

Литература

1. Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. – М., Издательство «Химия», 1967. – 200 с.
2. Kharlamov S.N., Zaykovskiy V.V. Mathematical modeling of oil dehydration under the influence of low frequency electromagnetic field. - Proceedings of 8th International Forum on Strategic Technology IFOST 2013. – June 28 – July 1 2013 – Volume I.
3. James R. Nagel. Solving the Generalized Poisson Equation Using the Finite-Difference Method (FMD). URL: http://www.ieeeaps.org/pdfs/FA_Numerical_Poisson_Nagel.pdf (дата обращения: 28.08.2014).

МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГООРУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**Е.В. Николаев**

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Предварительная подготовка нефти на промыслах производится после сбора скважинной продукции по коллекторным трубопроводам на дожимные насосные станции (ДНС) и установки предварительного сброса воды (УПСВ) в нескольких последовательных сепараторах (от 2 до 4). В них происходит частичное отделение от нефти попутного нефтяного газа (ПНГ). На этой стадии в результате интенсивного газовыделения происходит унос тяжелых углеводородов с отгоняемым газом. Это чистые потери для месторождений, в которых отсутствует возможность транспорта ПНГ на газоперерабатывающие заводы. Поэтому задача эффективной борьбы с потерями тяжелых углеводородов с ПНГ при предварительной подготовке нефти является *актуальным*.

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудований многоступенчатой сепарации нефти. Разработка компьютерных программ для моделирования процессов разделения скважинной жидкости обеспечивает инженеров ценным инструментом, с помощью которого возможно получить более надежные и качественные решения при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений [1]. По мере разработки месторождений их обводненность увеличивается. На некоторых месторождениях Западной Сибири достигает уже 80 % и более. Данных по исследованию таких эмульсий крайне мало, особенно по газовыделению.

Объектом исследования является многоступенчатая сепарация при предварительной подготовке нефти. *Целью* данной работы является снижение интенсивности газовыделения на первых ступенях сепарации нефти, так как именно в первом сепараторе происходит самое интенсивное выделение газа и, соответственно, самый большой унос тяжелых углеводородов в отгоняемый газ.

В работе [2] проведено изучение влияния термобарических условий на выделение газа при многоступенчатой сепарации нефти с помощью компьютерного моделирования. За счет оптимизации термобарических условий удалось добиться экономии уноса $C_{5+высш.}$ углеводородов с отгоняемым газом на более 40 %.

В работе [3] описывается способ, запатентованный Норвежскими авторами, в котором предлагается доводить содержание воды в смеси с нефтью до 70-80 %, чтобы сплошной стала водная фаза. Это способствует лучшему разделению нефти от воды, однако в работе ничего не говорится о выделении газа и температуре смеси.

В статье [4] экспериментально зафиксировано повышенное содержание растворенного газа, замеренного установкой «АСМА» при измерении газового фактора нефти. Отмечено, что для нефтей Когалымской группы месторождений при температуре ниже 15 °С наблюдается резкое увеличение (в 3 раза и больше) остаточного растворенного газа по отношению к измеренному количеству свободного газа, что искажает результаты измерений. Автор объясняет этот эффект ростом вязкости при снижении температуры и изменением физико-химических процессов на границе раздела фаз (поверхностное натяжение, фазовые переходы и др.). Очевидно, это так же проявление неньютоновских свойств нефти, которую отбирали для пробы, при температуре ниже 15 °С.

В работе [5] запатентован способ предварительной подготовки нефти на промыслах при многоступенчатой сепарации, в котором предусматриваются точки ввода в каждый сепаратор холодной и горячей воды с целью регулирования температуры в зимних и летних условиях, а также добавления в текучую среду деэмульгатора для предотвращения повторного инвертирования фаз. При этом разделенные компоненты отводятся из сепаратора отдельно через отводящие трубопроводы. Данный способ предварительной подготовки нефти используется на одном из месторождений Западной Сибири.

На основе вышеперечисленных фактов, для достижения поставленной цели можно предложить использовать неньютоновское состояние нефти в первом сепараторе для снижения интенсивности газовыделения. А также целесообразно перед каждым сепаратором подавать вместе с нефтью воду для регулирования температуры нефти. С увеличением содержания воды в водонефтяной эмульсии, эмульсия переходит с типа «вода в нефти» в «нефть в воде», и это скачкообразно отражается на эффективную вязкость эмульсии [6].

