

© М.Т.Абасов, А.С.Стреков, Ю.Н.Литвишков, А.А.Гаджиев, 2008

## ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ВИБРОВОЗДЕЙСТВИЯ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ПЛАСТОВ

М.Т.Абасов, А.С.Стреков, Ю.Н.Литвишков, А.А.Гаджиев

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

Экспериментально изучены особенности влияния вибровоздействия на коэффициент извлечения нефти (КИН) водой. При этом установлено увеличение КИН независимо от стадии разработки нефтяного пласта по сравнению с обычным извлечением нефти водой. Выявлена зависимость КИН от параметров вибрации, определяемая природой углеводородной жидкости. Показано, что реакция нефтяного пласта относительно начала вибровоздействия проявляется с некоторым опозданием.

### Введение

В последние годы возрос интерес производственных предприятий по добыче нефти к новым технологиям повышения нефтеотдачи пластов, в том числе к волновым методам воздействия на пласт. Связано это с принципиальным отличием волновых методов от всех других методов увеличения нефтеотдачи, а именно с тем, что данные методы относятся к технологиям объемного воздействия на пласт, т.е. они обладают значительным радиусом действия (от нескольких сотен метров до нескольких километров), относительно низкой стоимостью, экологической чистотой (Боголюбов и др., 2000; Мохов и др., 2004; Потапов, Правдухин, 2000; Садовский и др., 1986; Симонов и др., 2000 и др.).

Теоретические и экспериментальные исследования, опытно-промышленные работы показали, что наибольшая эффективность от вибровоздействия достигается на определенных частотах вибраций (доминантных частотах), которые меняются от пласта к пласту (Боголюбов и др., 2000; Николаевский, 1989; Николаевский, 1992). Проведенные нами исследования (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 2005; Абасов и др., 2007; Стреков и Гаджиев, 2007) и анализ исследований других авторов (Боголюбов и др., 2000; Бриллиант и др., 2000; Погосян и др., 1989; Потапов и др., 2000; Симонов и др., 2000 и др.) показывают, что вибровоздействие в области доминантных частот

оказывает влияние на свойства всей пластовой системы (фильтрационно-емкостные свойства пористой среды, свойства нефтей и вод, насыщающих нефтяной пласт, смачиваемость нефтяного коллектора, скорость фильтрации флюидов и др.).

### Постановка задачи

Несмотря на большой объем исследований в области волновых методов воздействия на пласт (Везиров и др., 1998; Гадиев, 1977; Горбачев и др., 2002; Лукьянов и др., 2007 и др.), многие вопросы влияния вибрационного поля на механизм извлечения нефти водой изучены ещё недостаточно, что сдерживает широкое внедрение волновых методов в нефтяную промышленность. Так, среди многих других факторов остаются невыясненными целесообразность применения вибровоздействия на начальной стадии разработки нефтяного месторождения (Симонов и др., 2000), влияние поведения углеводородных жидкостей различной вязкости в поле упругих волн на КИН. В связи с этим, как отмечается, например, в работе (Лукьянов и др., 2007), очень часто наблюдается неоднозначность результатов натурных испытаний, проведенных различными исследователями. Поэтому исследования влияния вибровоздействия, особенно в области доминантных частот, на механизм извлечения нефти различной вязкости водой из пластов на различной стадии их разработки имеют большое научное и практическое значение.

### Результаты экспериментальных исследований и их обсуждение

Экспериментальные исследования влияния вибрационного поля на механизм вытеснения нефти водой выполнены на специально собранной установке, состоящей из следующих элементов: генератор низкочастотных механических колебаний, регулятор частот и предметный стол, который механически связан с генератором низкочастотных колебаний. При проведении экспериментов на предметный стол крепилась однородная линейная модель пласта, выбор длины которой был проведен в соответствии с рекомендациями о моделировании процесса извлечения нефти водой (Эфрос, 1963). Опыты проведены на пористой среде из кварцевого песка проницаемостью по воздуху  $6,9 \text{ мкм}^2$ , на нефтях месторождений: Биби-Эйбат плотностью  $877 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $18,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  с содержанием смол  $6,5 \%$ , асфальтенов  $0,12 \%$ , парафина  $0,76 \%$  и межфазным натяжением на границе с водой  $24,6 \cdot 10^{-3} \text{ Дж/м}^2$ ; Пираллахы плотностью  $926 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $157 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  с содержанием смол  $14 \%$ , асфальтенов  $0,8 \%$ , парафина  $2 \%$ , межфазным натяжением на границе с водой  $3,1 \cdot 10^{-3} \text{ Дж/м}^2$  при давлении нагнетания воды в модель пласта  $0,02 \text{ МПа}$ .

