

УДК 622.692.4.

Рахимов Б.Р.,

кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело»

Бухарского инженерно-технологического института,

Тиллаева Ш.Ф.,

ассистент кафедры «Нефтегазовое дело»

Бухарского инженерно-технологического института,

Республика Узбекистан, г. Бухара

АНАЛИЗ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

***Аннотация:** В статье рассмотрены нефти в основном относящиеся к высокосмолистым и содержащие множество веществ отрицательно влияющих на их транспортировку. Проведенные исследования местных нефтей позволило классифицировать их по содержаниям смол, асфальтенов и парафинов, основных компонентов, отражающих их вязкость. Результаты данного исследования применили при выборе природы и количества понизителей вязкости местных нефтей перед их транспортировкой по трубопроводам.*

***Ключевые слова:** транспортировка, высоковязкая нефть, трубопровод, асфальтен, парафин, смола, растворитель, поверхностно-активные вещества, степень сдвига.*

***Abstract:** Oils are mainly highly resinous and contain many substances that negatively affect their transportation. The conducted studies of local oils allow us to classify them by the content of resins, asphaltenes and paraffins, the main components reflecting their viscosity. The results of this study were applied when choosing the nature and quantity of viscosity reducing agents of local oils before their transportation through pipelines.*

Keywords: *transportation, high viscosity oil, pipeline, asphaltene, paraffin, resin, solvent, surfactants, shear rate.*

Добываемые в Узбекистане нефти в основном относятся к высокосмолистым и содержат множество веществ отрицательно влияющие на их транспортировку.

Наличие в нефти большого количества серы и асфальтенов существенно влияет на вязкость нефти. Это приводит к увеличению затрат на транспортировку нефти.

Кроме того, структурно-механические свойства и вязкость высокосмолистых нефтей значительное влияние оказывают твердые парафины и церезины. Последние представляют собой белую кристаллическую массу, не растворимую в воде, но хорошо растворимую в бензоле. Их температура плавления меняется в следующих пределах от 22 до 85 °С, а церезины доходят до 90 °С. Все они хорошо растворяются в нефтях, образуя истинные молекулярные растворы. С уменьшением температуры плавления их растворимость в нефтях возрастает.

Специфическими свойствами владеют асфальтосмолистые вещества в нефтях, которые являются высокополярными и поверхностно-активными веществами, молекулярная масса которых меняется от 500 до 1200 и выше. Поэтому, с ростом молекулярной массы смол сильно изменяется их консистенция от тягучей липкой массы до твердого состояния. Это объясняется наличием в смолах кислородных, сернистых и азотистых соединений в различных соотношениях.

К нефтяным смолам наиболее близкими веществами считаются высокомолекулярные асфальтены, которые по молекулярной массе в 2-3 раза больше, чем у смол. Как правило асфальтены представляют собой твердые аморфные вещества темного цвета, которые сперва набухают в растворителях, а затем переходят в раствор.

Как видно из вышерассмотренных веществ нефти на его вязкость т.е. Реологические свойства они могут влиять по-разному, что связано с их содержанием, совместимостью с другими компонентами и др.

Смолосодержащие нефти подразделяют на три группы: малосмолистые, где содержание асфальтена-смола меньше или равно 10%; смолистые, где содержание асфальтено-смола колеблется от 10 до 20 % и высокосмолистые, где содержание асфальтено-смолистых веществ колеблется от 20 до 35%.

Известно, что вязкость наряду с температурой застывания является одним из основных параметров, характеризующих текучесть нефти. При изменении температуры наблюдаются постепенные агрегативные переходы в нефтях т.к. они не являются индивидуальными химическими соединениями. Переходу из жидкого состояния в твердое предшествует зачустевание, а из твердого в жидкое плавление (размяччение). При этом, цвет нефти зависит в основном от асфальтеносмолистых соединений т.к. другие компоненты более безцветны.

Из вышеизложенного видно, что нефть это есть многокомпонентная, агрегативно меняющаяся с изменением температуры жидкость, не-newтоновского поведения, что также сильно отрягается при его транспортировке по трубопроводу.

Среди проблем, осложняющих транспортировку смолистых нефтей часть упоминают фазовое изменение структуры асфальтенов, парафинов и т.п, которые прилипая к внутренним стенкам трубопроводов уменьшают проходное сечение данной жидкостью и повышает в них давление, которое разрывает швы, аварийно отключает электроснабжение в насосах и часто доходит до сгорания двигателя [1].

Это можно объяснить различным условием, временем и месторождением их образования, что требует индивидуального подхода при разработке и применении ПАВ для их эффективной транспортировки по трубопроводу.

Роль парафинов и церезинов в формировании реологических свойств нефти более сложная, чем другие компоненты т.к. фазовому изменению первыми поддаются именно они, образование кристаллов парафина и церезина резко уменьшает проводимость трубопровод. Поэтому, известные нефти классифицируют на малопарафинистые, парафинистые и высокопарафинистые [2,3].

Учитывая такие последствия нами были изучены составы промышленно важных месторождений нефти Узбекистана, значения которых представлены в табл.1

Таблица 1.