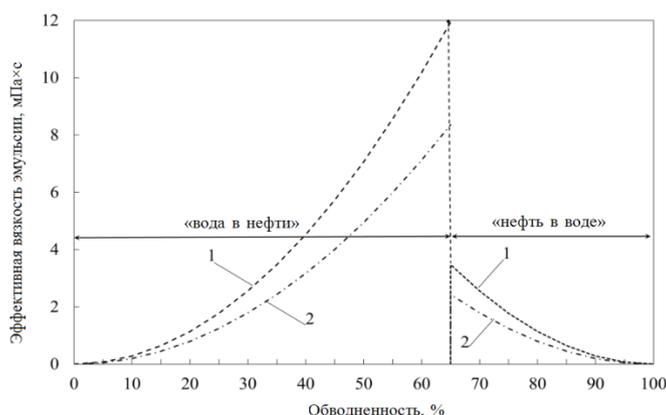


Рис. 1 Влияние обводненности на эффективную вязкость водонефтяной эмульсии

Авторы утверждают, что в большинстве случаев такой переход происходит при содержании воды в водонефтяной эмульсии от 50 до 70 %. В связи с этим можно предположить, что при обводненности водонефтяной эмульсии от 70 до 80 % эмульсия перейдет на тип «нефть в воде». Попадая в сепаратор, растворенный газ в нефти начнет выделяться. Но теперь путь пузырька газа будет состоять из двух частей: 1) всплытие внутри небольшой нефтяной глобулы с расширением за счет кипения растворенных газов C_1-C_4 и испарения $C_{5+высш.}$; 2) всплытие по сплошной водной фазе. Чтобы снизить испарение $C_{5+высш.}$ внутрь пузырька во время его движения в нефтяной глобуле, можно предложить охладить нефть с помощью воды до неньютоновского состояния, при котором вязкость нефти существенно увеличится. Чтобы использовать этот эффект необходима математическая оценка изменения скорости всплытия газовых пузырьков в эмульсии.

Математическая оценка. Для определенности будем считать, что в смеси нефть-вода сплошной является вода, а диспергированной – нефть. Тогда проще оценить соотношение скоростей всплытия пузырьков в нефти и воде. Для вывода этой оценки нужно также сделать ряд допущений, которые позволят упростить выражения, не завышая эту оценку. Во-первых, будем считать диаметр пузырька в воде и нефти одинаковым и постоянным во время всплытия, а сам пузырек – сферическим. Если глобулы диспергированной в воде нефти достаточно малы, то увеличением объема пузырька при всплытии в глобуле можно пренебречь. При всплытии в сплошной водной фазе будем считать, что рост пузырька прекращается. Во-вторых, будем рассматривать установившуюся скорость всплытия пузырька, т.е. стационарное решение уравнения движения. Тогда можно записать дифференциальное уравнение, учитывающее силу тяжести, силу Архимеда и силу сопротивления:

$$m \frac{dU(t)}{dt} = mg - V\rho_{ж}g - K_d S \frac{\rho_{ж}U^2(t)}{2}, \quad (1)$$

где $U(t)$, m , V – скорость, масса и объем пузырька; g – ускорение свободного падения; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; S – площадь сечения пузырька; K_d – безразмерный коэффициент сопротивления. Для Стоксового режима движения ($Re \ll 1$) безразмерный коэффициент сопротивления (K_d) определяется по формуле:

$$K_d = \frac{24}{Re}, \quad (2)$$

при числе Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho_{ж}uD}{\mu_{ж}}, \quad (3)$$

где u – скорость всплытия пузырька; D – диаметр пузырька; $\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости. Стационарное решение уравнения (1) совпадает с известной формулой Стокса. Записали это решение для нефти и воды:

$$U_H = \frac{(\rho_H - \rho_r)D^2g}{18\mu_H}, \quad (4)$$

$$U_B = \frac{(\rho_B - \rho_r)D^2g}{18\mu_B}, \quad (5)$$

где U_H и U_B – скорость всплытия пузырька в нефти и воде; μ_B , μ_H – соответственно вязкость воды и нефти; ρ_B , ρ_H – соответственно плотность воды и нефти. Если взять соотношение скоростей пузырька (4) и (5), получаем:

$$\frac{U_B}{U_H} = \frac{(\rho_B - \rho_r)\mu_H}{(\rho_H - \rho_r)\mu_B}. \quad (6)$$

В этом соотношении разностью плотностей жидкости и газа можно пренебречь, поскольку она для обеих жидкостей велика. К тому же в числителе эта разность однозначно выше. Тогда в качестве нижней оценки отношения скорости всплытия пузырька в воде и нефти получаем:

$$\frac{U_B}{U_H} \approx \frac{\mu_H}{\mu_B}. \quad (7)$$

Таким образом, исходное уравнение и выведенное из него соотношение показывают, что скорость пузырька в воде будет во столько раз больше его скорости в нефти, во сколько раз вязкость нефти больше вязкости воды.

В последующих сепараторах температуру водонефтяной смеси необходимо постепенно увеличивать, чтобы нефть вернулась в состояние неньютоновской жидкости и было выполнено условие по парциальному давлению газов.

