

ВЛИЯНИЕ ДИАМЕТРА ПУЗЫРЬКОВ ГАЗА НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСЬЮ

Настоящая статья является продолжением исследований влияния газосодержания водогазовой смеси (ВГС) на вытеснение нефти, где фиксировался размер пузырьков газа и его влияние на вытеснение. Диаметр пузырьков определялся с помощью прозрачных камер экспериментальной установки, микроскопа и фотоаппарата. На полученных фотографиях определялись размеры пузырьков, затем их размеры пересчитывались в натуральную величину и строились графики распределения пузырьков по их размерам. Вид структуры смеси и распределение пузырьков газа по размерам при газосодержании смеси 16,5 % приведены на рис. 1, 2.

Диаметры пузырьков газа для всех газосодержаний смеси составляют от 450 до 1000 мкм, преобладающий размер – от 600 до 900 мкм. На рис. 3 зафиксирована структура газожидкостной смеси (ГЖС) на выходе из модели. В большинстве

случаев на выходе из модели существует крупнодисперсная газожидкостная смесь и ее устойчивой структуры не наблюдается. Увеличение газовых пузырьков в смеси на выходе из модели ($d = 1,2-1,5$ мм) по сравнению с размерами на входе в 4–5 раз обусловлено самим процессом фильтрации ВГС на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ).

ПАВ отмывает нефть с поверхности породы, частично адсорбируясь на этой поверхности, что ухудшает пенообразующие свойства ГЖС и приводит к укрупнению пузырей. Для изменения диаметра пузырьков (его уменьшения) было увеличено давление эксперимента (от 1,0–1,5 до 6,0–6,5 МПа) и изменена компоновка струйного аппарата [диаметр рабочего сопла и камеры смешения от 0,25 (рабочее сопло) и 0,65 (камера смешения) до 0,15 (сопло) и 0,35 (камера смешения)]. С увеличением давления пропорционально

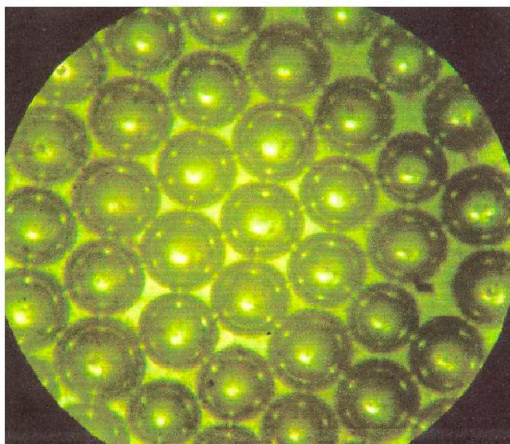


Рис. 1. Структура смеси на входе в модель при газосодержании 16,5 %

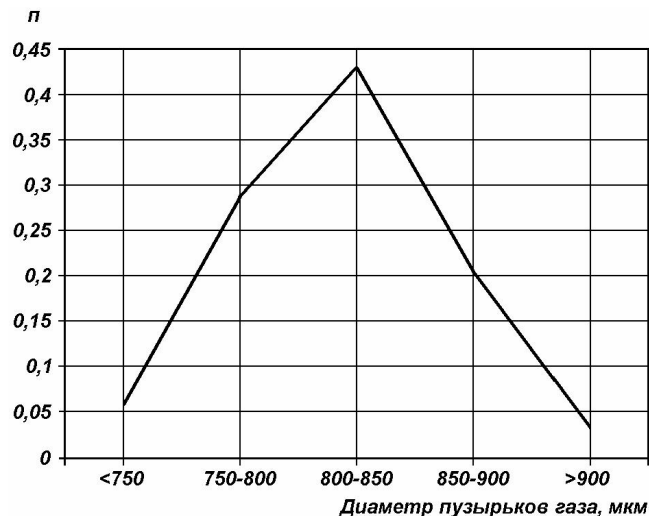


Рис. 2. Распределение по размерам пузырьков газа в смеси на входе в модель при газосодержании 16,5 %

уменьшится диаметр пузырьков газа. С уменьшением геометрических размеров компоновки струйного аппарата возрастает скорость потока в струйном аппарате, происходят более интенсивное перемешивание жидкости и газа, более интенсивное дробление пузырьков газа.