Методика проведения экспериментов была следующей. Предварительно вакуумированная модель пласта насыщалась пресной водой, которая затем вытеснялась нефтью. В результате в пористой среде создавалась связанная вода ( $15 - 18,3 \%$  от объема пор). Далее модель пласта выдерживалась в покое 24 часа, после чего начиналось извлечение нефти водой из пласта с наложением вибровоздействия на модель пласта на определенной стадии извлечения нефти.

Вибровоздействие производилось в области доминантных частот при частотах и амплитудах вибрации соответственно  $6 \text{ Гц}$  и  $1,06 \text{ мм}$ ,  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$ ,  $12 \text{ Гц}$  и  $1,27 \text{ мм}$ .

Были исследованы следующие варианты извлечения нефти из пласта водой с наложением вибровоздействия:

1 - извлечение нефти из пласта водой с вибровоздействием на пласт с начала процесса извлечения;

2 - извлечение нефти из пласта водой с вибровоздействием на пласт после окончания безводного периода;

3 - извлечение нефти из пласта водой с вибровоздействием на пласт после окончания водного периода.

Результаты экспериментов обработаны в виде зависимостей КИН, доли нефти в потоке жидкости от объема прокачанной жидкости и от времени извлечения и представлены на рис. 1, 2, 3, 4.

На рис. 1, 2 представлены зависимости КИН соответственно для нефтей месторождений Биби-Эйбат и Пираллахы на различных стадиях разработки нефтяного пласта от объема прокачанной через пласт жидкости при частотах и амплитудах вибрации  $6 \text{ Гц}$  и  $1,06 \text{ мм}$  (рис.1 а),  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$  (рис.1 б),  $12 \text{ Гц}$  и  $1,27 \text{ мм}$  (рис.1 в). Как видно из представленных на рис. 1 данных, для нефти месторождения Биби-Эйбат наблюдается как зависимость КИН от варианта разработки нефтяного пласта с вибровоздействием (ср. на рис. 1 а, б, в, кр.1, 2, 3), так и от частот и амплитуд вибрации (ср. рис. 1 а с рис. 1 б и рис.1 в). Для нефти месторождения Пираллахы зависимость КИН определяется только вариантом разработки нефтяного пласта с вибровоздействием (ср. на рис. 2 кр.1, 2, 3). При изменении частот вибрации от  $6$  до  $12 \text{ Гц}$  и амплитуд от  $1,06$  до  $1,27 \text{ мм}$  для данной нефти наблюдаются практически как количественно, так и качественно одни и те же зависимости КИН от объема прокачанной через пласт жидкости для всех рассмотренных вариантов разработки нефтяного пласта с вибровоздействием. Поэтому на рис. 2 представлены осредненные значения зависимости КИН от объема прокачанной через пласт жидкости для всех рассмотренных вариантов разработки нефтяного пласта при частотах вибрации  $6 - 12 \text{ Гц}$  и амплитудах  $1,06, 1,67$  и  $1,27 \text{ мм}$ .

Из рис.1 также видно, что при обычном заводнении конец процесса извлечения нефти месторождения Биби-Эйбат, когда обводненность продукции составляет  $98 \%$ , наступает после прокачки через модель пласта 4-х объемов пор (ОП) жидкости. К этому моменту безводный и конечный КИН для нефти месторождения Биби-Эйбат составляют соответст-

