

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ВЯЗКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПОДАЧЕ ХИМРЕАГЕНТОВ ПРИ ВЫСОКОМ ДАВЛЕНИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БЕЛЫЙ ТИГР

STUDY OF CHANGES OF WATER-OIL EMULSIONS VISCOSITY CHARACTERISTICS WHEN APPLYING CHEMICAL REAGENTS AT HIGH PRESSURE AT THE WHITE TIGER OILFIELD

М. М. Велиев
Mubariz M. Veliev

СП «Вьетсовпетро»,
г. Вунгтау,
Социалистическая
Республика Вьетнам

Vietsovpetro JV,
Vung Tau,
Socialist Republic of Vietnam

О. А. Макаренко
Oleg A. Makarenko

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. Г. Гумеров
Asgat G. Gumerov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation

Э. М. Велиев
Elshad M. Veliev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University, Branch,
Oktyabrsky, Russian Federation

В работе рассматриваются экспериментальные исследования изменения вязкостных характеристик водонефтяных эмульсий, а также их изменения при подаче химических реагентов при высоком давлении.

Цели и задачи работы — анализ и исследование реологических свойств нефти и смесей нефтей с целью прогноза их изменения после разгазирования в различных условиях.

В результате проведенных исследований разработана компьютерная программа расчетов распределения давления и температуры в вертикальных и наклонных трубах при неизотермическом движении водонефтегазовой смеси с учетом выпадения парафинов при добыче нефти на месторождении Белый Тигр, которая позволяет рассматривать конкретные конструкции скважин. Она допускает расчеты неизотермического движения однофазного, двухфазного и трехфазного потоков фонтанирующих скважин при известных соотношениях состава фаз и их теплофизических и реологических свойств.

Разработана методика измерения реологических характеристик водонефтяных эмульсий нефтей месторождения Белый Тигр, а также исследованы изменения при использовании химических добавок в условиях высоких давления и температуры.

Ключевые слова

транспорт нефти; водонефтяная эмульсия; вязкостные характеристики; выпадение парафинов; реологические характеристики; газонасыщенная нефть; депрессаторы; кристаллизация парафина

The paper deals with experimental studies of the measurement of viscosity characteristics of oil-water emulsions, as well as their changes when applying chemical reagents at high pressure.

Aims and objectives of the work — analysis and study of the rheological properties of oil and oil mixtures in order to predict their change after degassing at various conditions.

As a result of the research, a computer program has been developed for calculating the distribution of pressure and temperature in vertical and inclined pipes during non-isothermal movement of the water-oil-gas mixture, taking into account paraffin deposition during oil production at the White Tiger field. This program allows considering specific well structures. It makes calculations of non-isothermal motion of single-phase, two-phase and three-phase flows of flowing wells at known ratios of the composition of the phases and their thermophysical and rheological properties.

A technique has been developed for measuring the rheological characteristics of oil-water emulsions from the oils of the White Tiger field, and also changes have been investigated when applying chemical reagents at high pressure and temperature.

В СП «Вьетсовпетро» проведено исследование реологических свойств нефти и смесей нефтей с целью прогноза их изменения после разгазирования в различных условиях.

Выбрана и построена экспериментальная установка, которая позволяет исследовать условия перехода от расслоенного режима к другим режимам в многофазном водонефтегазовом течении по горизонтальным трубопроводам и по горизонтальному участку трубы перед райзером [1, 2]. Были проведены эксперименты для построения критерия транзитного перехода от вида нефти в воде к виду воды в нефти в трех горизонтальных трубопроводах различных диаметров (0,0246; 0,0308 и 0,0405 м) и в горизонтальном участке трубы перед райзером. Были проведены также эксперименты с газовой фазой. Были также опробованы методы определения транзитного перехода структур многофазных водонефтегазовых течений в горизонтальных трубопроводах.

Реологические характеристики, а также теплофизические свойства нефти сильно зависят от состава нефти конкретных месторождений. Поэтому кроме общих формул, соотношений, которые хорошо описывают поведение нефти в различных ситуациях, в расчетах необходимо использовать также конкретные характерные соотношения, соответствующие нефти данного месторождения [3].