При измененных условиях эксперимента достаточно сначала проверить сходимость значений коэффициентов вытеснения в области оптимальных газосодержаний и за ее пределами. В случае

хорошей сходимости результатов проведение дальнейших исследований не требуется. При выявлении существенных отличий новые экспериментальные точки будут использованы для построения новой зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания.

Эксперименты при повышенных давлениях и уменьшенных диаметрах пузырьков газа были проведены на моделях 1–4. Коллекторские свойства этих моделей приведены в табл. 1.

Таблица 1

№ модели	Проницаемость, Д		Пористость	Начальное кол-во керосина в модели, см ³
	по азоту	по воде		
1	1,14	0,193	0,4179	250
2	1,29	0,219	0,4407	261
3	1,13	0,200	0,4495	237
4	1,21	0,220	0,4280	255

Полученные в результате экспериментов коэффициенты вытеснения, соответствующие им газосодержания и расходы воды, газа и керосина приведены в табл. 2.

Увеличение расходов всех фаз по сравнению с экспериментами при низком давлении вызвано изменением размеров модели – увеличением диаметра трубы в два раза. Расходы были изменены

Таблица 2

№ модели	Расход, см ³ /с			Кол-во прокачанных $V_{пор}$	Кэф-т вытеснения	Газосодержание смеси
	керосина	азота	воды			
1	0,0068	0,0197	0,0666	7,82	0,669	0,217
2	0,0227	0,1030	0,0403	9,05	0,736	0,717
3	0,0055	0,1055	0,0297	10,97	0,616	0,778
4	0,0183	0,1201	0,1475	9,09	0,747	0,463

таким образом, чтобы сохранилось постоянным значение линейной скорости фаз в модели.

Динамика вытеснения модели нефти водогазовой смесью приведена на рис. 4, а итоговые точки зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания смеси при высоком давлении – на рис. 5. На этом рисунке также показана кривая зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания смеси при низких давлениях. Как видно из приведенных зависимостей, экспериментальные точки при низких и высоких давлениях хорошо согласуются между собой, ложась практически на одну кривую. Таким образом, процесс вытеснения модели нефти ВГС не зависит от давления, при котором происходит вытеснение.

