

УДК 54.03

Ахметшин Р.М.

студент магистратуры 3 курса,

кафедра «Трубопроводный транспорт»

Самарский государственный технический университет

Россия, г. Самара

Научный руководитель: Гореликов В.Я.

кандидат технических наук, доцент

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ, ПОПУТНО
ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ**

Аннотация: В статье приводятся основные физико-химические свойства нефти, попутно добываемой воды. Рассмотрена зависимость динамической вязкости тяжёлой нефти от температуры. Приведен компонентный состав, плотность попутно добываемого газа и газа, изначально содержащегося в продуктивном пласте Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти. Так же рассмотрен фракционный состав тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения

Ключевые слова: Ашальчинское месторождение, физико-химические свойства нефти, динамической вязкости, тяжёлая нефть, фракционный состав.

Akhmetshin R.M.

3-year student of master's programme,

Dept. Pipeline Transport

Samara State Technical University

Russia, Samara

Academic adviser: Gorelikov V.Y.

Candidate of technical sciences, associate professor

PHYSICAL-CHEMICAL PROPERTIES OF OIL, PRODUCED WATER OF THE ASHALCHINSKOE DEPOSIT FOR HEAVY OIL DEHYDRATION

Annotation: The main physical chemical properties of oil and produced water are given in the article. The dependence of the dynamic viscosity of heavy oil from temperature is considered. There are the component composition, the density of produced gas and gas initially contained in the pay formation of the Ashalchinskoye heavy oil deposit in the article. The fractional composition of heavy oil in the Ashalchinskoye deposit is also considered.

Key words: Ashalchinskoye deposit, physical-chemical properties of oil, dynamic viscosity, heavy oil, fractional composition.

Основные физико-химические свойства тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения, (пермские отложения) представлены в таблице 1 (данные приводятся для подготовленной до 3-ей группы качества тяжёлой нефти, получаемой на УПСВН-Ашальчинского месторождения).

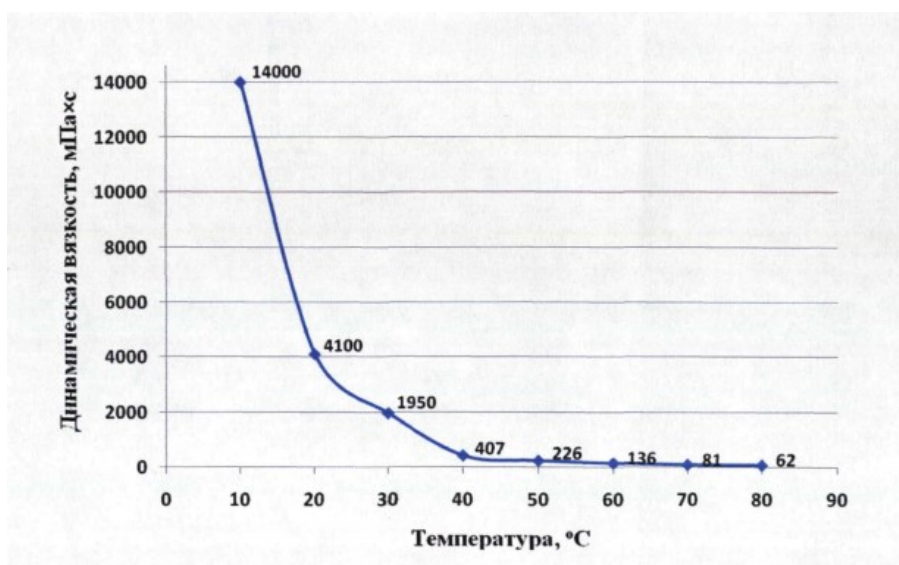
Таблица 1 - Основные физико-химические свойства тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа*с	2680-4100
Плотность при 20 °С, кг/м ³	962-966
Массовая доля серы, %	4,0-4,5
Массовая доля смол, %	25-281
Массовая доля асфальтенов, %	4,8-5,5'
Массовая доля парафина, %	1,0-1,6
Температура застывания, °С	минус 5 - минус 12

Как видно из таблицы 1 тяжёлая нефть Ашальчинского месторождения характеризуется высокой вязкостью (до 4100 мПа*с при 20 °С), повышенной плотностью (до 966 кг/м³ при 20 °С), высоким содержанием серы, смол и асфальтенов, а также низкой массовой долей парафина и повышенной температурой застывания.