Реологические исследования нефтей и эмульсий месторождения Белый Тигр проводились на установке, в состав которой входят преобразователь сигнала Rheocontroller RS-20, измерительная система М-5 с датчиком измерения D-100/300, ротационный вискози-

Key words

oil transportation; water-oil emulsion; viscosity characteristics; paraffin deposition; rheological characteristics; gas oil; depressants; paraffin crystallization

метр Rotorvisco RV-20 с компьютерным программным обеспечением для управления процессом эксперимента. Используя эту установку, можно проводить исследования реологических характеристик нефтей и водонефтяных эмульсий при высоких давлениях от 0 до 10 МПа и температурах от 20 °С до 300 °С. При исследовании реологических характеристик газонасыщенных нефтей и нефтяных эмульсий необходимо иметь специальный насос для поддержания постоянного давления в камере в процессе измерения.

Установка позволяет измерять реологические параметры дегазированных, газонасыщенных нефтей и эмульсий в широком интервале изменения их составов.

Исследование проводилось по методу получения равновесных кривых течения на принципе непрерывного деформирования образца водонефтяных эмульсий. Реологические кривые течения жидкостей представляют собой графическую зависимость напряжения сдвига или эффективных вязкостей продуктов от температуры образца нефтяной эмульсии при измененной скорости сдвига.

Определение реологических свойств производится одной и той же нефтяной эмульсии при постоянной скорости сдвига уменьшением температуры пробы с 65 °С до 25 °С. Нижний предел температуры при исследовании реологических свойств проб нефтей или водонефтяных эмульсий принимается равным минимальной температуре на дне моря в районе трубопроводов (колеблется в пределах 24-26 °С). А максимальная температура принимается равной температуре приготовления водонефтяной эмульсии в лабораторных

условиях (т.е. 65 °С). Кривые течения нефтяной эмульсии месторождения Белый Тигр определяются при максимальной скорости сдвига 20 (1/с). Она определяется по условиям максимальной скорости течения жидкости в трубопроводах.

При исследовании реологических характеристик в области неньютоновского поведения жидкостей охлаждение пробы проводится со скоростью 0,15 °С/мин. В области ньютоновского поведения жидкости оно проводилось со скоростью 0,35 °С/мин.

Для получения кривой течения с последующим определением значений динамического напряжения сдвига и пластической вязкости испытуемых жидкостей в данной температуре скорость сдвига уменьшается с максимального значения до нулевого за 5 мин.

Водонефтяная эмульсия была приготовлена путем перемешивания нагретой до 65 °С нефти из фундамента месторождения Белый Тигр с морской водой при использовании мешалки. Скорость вращения мешалки можно регулировать в пределах 50-500 об/мин. Для образования эмульсии требуемой дисперсности необходимое количество воды вводилось в нефть при постоянном перемешивании в течение определенного времени. Таким образом, удалось получить модельную эмульсию с определенным размером капель воды.

Разработана методика измерения реологических характеристик водонефтяной эмульсии нефтей месторождения Белый Тигр, а также их изменения при использовании химических добавок в условиях высоких давлений и температур.

Таблица 1. Реологические свойства искусственных эмульсий нефти фундамента месторождения Белый Тигр

Температура, °С	Пластическая вязкость (МПа·с) при обводненности, %							
	0	10	30	40	60	68	73	82
80	4,0	5,0	6,0	6,5	7,0	12,0	11,0	9,0
60	4,5	6,0	8,0	8,0	15,0	21,0	18,0	17,0
50	5,0	7,0	11,0	22,0	52,0	57,0	55,0	53,0
40	5,4	8,0	18,0	60,0	142,0	253,0	197,0	156,0
35	11,0	20,0	54,0	180,0	450,0	671,0	617,0	283,0
30	127,0	225,0	323,0	575,0	881,0	1111,0	1213,0	491,0
26	481,0	725,0	1120,0	1482,0	1635,0	1782,0	1563,0	616,0
	Динамическое напряжение, Па							
60	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0,2	0,4	0,7	1,8	2,6	2,3	1,2
35	0	2,3	3,4	3,5	4,2	5,7	4,5	1,5
30	4,2	9,8	5,8	6,6	9,0	9,2	7,5	6,2
26	16,6	18,1	25	26,7	33,1	35,6	14,2	8,4