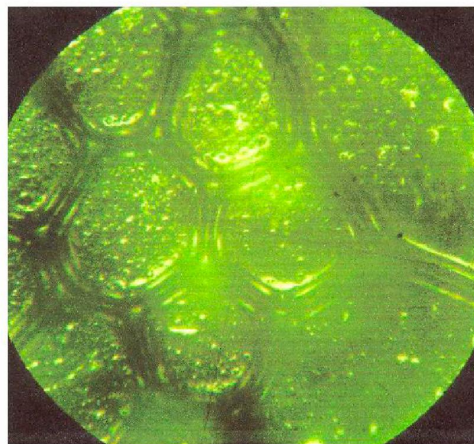


Рис. 3. Структура смеси на выходе из модели при газосодержании 16,5 %

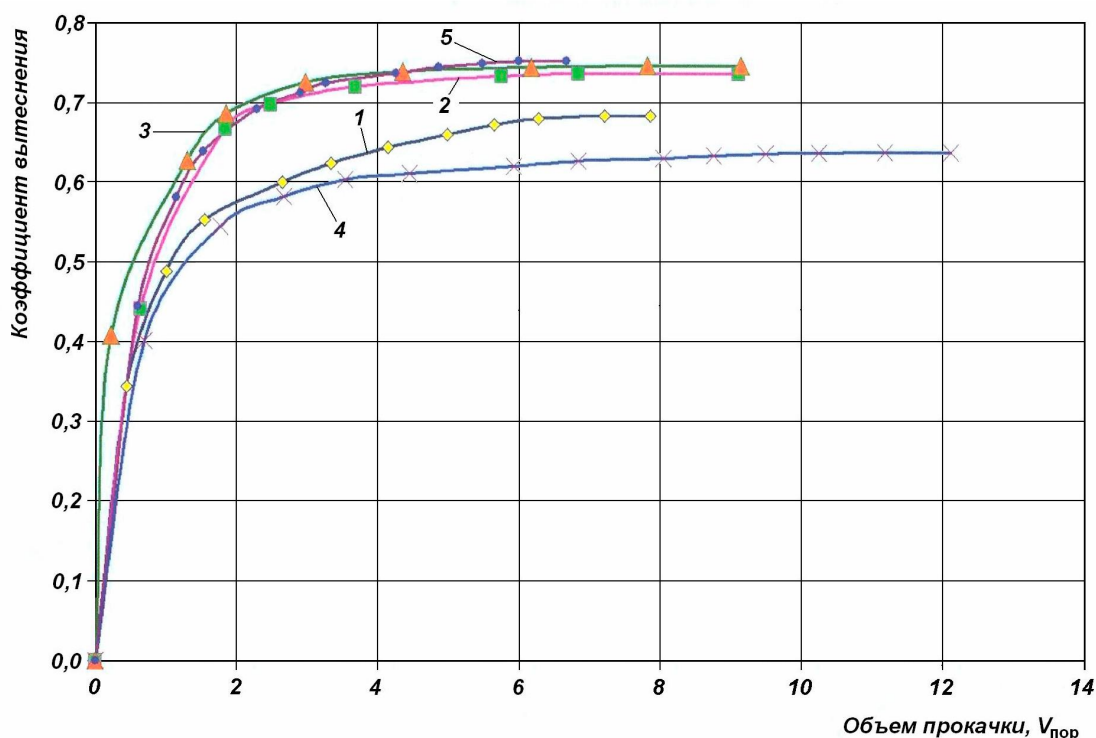


Рис. 4. Зависимости коэффициента вытеснения от количества прокачанных поровых объемов ВГС при различных газосодержаниях смеси (высокие давления): 1 – 21,7 %; 2 – 71,7 %; 3 – 46,8 %; 4 – 79,8 %; 5 – 31,6 %

Также на рис. 5 сопоставлены результаты, полученные разными авторами при разных условиях эксперимента (данные УкргипроНИИ-нефть [1], ТомскНИПИнефть, НПО «Союзнефтеотдача» [2]), с данными, полученными в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина автором данной работы [3]. Всеми авторами отмечено наличие области оптимальных газосодержаний смеси, которой соответствует максимальное значение

коэффициента вытеснения. Границы этой области лежат в пределах газосодержаний от 20–30 % (левая граница) до 70–80 % (правая граница).

По результатам сравнения некоторых исследований, проведенных различными авторами и организациями, можно сделать следующие выводы. При использовании ВГВ с начала разработки (данные УкрНИИПНД и экспериментальные графики РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