венно 0,25 и 0,52 долей единицы (д.ед.). По окончании процесса обычного извлечения нефти водой, согласно варианту № 3, на пласт налагается вибрационное поле с частотами и амплитудами вибрации 6 Гц и 1,06 мм (рис.1 а), 10 Гц и 1,67 мм (рис.1 б), 12 Гц и 1,27 мм (рис.1 в) с дальнейшим извлечением нефти из пласта водой. Как видно из рис.1 а, б, в: кр. 1, в начале вибровоздействия его влияние на КИН при всех рассмотренных частотах и амплитудах отсутствует. Только после прокачки через модель пласта воды в объеме приблизительно 1,3-1,7 ОП наблюдается реакция пласта на вибровоздействие, и КИН начинает расти. Дальнейшая закачка воды в пласт в количестве 5 ОП для 10 Гц и 6 ОП для 6 и 12 Гц от начала вибровоздействия приводит к достижению максимального значения КИН при вибровоздействии с частотами и амплитудами вибрации 6 Гц и 1,06 мм (рис.1 а), 10 Гц и 1,67 мм (рис.1 б), 12 Гц и 1,27 мм (рис.1 в), соответственно 0,6 долей единиц при общей прокачке жидкости с начала процесса извлечения нефти 10 ОП, 0,67 д. ед. и 9 ОП и 0,62 д. ед. и 10 ОП. Таким образом, при вибровоздействии на пласт, насыщенный нефтью месторождения Биби-Эйбат, по окончанию процесса обычного извлечения нефти водой КИН увеличивается для частот и амплитуд вибрации 6 Гц и 1,06 мм (рис.1 а), 10 Гц и 1,67 мм (рис.1 б), 12 Гц и 1,27 мм (рис.1 в) соответственно на 0,08, 0,15 и 0,10 д. ед. по сравнению с обычным извлечением нефти водой. Как видно, в данном случае наиболее эффективно вибровоздействие с частотой и амплитудой вибрации 10 Гц и 1,67 мм (рис.1 б).

Как показали эксперименты с нефтью месторождения Пираллахы (рис.2 кр.1), безводный и конечный КИН на момент прокачки через модель пласта 6,13 ОП жидкости, когда наступает 98% обводненность продукции, составляют соответственно 0,12 и 0,43 д.ед. При наложении на модель пласта вибрационного поля с частотами и амплитудами вибрации 6 Гц и 1,06 мм, 10 Гц и 1,67 мм, 12 Гц и 1,27 мм (рис.2 кр.1) влияние вибровоздействия на КИН наступает при прокачке через модель пласта 0,8 ОП жидкости, а осредненный КИН составляет 0,5 д.ед. при прокачке через модель пласта 10,5 ОП жидкости. Таким об-

разом, вибровоздействие на пласт, насыщенный нефтью месторождения Пираллахы, независимо от частот и амплитуд вибрации позволяет увеличить КИН на 0,07 д. ед. по сравнению с обычным извлечением нефти водой.

На кривых 2, 3 рис.1 а, б, в и рис. 2 отложены данные экспериментов для нефтей месторождений Биби-Эйбат и Пираллахы, когда вибровоздействие на пласт осуществляется соответственно сразу же после окончания безводного периода (вариант № 2) и с начала извлечения нефти водой (вариант № 1). Как видно из этих данных, независимо от параметров вибрационного поля, налагаемых на пласт, КИН в этих случаях всегда выше, чем при вибровоздействии на пласт после окончания процесса обычного извлечения нефти водой. При этом объем прокачки рабочего агента через модель пласта во всех случаях по сравнению с вариантом № 3 сокращается.

Так, КИН для нефти месторождения Биби-Эйбат, когда вибровоздействие на пласт осуществляется сразу же после окончания безводного периода, составляет 0,65 д.ед. для частот и амплитуд вибрации 6 Гц и 1,06 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 9 ОП; 0,75 д.ед. для 10 Гц и 1,67 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 7,2 ОП; 0,7 д.ед. для 12 Гц и 1,27 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 8,5 ОП. Осредненный КИН для нефти месторождения Пираллахы в этом случае составляет 0,6 д.ед. при объеме прокачки жидкости через пласт 7,75 ОП.

КИН для месторождения Биби-Эйбат, когда вибровоздействие на пласт осуществляется с начала извлечения нефти водой, составляет 0,7 д.ед. для частот и амплитуд вибрации 6 Гц и 1,06 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 8 ОП; 0,81 для 10 Гц и 1,67 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 6 ОП; 0,75 д.ед. для 12 Гц и 1,27 мм при объеме прокачки жидкости через пласт 7,2 ОП. Осредненный КИН для нефти месторождения Пираллахы составляет 0,65 д.ед. при объеме прокачки жидкости через пласт 6,45 ОП.

При этом анализ данных, приведенных на рис.1 и 2, показывает, что конечный КИН для нефти месторождения Биби-Эйбат плотностью  $877 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $18,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при

всех исследованных частотах и амплитудах вибрации и вариантах извлечения нефти из пласта всегда выше, чем для нефти месторождения Пираллахы плотностью  $926 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $157 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Хотя прирост конечного КИН в результате вибровоздействия по сравнению с заводнением для нефти месторождения Пираллахы сопоставим с приростом конечного КИН для нефти месторождения Биби-Эйбат, а для некоторых частот вибрации и вариантов извлечения нефти он даже выше.