Основное содержание малосмолистых, смолистых и высокосмолистых нефтей Узбекистана

Месторождения нефти	Содержание компонентов в нефти, %				
	Смоли	Асфальтены	Парафины	Сера	Кокс
Малосмолистые ($AS \leq 10\%$) нефти:					
Крук	9,5	0,3	8,5	1,3	3,75
Андижан	8,8	1,7	13,5	0,3	4,45
Южный Аламышик	9,7	0,8	22	0,2	3,10
Северный Уртабулак	9,9	2,5	6,1	3,5	5,25
Кокдумалок	5,4	3,1	4,3	2,3	7,80
Смолистые ($10 < AS \leq 20\%$) нефти:					
Варык	14,5	1,15	13,4	0,3	3,55
Северный Сох	13,9	0,85	5,1	0,2	5,44
Ханкыз	18,2	2,54	12,5	0,4	6,13
Высокосмолистые ($20 < AS \leq 35\%$) нефти:					
Коштар	24,5	5,1	6,5	9,1	5,65
Ляльмикор	28,4	10,2	3,1	4,3	3,53
Амударья	29,8	5,4	7,2	10,1	9,14
Кокайты	31,5	9,3	2,9	5,2	5,25
Миршади	35,4	9,5	8,4	4,8	13,6

Из табл.1 видно, что содержание каждого компонента в малосмолистых, смолистых и высокосмолистых нефтях не имеет четкую корреляцию с другими соединениями.

Учитывая это, мы сгруппировали известные местные нефти на три вышеотмеченные категории. При этом для фиксации данных анализировали плотности и температуры их застывания стандартизованными методами [4,5].

Полученные результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2.

Изменения плотности и температуры застывания в зависимости от содержания парафина в местных нефтях

Месторождение нефти	Содержание парафина, %	Показатели парафина	
		Плотность, кг/м ³	Температура застывания °С
Малопарафинистые ($P \leq 5\%$) нефти:			
Кокайты	2,9	956	+16
Ляльмикор	3,1	960	+17
Северный Сох	5,1	851	+7
Кокдумалок (контроль)	4,3	871	-11
Парафинистые ($5 < P \leq 10\%$) нефти:			
Крук	8,5	871	-20
Северный Уртабулок	6,1	880	-19
Коштар	6,5	940	+27
Амударья	7,2	992	+26
Миршади	8,4	958	+6
Высокопарафинистые ($P > 10\%$) нефти:			
Андижан	13,5	860	+9
Южный Аламышик	22	851	+8
Варык	13,4	873	+11
Ханкыз	12,5	896	+18

Из табл. 2 видно, что с повышением плотности местных нефтей температура их застывания также повышается. При этом роль парафина очень мало, особенно в высокосмолистых нефтях.

Известно, что вязкость наряду с плотностью и температурой застывания является одним из основных параметров, характеризующих текучесть нефти. Они по текучести классифицируются на следующие группы: легкая нефть, содержащая более 40% бензиновых фракций с низким содержанием парафина

и смол; парафинистая нефть, обладающая высокой температурой застывания 5-20⁰С и выше; смолистая нефть, обладающая повышенной вязкостью. Для первой группы нефтей перекачка по трубопроводу не вызывает осложнений, для второй и третьей группы необходимо использовать специальные способы перекачки высоковязких нефтей [6].

Таким образом, проведенные исследования местных нефтей позволили классифицировать их по содержаниям смол, асфальтенов и парафинов, основных компонентов, отражающих их вязкость. Результаты данного исследования могут быть использованы при выборе природы и количества понизителей вязкости местных нефтей перед их транспортировкой по трубопроводам. Причем, по достоверности второй метод классификации местных нефтей считается более объективным, чем первой, основанный на лабораторные анализы содержания смол в индивидуальных каждого месторождения.

Использованные источники:

1. Шафиев Р.У, Махмудов Н.Н, Амиркулов Н. С, Турсунов М.А, Базаров Ш.Т. Технология сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах. (Учебник). Ташкент: Фан ва технология – 2016-310 с.
2. Заменков Ю.Д, Макарова Л.М, Прохоров А.Д, Дудин С.М, Сбор и подготовке нефти и газа, Учебник для вузов. М: Изд. центр и “Академия “ 2009, 160 с.
3. Антонова Э.О, Крилов Г.В, Прохоров. А.Д, Степанов О.А. Основы нефтегазого дела (Учебник). М: ООО “Недра-Бизнесцентр”-2003-307с
4. Рахимов, Б.Р., Абдурахимов, С.А., & Адизов, Б.З. (2020). Высокосмолистые нефти и проблемы их транспортировки по трубопроводам. *Universum: технические науки*, (12-4 (81)), 31-34.
5. Адизов Б.З., Абдурахимов С.А., Султанов А.С., Эшметов И.Д. Комбинированные термохимические и электрофизические технологии

деэмульгирования устойчивых водонефтяных эмульсий Т.: Изд: УзРФА
асосий кутубхонаси. 2019-236с.

б. Рахимов, Б.Р., Набиев, А.Б., Адизов, Б.З., & Абдурахимов, С.А. (2020).
Понизитель вязкости тяжелых нефтей на основе хлопкового соапстока.
Universum: технические науки, (5-2 (74)), 59-62.