Зависимость динамической вязкости тяжёлой нефти от температуры представлена на рисунке 1.

Как видно из таблицы 1, значения плотности и особенно вязкости тяжёлой нефти, добываемой из одной и той же залежи Ашальчинского месторождения, могут заметно отличаться в зависимости от отобранных проб (вязкости 2760 и 4100 мПа·с при 20 °С, плотности 962 и 965 кг/м³ при 20 °С), что говорит о неоднородности свойств пластовой нефти.



массовая доля воды в нефти - 0,84 %

вязкость при градиентах скорости 17,15 и 38,82 с⁻¹.

Рисунок 1 - Зависимость динамической вязкости тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения от температуры

С повышением температуры вязкость тяжёлой нефти заметно снижается, так с увеличением температуры от 10 до 80 °С динамическая вязкость нефти (плотность при 20 °С 965 кг/м³) уменьшается от 14000 до 62 мПа·с (рисунок 1). При этом резкое снижение вязкости нефти происходит при её нагреве от 10 до 40 °С.

Фракционный состав тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения представлен в таблице 2. Данная нефть характеризуется высокой температурой начала кипения (может достигать до 210 °С). Следует отметить, что в отличие от традиционных нефтей в данной нефти практически отсутствует

бензиновая фракция (объёмный выход фракции н.к. - 200 °С не превышает 2 %).

Таблица 2 - Фракционный состав тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения

Наименование показателя	Значение показателя
Фракционный состав:	
начало кипения, °С	170-210
до 200 °С, % об.	0-2
до 250 °С, % об.	4-6
до 300 °С, % об.	12-15
до 330 °С, % об.	22-23
выше 330 °С, % об.	77-78

При этом объёмный выход атмосферного остатка (мазута), выкипающего при температуре выше 330 °С, составляет около 80 %.

В последние годы на территории Республики Татарстан активно ведутся опытно-промышленные работы по разработке Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти методом парогравитационного дренажа. Добываемая на месторождении продукция скважин характеризуется наличием высокоустойчивой водонефтяной эмульсии. Это обусловлено следующими причинами:

- высокой вязкостью и плотностью нефти;
- повышенным содержанием в нефти асфальтенов и смол;
- наличием слабоминерализованной попутно добываемой воды с плотностью около 1000 кг/м³;
- присутствием в эмульсии большого количества мелких капель дисперсной фазы.

Основные параметры продукции скважин Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные параметры продукции скважин Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Объёмная доля воды, % общая эмульгированная	80-90 16-46
Динамическая вязкость эмульсии при 20 °С, мПахс	5000-23000
Плотность эмульсии при 20 °С, кг/м ³	970-976
Массовая доля механических примесей, %	0,02 - 0,06
Массовая концентрация сульфида железа, мг/дм ³	21-32

Как видно из таблицы 3, продукция скважин характеризуется высокой обводнённостью (до 90 % об.), при этом основная часть воды находится в «свободном» состоянии (в виде отдельной фазы). Оставшаяся её часть распределена в составе водонефтяной эмульсии, характеризующейся высокой вязкостью (до 23000 мПа*с при 20 °С).

Водонефтяная эмульсия характеризуется очень высокой вязкостью, так вязкость эмульсии с массовой долей воды 44,6 % при температуре 10 °С может достигать до 49000 мПа*с. Как и следовало ожидать, с уменьшением доли эмульгированной воды вязкость эмульсии снижается. С повышением температуры вязкость эмульсии существенно снижается, так с увеличением температуры от 10 до 80 °С динамическая вязкость эмульсии с массовой долей воды 44,6 % уменьшается от 47000 до 205 мПа*с. При этом резкое снижение её вязкости происходит при повышении температуры от 10 до 30 °С.