Моделирование. Многоступенчатая сепарация нефти была смоделирована в программном обеспечении Aspen HYSYS (рис. 2).

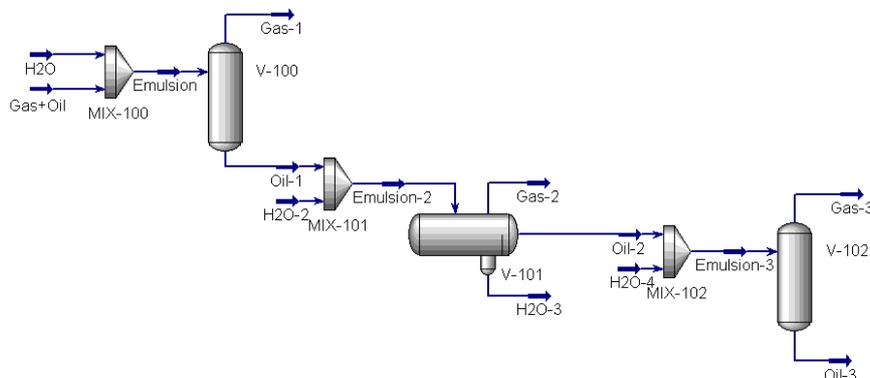


Рис. 2 Модель трёхступенчатой сепарации нефти

Как видно из рисунка 2, перед подачей в каждый сепаратор вместе с нефтью подается вода, с целью регулирования температуры. В данном случае, в первом сепараторе мы охлаждаем нефть до температуры 10 °С, а во 2-м и 3-м, постепенно повышаем температуру до 20 и 30 °С соответственно. То есть, на первом сепараторе мы приводим нефть в неньютоновское состояние жидкости, затем в последующих сепараторах мы возвращаем нефть в ньютоновское состояние. В таблице 1 представлено сравнение составов отгоняемых газов из трех сепараторов двух вариантов: 1) при обводненности водонефтяной смеси 0 %; 2) при обводненности – 75 %.

Таблица 1
Компонентный состав пластовой нефти (Самотлорское месторождение, пласт АВ4-5) на входе и газа на выходах из трех последовательных сепараторов

№		Пласт. нефть моль. %	Вариант 1. Обводненность 0 %			Вариант 2. Обводненность 75 %		
			Газ после сепарации, мас. %			Газ после сепарации, мас. %		
			1 ступень 0,25 МПа, T=10 °С	2 ступень 0,24 МПа, T=20 °С	3 ступень 0,23 МПа, T=30 °С	1 ступень 0,25 МПа, T=10 °С	2 ступень 0,24 МПа, T=20 °С	3 ступень 0,23 МПа, T=30 °С
	1	2	3	4	5	7	8	9
1	Диоксид углерода	0,47	2,94	3,29	3,56	2,87	2,94	2,98
2	Азот	0,08	0,34	0,22	0,14	0,34	0,26	0,18
3	Метан	32,73	78,51	72,55	65,68	77,52	73,91	67,98
4	Этан	0,55	2,21	2,55	2,88	2,21	2,39	2,61
5	Пропан	1,2	5,12	6,46	7,91	5,15	5,89	7,02
6	Изо-бутан	1,26	4,34	5,77	7,43	4,46	5,29	6,61
7	Н-бутан	1,33	3,44	4,68	6,16	3,57	4,31	5,50
8	Изо-пентан	1,45	2,12	3,03	4,16	2,26	2,81	3,75
9	Н-пентан	0,9	0,95	1,39	1,95	1,02	1,29	1,76
10	C ₆₊ высш	60,03	0,03	0,06	0,13	0,03	0,05	0,11
11	Вода		0	0	0	0,57	0,86	1,50
12	Унос C ₅₊ высш		3,1	4,48	6,24	3,31	4,15	5,62
13	Соотношение уносов, %		100	145	201	100	125	170

Численное моделирование с помощью программного обеспечения HYSYS показало соотношение уноса в первой, второй и третьей сепараторах C₅₊высш. углеводородов: от 100:145:201 (без воды) до 100:125:170 (с обводненностью 75 %). Это приводит к более равномерному распределению газовой выделению. Общий унос C₅₊высш. углеводородов был снижен от 4,61 до 4,36 %.