При исследовании реологических характеристик эмульсий при атмосферных условиях приготовленные пробы искусственных эмульсий, нагретых до 65 °С, заправлялись в камеру вискозиметра. Включают в работу вискозиметр с запрограммированной скоростью сдвига и темпом охлаждения проб эмульсии. Значения напряжения сдвига, эффективных вязкостей при определенной скорости сдвига автоматически записываются компьютером в зависимости от температуры, затем обрабатывают после окончания серии экспериментов. Замеры реологических характеристик искусственных водонефтяных эмульсий нефтей месторождения Белый Тигр проводились при обводненности от 0 % до 80 %. Необходимо отметить, что один замер реологических характеристик эмульсии с определенной обводненностью на приборе должен проводиться на одной пробе.

Результаты исследования реологических характеристик эмульсий нефтей фундамента месторождения «Белый Тигр» приведены в таблице 1.

Результаты, приведенные в таблице 1, показывают, что при повышении обводненности в нефтях реологические характеристики водонефтяных эмульсий ухудшаются. Эффективные вязкости эмульсий нефтей фундамента месторождения Белый Тигр быстро повышаются при понижении температуры. Они резко возрастают в области неньютоновского поведения водонефтяной эмульсии. Эксперименты показывают, что для высокопарафинистых нефтей месторождения Белый Тигр неньютоновское поведение начинается

при температуре нефтей ниже 40 °С. Для их эмульсий оно начинается на несколько градусов больше. Установлено, что эффективные вязкости водонефтяных эмульсий быстро возрастают при содержании воды в нефтях больше 20 % масс. Повышенная эффективная вязкость водонефтяной эмульсии в районе относительно низкой температуры будет осложнять процесс перекачки продуктов по нетеплоизолированным и незаглубленным трубопроводам из-за повышенного давления в трубопроводах.

Кроме того, с повышением обводненности в нефтях месторождения при транспорте начинается усиление процесса коррозии трубопровода.

Для улучшения движения продукции скважин при транспорте по трубопроводам в условиях СП «Вьетсовпетро» рекомендуется

применять депрессаторы при обработке водонефтяной эмульсии. Обработка эмульсий нефтей реагентами проводится при температуре приготовления искусственной эмульсии, т.е. 65 °С. Пробу приготовленной эмульсии, нагретую до 65 °С, выдерживают 20 мин, чтобы основная масса парафина в нефти перешла в растворенное состояние. Затем в пробу эмульсии дозировали депрессатор 1000 г/т. Обработанная эмульсия с депрессатором была заправлена в вискозиметр для замера вязкостных параметров. Процесс проведения измерения реологических характеристик водонефтяных эмульсий, обработанных депрессатором, аналогичен процессу измерения реологических свойств необработанных нефтей. Результаты исследований обработанных депрессатором водонефтяных эмульсий приведены в таблице 2.

Таблица 2. Реологические свойства искусственных эмульсий нефти фундамента месторождения Белый Тигр при обработке депрессатором

Температура, °С	Пластическая вязкость (МПа·с) при обводненности, %							
	0	10	30	40	60	68	73	82
80	4,5	5,0	11,0	13,0	180,0	21,0	19,0	15,0
60	5,2	6,0	12,0	15,0	24,0	25,0	21,0	16,0
50	6,0	8,0	15,0	17,0	28,0	34,0	24,0	21,0
40	7,0	9,0	19,0	27,0	35,0	38,0	34,0	29,0
35	8,0	12,0	35,0	52,0	62,0	71,0	67,0	51,0
30	15,0	23,0	63,0	137,0	185,0	327,0	197,0	107,0
28	28,0	49,0	152,0	309,0	415,0	466,0	401,0	393,0
26	42,0	87,0	365,0	401,0	723,0	892,0	794,0	625,0
24	89,0	134,0	491,0	667,0	969,0	981,0	924,0	726,0
Динамическое напряжение (Па) при различной обводненности								
40	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0,3	0	0	0,3	0
30	0	0,5	1,3	7,9	4,9	10,2	7,3	5,2
28	0	1,3	7,9	8,6	10,9	15,1	12,8	8,4
26	0,8	3,5	12,8	13,9	15,2	20,0	15,3	11,7
24	3,5	6,2	19,1	20,1	21,8	23,6	24,1	18,5