Отличительной особенностью эмульсий тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения является наличие в ней большого количества мелкодисперсных капель воды. Микрофотографии водонефтяных эмульсий Ашальчинского месторождения представлены на рисунке 2.

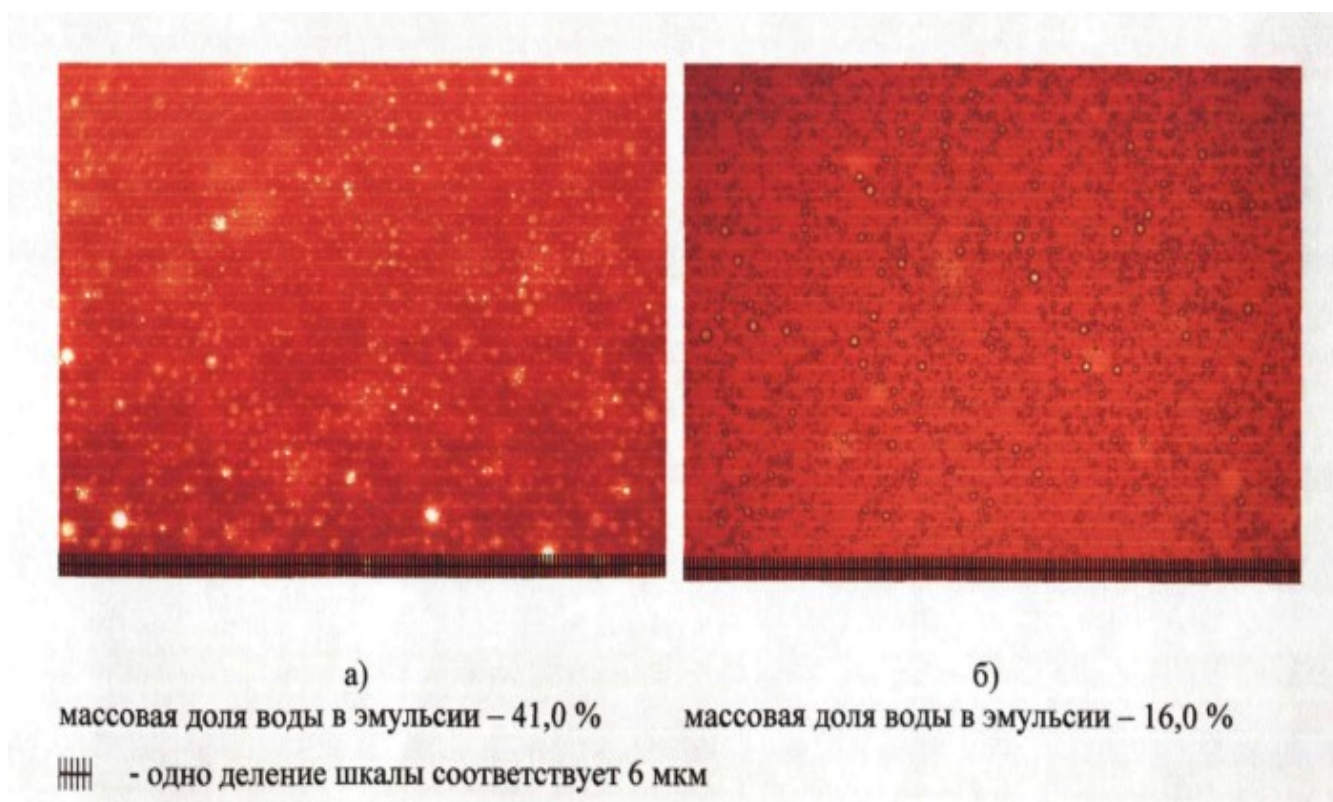


Рисунок 2 - Микрофотографии эмульсий тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения

Из микрофотографий видно, что добываемая эмульсия является мелкодисперсной с преобладанием капель воды размерами от менее 6 до 18 мкм. Одной из причин наличия в эмульсии значительного количества мелких капель воды является то обстоятельство, что при добыче тяжёлой нефти в продуктивный пласт закачивается водяной пар, который проникает в нефтяную фазу, охлаждается и конденсируется в ней в виде мельчайших капель. Второй причиной образования мелкодисперсной эмульсии является то, что для отбора тяжёлой нефти из скважины используются глубинные электроцентробежные насосы, которые способствуют диспергированию воды в нефти.