Здесь следует также отметить, что и в данных случаях реакция пласта на вибровоздействие проявляется с некоторым опозданием. Например, для нефти месторождения Биби-Эйбат для частот и амплитуд вибрации  $6 \text{ Гц}$  и  $1,06 \text{ мм}$ ,  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$ ,  $12 \text{ Гц}$  и  $1,27 \text{ мм}$ , когда вибровоздействие на пласт осуществляется соответственно сразу же после окончания безводного периода и с начала извлечения нефти водой, реакция пласта на вибровоздействие наступает соответственно после прокачки через пласт рабочего агента  $1,43$  и  $0,25$ ,  $1,05$  и  $0,22$  и  $1,43$  и  $0,72$  ОП.

Такое же явление наблюдается и при вибровоздействии на пласт насыщенной нефтью месторождения Пираллахы.

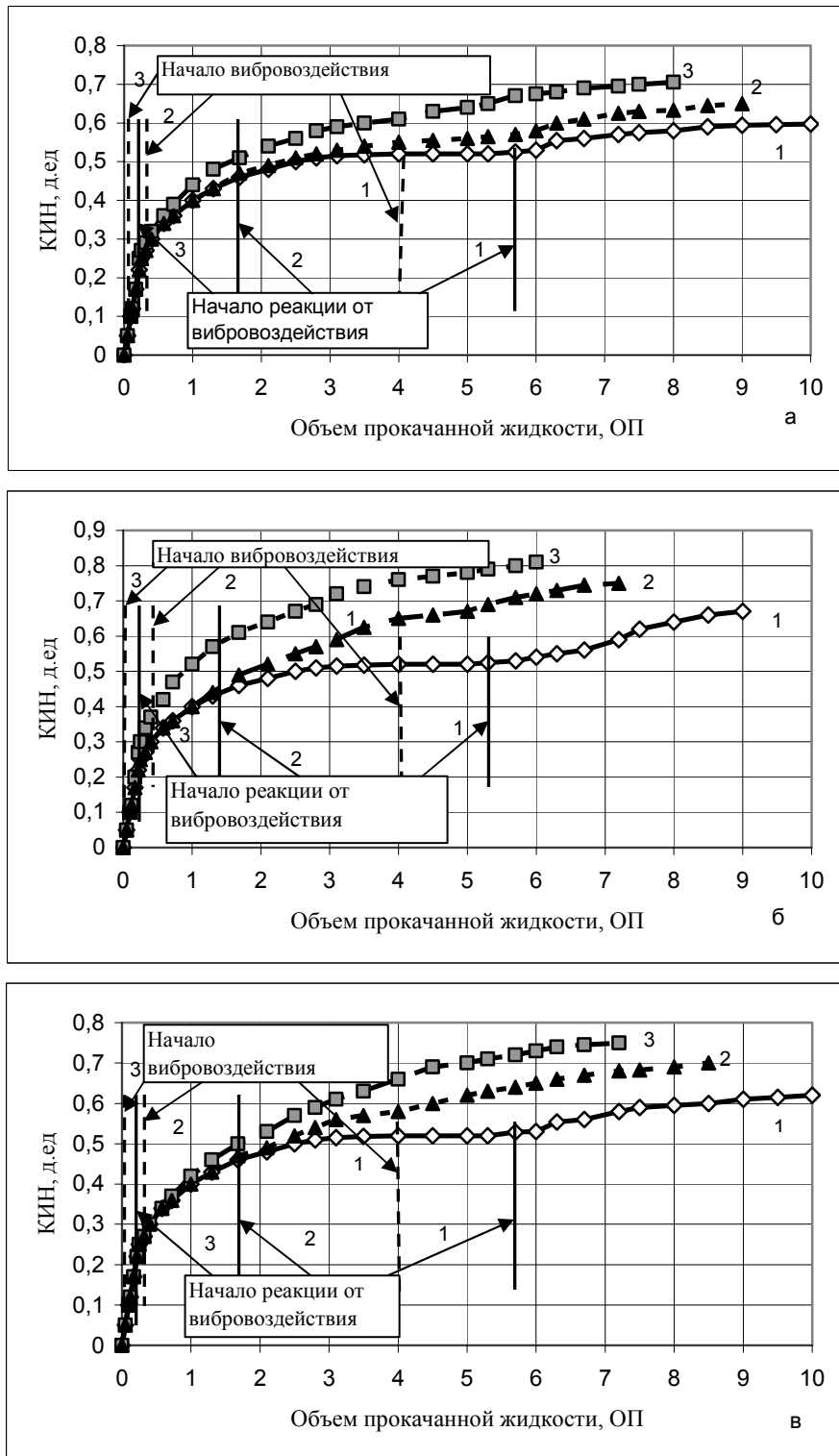
Сравнение экспериментальных данных для нефти месторождения Биби-Эйбат (рис. 1 а, б, в кр.1, 2, 3) также показывает, что, если конечный КИН в  $0,52$  д.ед. для обычного извлечения нефти водой достигается при прокачке через пористую среду 4 объемов пор жидкости, то тот же КИН для частот и амплитуд вибрации  $6 \text{ Гц}$  и  $1,06 \text{ мм}$ ,  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$ ,  $12 \text{ Гц}$  и  $1,27 \text{ мм}$ , когда вибровоздействие на пласт осуществляется соответственно сразу же после окончания безводного периода (вариант № 2) и с начала извлечения нефти водой (вариант № 1), достигается соответственно при объеме прокачки жидкости через пласт  $2,8$  и  $1,68$  ОП,  $2,1$  и  $1$  ОП и  $2,5$  и  $2,1$  ОП. Таким образом, к этому моменту экономия в расходе рабочего агента для частот и амплитуд вибрации  $6 \text{ Гц}$  и  $1,06 \text{ мм}$ ,  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$ ,  $12 \text{ Гц}$  и  $1,27 \text{ мм}$  для вариантов № 2 и № 1 составляет соответственно  $1,2$  и  $2,32$ ,  $1,9$  и  $3$ ,  $1,5$  и  $1,9$  ОП.