Исследование реологических свойств водонефтяных эмульсий при насыщении газом проводится на вискозиметре RotoVisco RV-20. Пробы эмульсии приготовлены путем смешивания нагретой нефти с морской водой в течение определенного времени. Полученные искусственные эмульсии направляются в камеру PVT для насыщения газом при разных давлениях. Процесс насыщения искусственных эмульсий нефти с различным содержанием воды газом проводится при 50 °С и давлениях 2 и 4 МПа. Приготовленные пробы газонасыщенной эмульсии направляются в бомбу типа 500-15-Р объемом 500 мл, которая может вы-

держивать давления до 1500 psi и температуру до 180 °С.

При подготовке вискозиметра к работе, необходимо нагреть камеру D-300 до температуры насыщения нефти газом (50 °С). Затем проба газонасыщенной эмульсии перекачивается с бомбы 500-15-Р в камеру D-300 вискозиметра RV-20 объемом 70 мл при использовании специального насоса Меркуриумтр. При направлении пробы в камеру D-300 вискозиметра RV-20 не допускается снижение давления в бомбе 500-15-Р ниже давления насыщения продукта газом (давление смещения эмульсии нефтей с газом в камере PVT).

Процесс измерения реологических характеристик проб газонасыщенной эмульсии аналогичен процессу измерения реологических характеристик нефтей при атмосферных условиях. Скорость сдвига при исследовании реологических параметров насыщенной водонефтяной эмульсии газом принимают 100 (1/с). В течение всего времени измерения вязкостных характеристик также не допускается снижение давления в камере D-300.

Результаты замера реологических характеристик эмульсий нефти фундамента месторождения Белый Тигр при насыщении газом приведены в таблице 3.

Для парафинистой нефти в процессе кристаллизации парафина выделяется определен-

ное количество тепла, что, естественно, вносит некоторое изменение в тепловой баланс. Предварительное уточнение температурной зависимости эффективной теплоемкости осуществлялось путем проведения лабораторных исследований кинетики охлаждения проб нефтей месторождения Белый Тигр. Ход исследований заключался в следующем. Проба нефти в стеклянном цилиндре при начальной испытываемой температуре помещалась в термостат, температура в котором за все время поведения измерений поддерживалось постоянной и равной 0 °С. При охлаждении пробы нефти фиксировалась кинетика изменения температуры в ее центре.

Таблица 3. Реологические свойства газонасыщенной эмульсии месторождения Белый Тигр

Температура замера, °С	Пластическая вязкость (МПа·с) при различном содержании воды			
	Давление насыщения водонефтяной эмульсии газом, 2 МПа		Давление насыщения эмульсии газом, 4 МПа	
	11 % воды	21 % воды	28 % воды	21 % воды
50	8	9	12	10
45	10	11	16	15
40	12	14	20	20
35	19	19	33	27
30	64	76	93	48
28	87	86	123	54
26	103	119	192	76
24	123	148	226	106
22	137	189	250	163
Температура замера, °С	Динамическое напряжение (Па) при различном содержании воды			
40	0,5	0,8	0,7	0,7
35	1,25	2,0	3,0	2,1
30	4,8	6,0	4,9	4,6
28	5,0	6,3	5,2	5,2
26	5,1	6,8	7,1	5,6
24	5,3	7,5	7,8	6,0
22	6,6	9,0	8,8	7,04

В качестве эталона и для сравнения параллельно в идентичных условиях проводились такие же измерения температуры светлых фракций, выделенных из той же нефти, и не содержащих твердых парафинов. Базируясь на справочных данных по теплоемкости светлых фракций, рассчитывались значения эффективной теплоемкости парафинистой нефти. Результаты выполненных исследований позволили получить распределения количества выпавшего из нефти парафина в температурном интервале от 60 °С до 20 °С (таблица 4).

Как видно, выпадение парафина из нефти начинается при температуре ниже 60 °С и до-

стигает наибольшего значения в интервале от 40 °С до 34 °С. Интересно отметить также, что до температуры, равной температуре застывания нефти, из нефти выпадает только около 60 % содержащегося в нефти общего количества. В застывшей нефти процесс кристаллизации еще продолжается.