Физико-химические свойства и ионный состав попутно добываемой воды Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти представлен в таблице

4

Таблица 4 — Физико-химические свойства и ионный состав попутно добываемой воды Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1001-1003
Водородный показатель (рН)	7,2 - 7,7
Массовая концентрация сероводорода, мг/дм ³	250 - 400
Ионный состав, мг/дм ³ :	
Cl ⁻	17,1
HCO ₃ ⁻	2586,4
SO ₄ ²⁺	65,0
Ca ²⁺	10,1
Mg ²⁺	22,7
Na ⁺ +K ⁺	963,7
Общая минерализация, мг/дм ³	до 6000

Как видно из таблицы 4, попутно добываемая вода Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти является слабоминерализованной (общая минерализация не превышает 6000: мг/дм³) и имеет плотность при 20 °С около 1000 кг/м . По классификации В.А. Сулина данная вода относится к гидрокарбонатнонатриевому типу, при; этом она характеризуется незначительным содержанием хлорид-ионов, которые учитываются при определении; хлористых солей. Поэтому при подготовке тяжёлой нефти Ашальчинского месторождения до требований, предъявляемых в промысловых условиях, отпадает необходимость в ступени обессоливания; По водородному показателю данная вода является слабощелочной, близкой к нейтральной. Следует отметить, что добываемая с тяжёлой нефтью попутная вода характеризуется высокой массовой концентрацией сероводорода (до 400 мг/дм). Это объясняется тем, что на Ашальчинском месторождении для разогрева тяжёлой нефти производится закачка водяного пара в продуктивный пласт. Водяной пар, закачиваемый в пласт, имеет

температуру около 200 °С, при такой высокой температуре происходит разложение сернистых соединений, содержащихся в нефти, с образованием сероводорода, часть которого и растворяется в попутной воде.

Ашальчинское месторождение тяжёлой нефти характеризуется очень низким газовым фактором, который не превышает 0,05 м³/т. В виду высокой температуры добываемой жидкости на устьях скважин (около 100 °С) отбор газа из их выкидных линий является затруднительным. Поэтому для определения свойств и состава попутно добываемого газа его отбор производился из затрубного пространства добывающих скважин. Компонентный состав, плотность попутно добываемого газа и газа, изначально содержащегося в продуктивном пласте Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти (согласно технологической схеме разработки месторождения), представлен в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, попутно добываемый и исходный пластовый газ характеризуются высокой объёмной долей метана (до 52,47 и 81,38 %, соответственно), при этом содержание других углеводородных компонентов незначительно. Следует отметить, что в отличие от исходного пластового газа в процессе разработки месторождения в нём появляется сероводород (до 1,08 % по объёму) и значительное количество углекислого газа (до 67,95 % по объёму). Как ранее было отмечено, появление сероводорода является следствием разложения сернистых соединений, содержащихся в нефти, в результате паротеплового воздействия на продуктивный пласт. Наличие значительного количества углекислого газа в попутно добываемом газе объясняется тем, что при разогреве продуктивного пласта происходит прорыв газа к известняковым и доломитовым пропласткам, которые при нагреве разлагаются с выделением углекислого газа.

Таблица 5 - Компонентный состав, плотность попутно добываемого газа и газа, изначально содержащегося в продуктивном пласте Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти

Наименование показателя	Значение показателя	
	Попутно добываемый газ	Газ, изначально содержащийся в продуктивном пласте (средние значения)
Компонентный состав, % по объёму:		
Сероводород	0,01 -1,08	-
Углекислый газ	46,68 - 67,95	1,38
Азот	0,01-3,84	16,08
Метан	26,7-52,47	81,38
Этан	0,01-0,02	0,12
Пропан	0,01-0,20	0,10
изо-Бутан	0,03 - ОДО	0,13
н-Бутан	0,01	0,14
изо-Пентан	0,01-0,15	0,04
н-Пентан	0,01 - 0,03	0,63
Гексан	0,19-0,45	не опред.
Гептан	0,11-0,37	не опред.
Плотность, кг/м ³	1,23-1,52	1,09