Анализ полученных зависимостей КИН от времени извлечения для случая, когда виб-

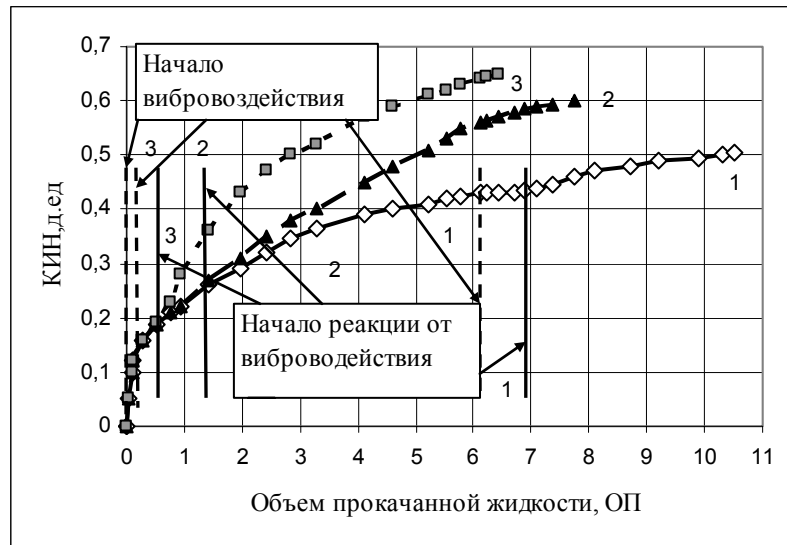
ровоздействие на пласт осуществляется при частоте и амплитуде вибрации  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$  (см. рис.3), показывает, что, если конечный КИН для обычного заводнения достигается за  $565$  мин., то это значение КИН при вибровоздействии сразу же после окончания безводного периода и с начала извлечения нефти водой достигается соответственно за  $420$  и  $300$  мин. При этом разница во времени извлечения нефти для обычного заводнения и при вибровоздействии сразу же после окончания безводного периода и с начала извлечения нефти водой соответственно составляет  $\Delta t_{1,2} = 145$  мин. и  $\Delta t_{1,3} = 265$  мин. (ср.: кр.1 с кр. 2 и кр.1 с кр. 3 рис. 3). Этот выигрыш во времени извлечения нефти сохраняется практически до конца процесса извлечения нефти при вибровоздействии. Аналогичное явление прослеживается и для других случаев извлечения нефти с другими параметрами вибрации и физико-химическими свойствами нефти.

Еще одним показателем эффективности влияния вибровоздействия на процесс извлечения нефти из пласта является динамика доли нефти в потоке жидкости. На рис. 4 представлена ее зависимость от объема прокачки жидкости для случаев, когда вибровоздействие на пласт осуществляется при частоте и амплитуде вибрации  $10 \text{ Гц}$  и  $1,67 \text{ мм}$  по окончании процесса обычного извлечения нефти водой (кр.1), сразу же после окончания безводного периода (кр.2) и с начала извлечения нефти водой (кр.3).