Полученные данные позволяют рассчитать эффективную теплоемкость дегазированных нефтей месторождения Белый Тигр в температурном интервале 60–20 °С и определить температуру начала проявления нефтью не-ньютоновских свойств.

Таблица 4. Кинетика выпадения парафина из нефти месторождения Белый Тигр

Температура нефти, °С	Количество выпавшего парафина, %	Всего количество парафина, %
20	0,26	15,58
21	0,28	15,32
22	0,30	15,04
23	0,32	14,74
24	0,34	14,42
25	0,35	14,08
26	0,36	13,73
27	0,39	13,37
28	0,43	12,98
29	0,50	12,55
30	0,58	12,05
31	0,66	11,47
32	0,74	10,81
33	0,94	10,07
34	0,80	9,13
35	1,16	8,33
36	1,23	7,17
37	1,56	5,94
38	1,84	4,38
39	1,55	2,54
40	0,45	0,99
42	0,28	0,54
45	0,12	0,26
50	0,08	0,14
55	0,04	0,06
60	0,02	0,02

Выводы

1. Разработана компьютерная программа расчета распределения давления и температуры в вертикальных и наклонных трубах при неизотермическом движении водонефтегазовой смеси с учетом выпадения парафинов при добыче нефти на месторождении Белый Тигр, которая позволяет рассматривать конкретные конструкции скважин. Она допускает расчеты неизотермического движения однофазного, двухфазного и трехфазного потоков фонтанирующих скважин при известных соотношениях составов фаз и их теплофизических и реологических свойств.

2. Результаты измерений вязкостных характеристик водонефтяных эмульсий, а также их изменений при подаче химреагентов при высоком давлении показывают, что коэффициенты вязкости нефтей и водонефтяных эмульсий месторождения Белый Тигр изменяются в зависимости от давления, температуры и обводненности. Неньютоновские свойства проявляются ясно при температуре < 40 °С. Коэффициент вязкости водонефтяной эмульсии достигает максимума при обводненности 68 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Arney M., Baim R., Guevara D.D., Joseph D.D., Liu K. Friction Factor and Holdup Studies for Lubricated Pipelining: Experiments and Correlations // *Int. J. Multiphase Flow*. 1993. Vol. 19. P. 1061–1076.
2. Henau V.D., Raithby G.D. A Study of Terrain-Induced Slugging in Two-Phase Flow Pipelines // *Int. J. Multiphase Flow*. 1995, Vol. 21, No 3. P. 365–379.
3. Нгия Т.Т., Бахтизин Р.Н., Велиев М.М., Мастобаев Б.Н., Зунг Л.В., Мовсумзаде Э.М., Каримов Р.М. Транспорт и хранение высоковязких нефтей. СПб.: Недра, 2015. 544 с.

REFERENCES

1. Arney M., Baim R., Guevara D.D., Joseph D.D., Liu K. Friction Factor and Holdup Studies for Lubricated Pipelining: Experiments and Correlations. *Int. J. Multiphase Flow*, 1993, Vol. 19, pp. 1061–1076.
2. Henau V.D., Raithby G.D. A Study of Terrain-Induced Slugging in Two-Phase Flow Pipelines. *Int. J. Multiphase Flow*, 1995, Vol. 21, No. 3, pp. 365–379.
3. Ngia T.T., Bakhtizin R.N., Veliev M.M., Mastobaev B.N., Dung L.V., Movsumzade E.M., Karimov R.M. *Transport i khranenie vysokovyazkikh neftei* [Transport and Storage of High Viscosity Oils]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2015. 544 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Велиев Мубариз Мустафа оглы, д-р техн. наук, доцент, главный специалист высшего класса СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам

Mubaris M. Veliev, Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor, Chief Specialist of the Highest Class, Vietsovpetro JV, Vung Tau, Socialist Republic of Vietnam

e-mail: veliev.rd@vietsov.com.vn

Гумеров Асгат Галимьянович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Asgat G. Gumerov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: gumerov@anrb.ru

Макаренко Олег Анатольевич, д-р техн. наук, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Oleg A. Makarenko, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Transportation and Storage Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: thng@mail.ru

Велиев Элиад Мубаризович, канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Elshad M. Veliev, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: _elshad_@mail.ru