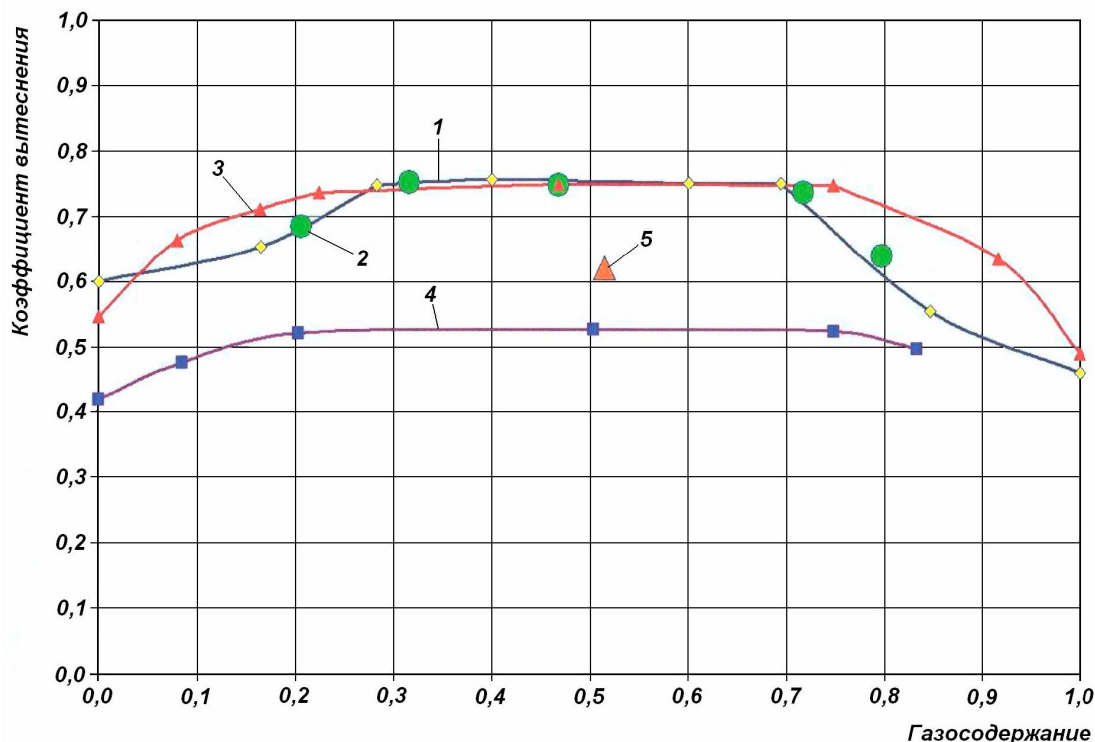


Рис. 5. Зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания ВГС, полученные разными авторами: 1 – данные РГУ на низких давлениях; 2 – данные РГУ на высоких давлениях; 3 – данные УкрНИИПНД; 4 – данные ТомскНИПИнефть; 5 – данные РГУ-довытеснение

в оптимальной области газосодержания коэффициент вытеснения составляет 73–76 %. Это справедливо для случаев использования как углеводородного газа (преимущественно метана), так и неуглеводородного газа – азота. Следовательно, можно сделать предварительное заключение о том, что максимально достижимые величины коэффициента вытеснения при ВГВ мало зависят от состава и природы газа, если вытеснение является несмешивающимся. Но в то же время между результатами вытеснения есть **некоторые различия**.

Более высокий коэффициент вытеснения при заводнении в исследованиях РГУ по сравнению с данными УкрНИИПНД обусловлен тем, что вытеснение проводилось не технической водой, а смесью воды и ПАВ (нефтенол-МЛ). Разную форму графиков (см. рис. 5) в крайне левой и правой областях можно объяснить разной природой газов – при использовании углеводородного газа возможно вытеснение в режиме ограниченной смесимости нефти и газа, которому соответствуют более высокие коэффициенты вытеснения.

Несколько ниже располагаются значения, полученные в НПО «Союзнефтеотдача» и

ТомскНИПИнефть. Возможно, это связано с тем, что проводилось довытеснение ВГС модели нефти после заводнения. Авторами также проведены исследования по довытеснению, их результаты будут рассмотрены ниже. Из общей картины выпадают данные СибНИИПНП – коэффициенты вытеснения изменяется от 74 при последовательной закачке воды и газа до 90 % при попеременной. Но из-за отсутствия данных об использованных в экспериментах моделях пласта трудно судить о причинах этих отклонений.

При проведении экспериментов на высоких давлениях так же, как и в случае низких давлений, фиксировалась структура водогазовой смеси на входе в модель и выходе из нее. Общий вид структур водогазовой смеси и распределений пузырьков по диаметрам приведены на рис. 6, 7. Преобладающий размер пузырьков газа при измененных условиях эксперимента составил от 70 до 120 мкм.

Таким образом, увеличение давления в 4–6 раз (от 1,0–1,5 до 6,0–6,5 МПа) и уменьшение диаметра пузырьков газа в 6–8 раз (от 550–800 до 70–120 мкм) не оказывает существенного влияния на процесс вытеснения. При таком значительном

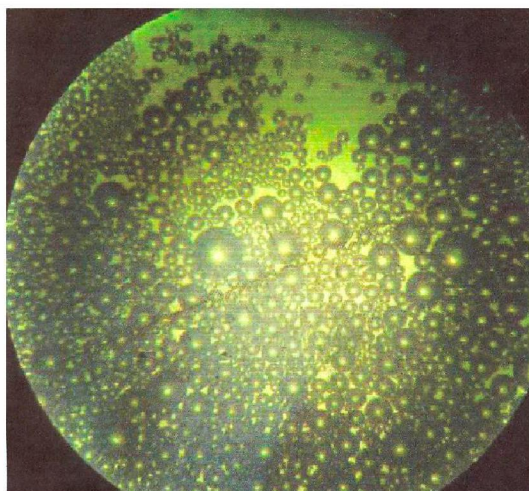


Рис. 6. Структура смеси на входе в модель при газосодержании 20,6 % (высокое давление)

изменении условий эксперимента коэффициент вытеснения меняется очень слабо и составляет по-прежнему 74–75 %.