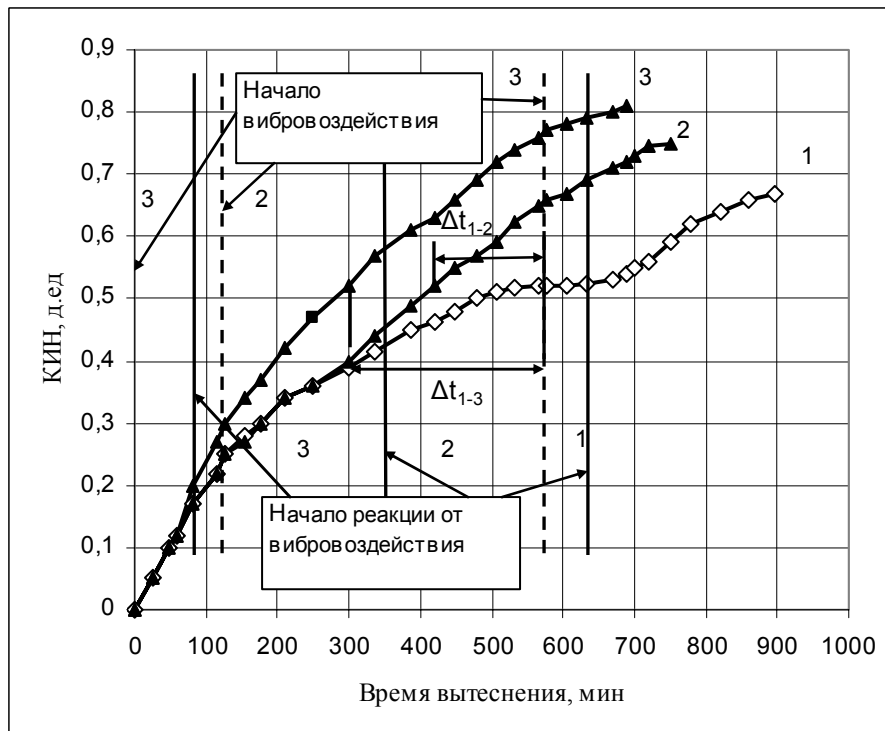
Как видно из этой зависимости, при заводнении доля нефти в потоке жидкости резко падает по мере извлечения нефти водой из пласта (рис.4 кр.1). В момент начала вибровоздействия при объеме прокачки рабочего агента  $4$  ОП она равняется  $0,0033$ . После приложения вибровоздействия она продолжает уменьшаться в течение прокачки через модель пласта  $1,05$  ОП рабочей жидкости. Затем проявляется влияние вибровоздействия на процесс извлечения нефти, и доля нефти в потоке жидкости начинает расти с  $0,00019$  до  $0,082$ , потом она опять уменьшается до почти нулевого значения. Таким образом, в условиях наших экспериментов при вибровоздействии после окончания процесса обычного заводнения доля нефти в потоке увеличивается в  $25$  раз.



**Рис. 1.** Коэффициент извлечения нефти месторождения Биби-Эйбат водой при вибровоздействии после окончания водного периода (кр.1), безводного периода (2) и с начала процесса извлечения нефти водой (кр.3) при частоте вибрации и амплитуде: (а) 6 Гц, 1,06 мм; (б) 10 Гц, 1,67 мм; (в) 12 Гц, 1,27 мм



**Рис. 2.** Коэффициент извлечения нефти месторождения Пираллахы водой при вибровоздействии после окончания водного периода (кр.1), безводного периода (2) и с начала процесса извлечения нефти водой (кр.3) при частоте вибрации и амплитуде: 6 Гц, 1,06 мм (кр.1,2,3); 10 Гц, 1,67 мм (кр.1,2,3); 12 Гц, 1,27 мм (кр.1,2,3)



**Рис. 3.** Зависимость коэффициента извлечения нефти месторождения Биби-Эйбат от времени извлечения при вибровоздействии после окончания водного периода (кр.1), безводного периода (2) и с начала процесса извлечения нефти водой (кр.3) при частоте вибрации 10 Гц и амплитуде 1,67 мм



**Рис. 4.** Доля нефти в потоке жидкости в зависимости от объема прокачанной жидкости при вибровоздействии после окончания водного периода (кр.1), безводного периода (2) и с начала процесса извлечения нефти водой (кр.3) при частоте вибрации 10 Гц и амплитуде 1,67 мм

