воды в нефти ГОСТом 14203-69 "Нефть и нефтепродукты. Диэлькометрический метод определения влажности"

Согласно этому стандарту измерения влажности эмульсии нефти и нефтепродуктов, способных образовывать эмульсии типа «вода в масле», можно определять диэлькометрическими влагомерами.

Метод основан на измерении зависимости диэлектрической проницаемости эмульсии от содержания воды. На основе этого метода содержание воды в нефти определяется автоматическими влагомерами. Это на много улучшает качество проводимых анализов.

Для определения влажности диэлькометрическим методом можно анализ двумя способами:

- а) порционным - в лабораторных условиях, автоматическими влагомерами
- б) непрерывным - через трубопроводы сразу при выкачивании нефти

Рассматривается метод определения воды порционным способом, т.е. проведение анализов в лаборатории.

Для проведения анализа диэлькометрическим методом определения влажности требуются следующие приборы и оборудования:

1) диэлькометрический метод осуществляется с применением влагомеров, состоящих из емкостных датчиков и измерительных блоков, преобразующие; изменения электрической емкости датчика, вызываемые изменением влажности эмульсии, в выходной сигнал;

2) применяют влагомеры с диапазонами измерения влажности: 0 - 0,75; 0 - 1,5; 0 - 3; 0 - 15; 0 - 60 % (по объему);

3) для измерения влажности нефти и нефтепродуктов должны использоваться влагомеры:

4) с подстройкой на нефть с определенной диэлектрической характеристикой при измерении;

5) с автоматической коррекцией влияния изменения диэлектрической характеристики нефти;

б) основная приведенная погрешность влагомеров в зависимости от диапазонов измерения влажности не должна превышать значений, указанных в таблице 3;

Таблица 3 – Основная приведенная погрешность влагомеров в зависимости от диапазонов измерения влажности

Диапазоны измерения влажности, %, (по объему)	0 - 0,75	0 - 1,5	0 - 3	0 - 15	0 - 60
Основная приведенная погрешность влагомеров, %	±4; ±6	±2,5; ±4; ±6	±2,5; ±4; ±6	±2,5; ±4; ±6	±2,5; ±4; ±6

7) при отсутствии устройства для регулировки и компенсации емкости датчика после его разборки и сборки контролируют относительное изменение емкости промытого и осушенного датчика в процентах, которое не должно превышать значений, указанных в таблице 4;

Таблица 4 – Относительное изменение емкости промытого и осушенного датчика

Диапазон измерения влажности, % (по объему)	Основная приведенная погрешность влажмера, %		
	±2,5	±4,0	±6,0
0 - 0,75	-	0,06	0,1
0 - 1,5	0,12	0,17	0,2
0 - 3	0,20	0,30	0,30
0 - 15	1,00	1,50	1,50
0 - 60	3,00	3,00	3,00

8) перед определением влажности нефти с определенной диэлектрической характеристикой влагомер должен быть настроен на измеряемую нефть в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора [22].

Проведение анализа влагомером ВАД-40М:

1) В результате определения находят влажность в % по объему ($W_{об}$) и затем при необходимости вычисляют массовую концентрацию в %.

2) Массовую концентрацию воды ($W_{мас}$) в % вычисляют по формуле 4

$$W_{мас} = \frac{W_{об}}{d}, \quad (4)$$

где d - относительная плотность нефти (нефтепродукта) при 20 °С.

Таблица 5 – Результаты лабораторных исследований

Время проведения анализа	Значение на влагомере $W_{об}$	Плотность испытуемой нефти d	Массовую концентрацию воды ($W_{мас}$) в %
8 ⁰⁰ -8 ¹⁵	$W_{об}=0,2\%$	$d=0,905г/см^3$	$W_{мас}=0,2\%/0,905г/см^3=0,22\%$
8 ³⁰ -8 ⁴⁵	$W_{об}=0,7\%$	$d=0,902г/см^3$	$W_{мас}=0,7\%/0,902г/см^3=0,78\%$

Таблица 6 – Проведение анализа автоматическим влагомером ВАД-40М При проведении второго анализа в 8³⁰ результат содержания воды в нефти не совпадает с допустимым значением.