При работе на малых давлениях на выходе из модели структуры не наблюдается. При работе на высоких давлениях отмечается иная картина. На рис. 8 зафиксирована структура газожидкостной смеси на выходе из модели при больших давлениях (газосодержание 20,6 %). По ним видно, что в подавляющем большинстве случаев на выходе из модели существует крупнодисперсная ГЖС. Увеличение газовых пузырьков в смеси на выходе из модели ($d = 1,2-1,5$ мм) по сравнению

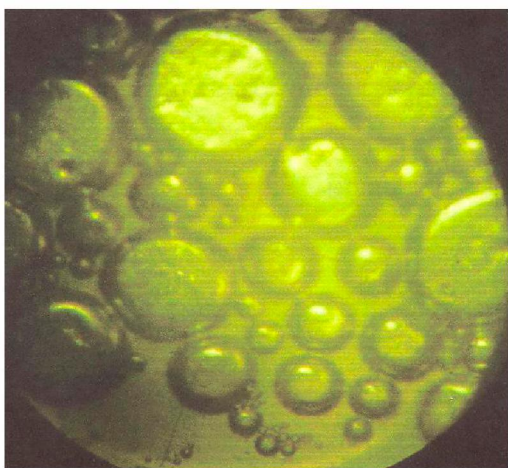


Рис. 8. Структура смеси на выходе из модели при газосодержании 20,6 % при высоком давлении

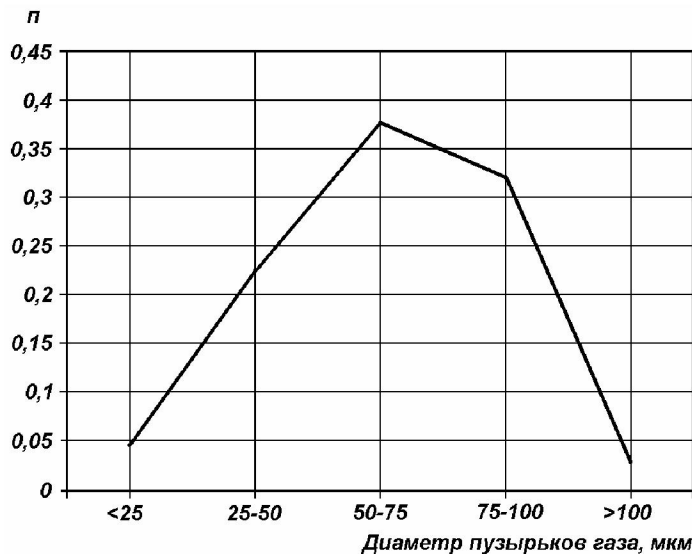


Рис. 7. Распределение пузырьков газа в смеси на входе в модель при газосодержании 20,6 % (высокое давление)

с размерами на входе ($d = 100$ мкм) в 10–12 раз обусловлено самим процессом фильтрации ВГС на основе ПАВ.

ПАВ отмывает нефть с поверхности породы, частично адсорбируясь на этой поверхности, что ухудшает пенообразующие свойства ГЖС и приводит к укрупнению пузырей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иваншин В.С., Карнаушевская Ж.И., Лискевич Е.И. Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении // Нефтяное хозяйство. 1975. № 2. С. 35-38.
2. Пляков Г.Н., Яковлев А.П., Кудашев Р.И., Романова Е.И. Исследование эффективности водогазового воздействия на примере пласта Ю₁ Когальского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1992. № 1. С. 44-48.
3. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 1. Территория нефтегаз. 2006. № 2.

Резюме

Газ көпіршіктерінің тіркелген мөлшерін және ығыстыруға тигізетін оның әсерін зерттеу арқылы қоспадағы газ мөлшерінің суға қоспаларымен мұнайды ығыстыруға тигізетін әсері зерттелген.

Summary

The influence of mixture gas content on gas-water mixture oil displacement is studied in this work by studying fixed gas bubbles size and its influence on displacement.

НИИ «Каспиймұнайгаз»

Поступила 3.03.07г.