Выводы:

для снижения уноса тяжелых углеводородов в отгоняемый газ на первом сепараторе при многоступенчатой сепарации нефти предложено использовать её неньютоновские свойства путем её охлаждения и диспергирования в сплошной водной фазе;

выведена приближенная математическая оценка относительной скорости всплытия пузырьков газа в нефти и воде, которая показала наличие обратной пропорциональности их от вязкостей;

смоделирована схема многоступенчатой сепарации нефти, использующая подачу воды в каждый сепаратор с целью регулирования температуры для поддержания оптимальных термобарических условий; численное моделирование с помощью программного обеспечения HYSYS показало соотношение уноса в первой, второй и третьей сепараторах $C_{5+высш.}$ углеводородов: от 100:145:201 (без воды) до 100:125:170 (с обводненностью 75 %), что приводит к более равномерному распределению газовой выделению; общий унос $C_{5+высш.}$ углеводородов снижен от 4,61 до 4,36 %.

Литература

1. F.M. Khoury, Multistage Separation Processes, Fourth Edition, CRC Press, Boca Raton, FL, 2015.
2. A.A. Khamukhin, E.V. Nikolayev, Modeling of Gas Multistage Separation to Increase Stock Tank Oil, Advanced Materials Research, Vol 1040 (2014), P. 508–512.
3. Пат. 2349749 (РФ). Способ и устройство для разделения нефти и воды при добыче их из подземных или морских месторождений / П. Грамме, Г.Х. Лиз: № 2006103784/03; заявл. 08.07.2004; опубл. 20.03.2009. Бюл. №8 – 8 с.
4. О.В. Давыдова. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. – С. 181–189. – URL: http://ogbus.ru/authors/DavydovaOV/DavydovaOV_1.pdf (Дата обращения: 06.09.2013).
5. Пат. 2496550 (РФ). Способ предварительной подготовки нефти на промыслах при многоступенчатой сепарации / А.А. Хамухин: № 2012122820/05; заявл. 01.06.2012; опубл. 27.10.2013. Бюл. № 30 – 12 с.
6. Aspen HYSYS. Upstream Operations Guide. Version Number V 7.3, Burlington, 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УПЛОТНЕНИЯ ФРАКЦИЙ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.Д. Сиротин, М.И. Гильдебрандт, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В настоящее время применительно к региональным грунтовым условиям продолжается поиск более совершенных решений подготовки оснований фундаментов объектов нефтегазовой отрасли, и в частности для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Очевидно, что разработка новых эффективных типов фундаментов и методов улучшения свойств грунтов основания возможна только на основе детального изучения их работы методами механики грунтов и обоснования технологий их массового возведения [1]. Песчаные грунты используются не только в нефтегазовой отрасли в качестве грунтов оснований резервуаров для хранения жидких углеводородов, но и в строительной отрасли в целом - в качестве грунтов оснований зданий и сооружений промышленного и гражданского назначения [2-4]. Ранее выполненные исследования показали, что деформационные свойства песчаных грунтов существенным образом зависят от их влажности [5-8]. Поскольку песчаные грунты состоят из частиц различных размеров (фракций), было выдвинуто предположение о влиянии фракционного состава грунта на изменение его деформационных свойств под действием влаги. Ожидается, что исследования, направленные на уточнение особенностей влияния каждой из фракций грунта в зависимости от их влажности на суммарное значение величины деформации, позволили бы прогнозировать на основе гранулометрического анализа влияние влажности на песчаный грунт в целом. Это в свою очередь, позволило бы выбирать рациональную технологию уплотнения рассматриваемого песчаного грунта, а значит, в итоге, и снизить временные и материальные затраты на подготовку песчаного основания.

В настоящее время на базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на уточнение влияния влажности на характер уплотнения отдельных фракций песчаного грунта средней крупности. С помощью набора сит из аллювиального песка средней крупности поймы р. Иртыш были получены фракции с размером частиц $1,0 \div 2,0$ и $0,5 \div 1,0$ мм. Максимальная величина давления была принята из условия моделирования нагружения под днищем резервуара РВСП 50 000 куб.м в ходе его гидравлических испытаний и равнялась 180 кПа. Лабораторные исследования позволили выявить особенности влияния влажности на деформацию отдельных фракций подготовленных образцов. Так, например, в ходе компрессионных испытаний образцов с размерами частиц $1,0 \div 2,0$ мм было установлено, что максимум уплотнения исследованной фракции приходится на влажность $W=6\%$ (см. рисунок 1).

В диапазоне значений влажности грунта от $W=0\%$ до $W=6\%$ имеет место резкий рост степени уплотнения (от 1,04 до 1,19 раза), свыше $W=6\%$ - снижение (до 1,08 раза). У исследованной фракции практически отсутствует диапазон влажности, в котором величина деформации постоянна, как это наблюдалось у исходного песчаного грунта [5]. Стоит отметить и тот факт, что в ходе компрессионных испытаний песчаной фракции с зёрнами более 1 мм получено большее значение плотности ($1,74 \text{ г/см}^3$), что в 1,08 раза больше, чем для уплотнённого исходного песчаного грунта ($1,61 \text{ г/см}^3$).