Таким образом, в ходе исследований физико-химических свойств и состава нефти, попутно добываемой/воды, газа и эмульсий Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти установлено следующее:

1. Нефть характеризуется высокой вязкостью (до 4100 мПа*с при 20 °С), повышенной плотностью (до 966 кг/м³ при 20 °С), высоким содержанием серы, смол и асфальтенов, а также низкой массовой долей парафина и повышенной температурой застывания;

2. Значения плотности и особенно вязкости тяжёлой нефти, добываемой из одной и той же залежи Ашальчинского месторождения, непостоянны

во времени, что говорит о неоднородности свойств пластовой нефти. С повышением температуры вязкость нефти заметно снижается, так с увеличением температуры от 10 до 80 °С её динамическая вязкость (плотность при 20 °С 965 кг/м³) уменьшается от 14000 до 62 мПа*с;

3. Нефть характеризуется высокой температурой начала кипения (может достигать до 210 °С). При этом в отличие от традиционных нефтей в данной нефти практически отсутствует бензиновая фракция (объёмный выход фракции н.к. - 200 °С не превышает 2 %);

4. Продукция скважин Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти характеризуется высокой обводнённостью (до 90 % об.), при этом основная часть воды находится в «свободном» состоянии. Оставшаяся её часть распределена в составе водонефтяной эмульсии, характеризующейся высокой вязкостью (до 23000 мПа*с при 20 °С);

5. С повышением температуры вязкость эмульсии существенно снижается, так с увеличением температуры от 10 до 80 °С динамическая вязкость эмульсии с массовой долей воды 44,6 % уменьшается от 47000 до 205 мПа*с;

6. Добываемая эмульсия является мелкодисперсной с преобладанием капель воды размерами от менее 6 до 18 мкм;

7. Попутно добываемая вода Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти является слабоминерализованной (общая минерализация не превышает 6000 мг/дм³) и имеет плотность при 20 °С около 1000 кг/м³. Следует отметить, что попутно добываемая вода характеризуется высокой массовой концентрацией сероводорода (до 400 мг/дм³);

8. Попутно добываемый газ Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти характеризуются высокой объёмной долей метана (до 52,47 %).

Использованные источники:

1. Судыкин, С.Н. Исследование свойств природного битума Ашальчинского месторождения и разработка технологии его подготовки [Текст] / С.Н. Судыкин, И.Х. Исмагилов, Ф.Р. Губайдулин, Т.Ф. Космачёва // Сборник докладов научно-технической конференции, посвящённой 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». - Бугульма : ТатНИПИнефть, 2006. - С. 377-380.
2. Судыкин, С.Н. Технологии подготовки сверхвязких нефтей и природных битумов [Текст] / С.Н. Судыкин // Сборник тезисов докладов молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», Т. II. - ТатА-СУнефть, 2008. - С. 140-143.
3. Тронов, В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов [Текст] / В.П. Тронов - Казань : ФЭН, 2002. - 512 с.
4. Тронов, В.П. Взаимовлияние смежных технологий при разработке нефтяных месторождений [Текст] / В.П. Тронов - Казань : ФЭН, 2006. - 736 с.
5. Маринин, Н.С. Подготовка высоковязких нефтей на месторождениях Крайнего Севера [Текст] / Н.С. Маринин, М.Ю. Тарасов, Ю.Н. Саватеев [и др.] // Обзорная информация, Серия «Нефтепромысловое дело». - М. : ВНИИОЭНГ, 1983. - 43 с.
6. Толкачёв, Ю.И. Основные направления в подготовке сероводород-содержащих, высоковязких и ловушечных нефтей [Текст] / Ю.И. Толкачёв, Р.И. Мансуров // Нефтепромысловое дело. - 1983. - № 7 - С. 12-13.