Содержание воды во время проведения анализа оборудованием Старка	Содержание воды во время проведения анализа влагомером ВАД-40М
0,21%	0,22%
0,78%	0,8%

3. Среднюю влажность в потоке нефти за время измерения вычисляют как среднее арифметическое результатов показаний влагомера за этот промежуток времени.

$$W_{\text{мас.ср}}=(0,22+0,78)/2=0,5\% \quad (4.2)$$

4. Разность между двумя параллельными анализами в первом случае 0,01, а во втором случае 0,02. Это значит разницы в измерении незначительны.

Значение содержания воды при проведении анализа двумя методами незначимо изменились. При определении содержания воды в нефти автоматическим влагомером анализы проводились через каждые 30 минут. При изменении содержания воды по значению влагомера во время второго анализа в 8³⁰, должны приняты немедленные меры по подготовке и перекачке нефти. Согласно требованиям регламента работы, Лаборант передает результат Технологи и Оператору по подготовке нефти для осуществления последующих мер. В данном случае, при проведении анализа автоматическим влагомером, было сэкономлено время.

Таблица 8 – Сравнительный анализ проведения испытания по ГОСТу 2477-65 оборудованием Дина Старка и ГОСТом 14203-69 автоматическим влагомером

№	Характеристика оборудования	Оборудование Дина Старко	Влагомер ВАД-40М
1.	Время проведения анализа	2 часа	15 сек
2	Размеры измерительного устройства и используемые хим. реагенты	1)Круглодонная колба на 500мл 2)Ловушка-приемника 10мл 3)холодильник марки ХПТ 4)растворители безводные углеводородные: - толуол по <u>ГОСТ 5789</u> или толуол нефтяной по <u>ГОСТ 14710</u> ; - нефрат-50 или 80 5)хромовая смесь для мытья и чистки химической посуды 6)дистиллированная вода, после мытья посуду ополаскивают ею перед сушкой 7)ацетон , когда капли воды задерживаются внутри холодильники ее сбивают ацетоном. 8)секундомер	100x190x70 мм , хим растворители и реагенты не используются
3	Масса прибора	Приблизительно 3-4 кг	без датчика 0.5 кг

4	Измерение влагосодержания в диапазоне	От 0,03 % и более	от 0 до 99%
5	Финансовые расходы	Примерно 4300000 тенге в год	1000000 тенге
6	Результаты измерений	Анализ проводится титрометрическим методом и вычисляется результат	Результаты температуры и содержания воды подаются на ЖК-монитор непосредственно в °С и в %.
7	Влияние на работников	Работники вдыхают пары испарения нефти и толуола во время проведения анализа	Химические реагенты не используются
8	Рабочая сила	Расходуется рабочая сила так как анализ проводится механически	Анализ проводится автоматическим влагомером

На основе сравнительного анализа предлагается внедрить автоматический влагомер ВАД-40М.

Преимущества внедрения автоматического влагомера ВАД040М:

- 1) самое главное улучшение качества анализа на содержание воды в нефти;
- 2) результат анализа можно получить уже через 15 секунд и сразу оповещают ответственного технолога, а он оператора товарной нефти который отвечает за подготовку и перекачку нефти. Что дает возможность быстро и эффективно работать. Если до этого анализ могли проводить только через 2 часа в связи с оборудованием лаборатории, то данный влагомер дает возможность проводить намного быстрее, тем самым качество товарной нефти намного улучшится. Постоянный четкий контроль качества сдаваемой нефти приводит к своевременной успешной сдаче каждой партии нефти;
- 3) прибор влагомер можно закупить в среднем около 1000000 тенге. Когда для проведения анализа механическим способом согласно ГОСТу 2477 -65 расходуется только в год примерно 5000000 тенге. Это значит что внедрение автоматического влагомера дает возможность сэкономить финансовые расходы на материалы и химические реагенты;
- 4) небольшие габариты, вес, удобства и сравнительная простота в эксплуатации автоматического влагомера.

Литература:

1. <http://chem21.info/info/1073759/> // Справочник химика.
2. Немиров М.С., Силкина Т.Г. Влияние структуры потока сырой нефти на достоверность отбора проб // ОП ГНМЦ ОАО "Нефтеавтоматика". – 2014. – № 1. - С. 138-141.
3. Курманов А.К, Мендалиева С.И., Болатова А.Б. Методическое указание для выполнения магистерской диссертации // КазАТУ им.С.Сейфуллина. – 2016. - С. 23-26.

Репозиторий БНТУ