Увеличение доли нефти в потоке по сравнению со случаем вибровоздействия на пласт по окончании процесса обычного извлечения нефти водой (рис.4 кр.1) наблюдается, когда вибровоздействие на пласт налагается сразу же после окончания безводного периода (рис.4 кр.2), и еще большее — с начала извлечения нефти водой (рис. 4. кр.3). Поэтому, исходя из результатов наших экспериментов, хотя при вибровоздействии на всех стадиях разработки нефтяного пласта наблюдается увеличение КИН, для получения наибольшего эффекта прилагать вибровоздействие на нефтяной пласт следует на более ранних стадиях разработки.

Рассмотрим теперь причины, определяющие выявленные при проведении экспериментов особенности влияния вибровоздействия на КИН из нефтяных пластов.

Известно, что одними из основных факторов, определяющих КИН из нефтяного пласта, являются капиллярные и вязкостные силы, которые зависят от межфазного натяжения на границах раздела нефти и воды, смачиваемости коллектора и отношения вязкостей нефти и воды.

Исследования, проведенные нами и другими авторами, показали, что в результате трансформации надмолекулярной структуры нефти под влиянием вибровоздействия в со-

ответствии с параметрами и интенсивностью внешнего воздействия (частота и амплитуда) наблюдаются: резкое уменьшение межфазного натяжения на границе раздела системы углеводородная жидкость — вода в узком диапазоне частот и амплитуд, характерных для каждой конкретной системы (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 2006 и др.); улучшение смачиваемости породы водой (Абасов и др., 2005; Барабанов, 2002 и др.); снижение эффективной вязкости нефтей и изменение их упругих свойств (Гадиев, 1977; Стреков и Гаджиев, 2007 и др.); разделение и отрыв капель углеводородной жидкости от твердой поверхности в области характеристических частот резонансного поглощения энергии вибрации, определяемых плотностью и вязкостью углеводородной жидкости (Абасов и др., 2007).

Все физические изменения, происходящие с углеводородными жидкостями, определяются временем трансформации надмолекулярной структуры нефти под действием вибровоздействия (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 2005; Абасов и др., 2006; Абасов и др., 2007; Стреков и Гаджиев, 2007).

В работах (Везиров и др., 1999; Погосян и др., 1989 и др.) также показано, что при вибровоздействии скорость фильтрации как однофазной, так и двухфазной жидкостей в

пористой среде увеличивается.

Благодаря изменению физико-химических свойств углеводородных жидкостей и их поведения в пористой среде под влиянием вибровоздействия в области доминантных частот изменяется фазовая проницаемость и обеспечивается подвижность нефти при значениях насыщенности ниже пороговой (когда нефть и вода в пласте неподвижны) (Николаевский, 1989; Николаевский, 1992). Однако, несмотря на изменение физико-химических свойств углеводородных жидкостей и их поведения в пористой среде под влиянием вибровоздействия, отношение вязкостей и воды для легких и средних нефтей всегда меньше, чем для тяжелых нефтей.

Поэтому при применении вибровоздействия как после окончания процесса извлечения нефти водой, так сразу же после окончания безводного периода и с начала извлечения нефти водой после прокачки определенного объема жидкости через пласт (времени вибровоздействия на пласт) (см. рис.1, 2) наблюдается увеличение доли нефти в потоке жидкости (см. рис. 4), сокращение времени извлечения нефти (ср.: кр. 1, 2, 3 рис.3), зависимость КИН от параметров вибрации и свойств углеводородной жидкости и всегда дополнительный рост КИН по сравнению с обычным заводнением (см. рис.1, 2).

### Заключение

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать ряд выводов об особенностях влияния вибровоздействия на процесс извлечения нефти водой:

- при вибровоздействии независимо от стадии разработки нефтяного пласта КИН увеличивается по сравнению с обычным извлечением нефти водой;

- наибольший эффект от вибровоздействия на нефтяной пласт наблюдается на более ранних стадиях разработки, при этом сокращается объем прокачки рабочего агента и время извлечения нефти по сравнению с заводнением;

- реакция нефтяного пласта относительно начала вибровоздействия проявляется с некоторым опозданием;

- зависимость КИН от параметров виб-

рации определяется свойствами (плотностью, вязкостью) углеводородной жидкости.

### ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., АБАСОВ, М.И., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., ГАДЖИЕВ, А.А. 2004. Влияние вибровоздействия на устойчивость межфазной границы системы углеводородная жидкость – вода. В материалах Международной конференции: *Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья*, ГЕОС, Москва, 247-248.
- АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., АБАСОВ, М.И., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., ГАДЖИЕВ, А.А. 2005. Влияние вибровоздействия на избирательные смачивающие характеристики систем твердое тело – вода – углеводородная жидкость. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 3, 57-63.
- АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., АБАСОВ, М.И., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., ГАДЖИЕВ, А.А. 2006. Устойчивость системы углеводородная жидкость – вода в поле упругих волн. *Труды Института Геологии, Nafta-Press*, Баку, 34, 6-24.
- АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., ГАДЖИЕВ, А.А. 2007. Особенности поведения углеводородных жидкостей в поле упругих волн. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 3, 48-58.
- БАРАБАНОВ, В.Л. 2002. Влияние сейсмического воздействия на смачиваемость коллекторов и возможность резонансного возбуждения пульсаций тонких пленок и капель нефти. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5, 67-72.
- БОГОЛЮБОВ, Б.Н., ЛОБАНОВ, В.Н., БРИЛЛИАНТ, Л.С., САШНЕВ, И. А., ПОТАПОВ, Г.А. 2000. Интенсификация добычи нефти низкочастотным акустическим воздействием. *Нефтяное хозяйство*, 9, 80-81.
- ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУЗАФФАРОВ, Г.Э., ЗАЛОВ, И.Д. 1998. Вибровоздействие на пористую среду с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти водой. *Известия АН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 75-80.
- ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУЗАФФАРОВ, Г.Э., ЗАЛОВ, И.Д. 1999. Фильтрация жидкости через пористую среду в вибрационном поле. В Трудах ИПГНГМ: *Вопросы разработки и физикохимии нефтегазоносных пластов*, Баку, 109-112.
- ГАДИЕВ, С.М. 1977. Использование вибрации в добыче нефти. Недр. Москва.
- ГОРБАЧЕВ, Ю.И., ИВАНОВА, Н.И., НИКИТИН, А.А., КОЛЕСНИКОВ, Т.В., ОРЕНТЛИХЕРМАН, Э.И. 2002. Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. *Нефтяное хозяйство*, 5, 87-91.
- ЛУКЪЯНОВ, Ю.В., ШУВАЛОВ, А.В., ИМАМОВ, Р.З., ДЫБЛЕНКО, В.П., ЕВЧЕНКО, В.С., СОЛОНИЦЫН, С.Н. 2007. Влияние пластовых условий на эффективность вибросейсмического воздействия. *Нефтяное хозяйство*, 4, 58-61.
- МОХОВ, М.А., САХАРОВ, В.А., ХАБИБУЛЛИН, Х.Х.



2004. Виброволновое и вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты. *Нефтепромысловое дело*, 4, 24-28.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н. 1989. Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты. *ДАН*, 11, 570-575.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н. 1992. Вибрации горных массивов и конечная нефтеотдача пласта. *Механика жидкости и газа*, 5, 110-119.
- ПОГОСЯН, А.Б., СИМКИН, Э.М. СТРЕМОВСКИЙ, Э.В., СУРГУЧЕВ, М.Л., ШНИРЕЛЬМАН, А.И. 1989. Сегрегация углеводородной жидкости и воды в пористой среде в поле упругих волн. *ДАН*, 11, 575-577.
- ПОТАПОВ, Г.А., ПРАВДУХИН, В.М. 2000. Оценка эффективности воздействия мощного низкочастотного акустического излучения на призабойную зону. *Нефтяное хозяйство*, 9, 82-85.
- САДОВСКИЙ, М.А., АБАСОВ, М.Т., НИКОЛАЕВ, А.В. 1986. Перспективы вибрационного воздействия на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи. *Вестник АН СССР*, 9, 40-43.
- СИМОНОВ, Б.Ф., ОПАРИН, В.Н., КАНИСКИН, Н.А., ЧЕРЕДНИКОВ, Е.Н., КАДЫШЕВ, А.И., МАСЛЕННИКОВ, В.В. 2000. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности. *Нефтяное хозяйство*, 5, 41-46.
- СТРЕКОВ, А.С., ГАДЖИЕВ, А.А. 2007. Влияние вибровоздействия на трансформацию нефтей и их вязкоупругих характеристик. *Известия НАНА. Науки о Земле*, 4, 54-59.
- ЭФРОС, Д.А. 1963. Исследование фильтрации неоднородных систем. Гостоптехиздат. Москва. 352.