

## ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 622.23.05, 532.685, 532.592

### РАЗВИТИЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М. В. Курленя<sup>1</sup>, В. И. Пеньковский<sup>2</sup>, А. В. Савченко<sup>1</sup>,  
Д. С. Евстигнеев<sup>1</sup>, Н. К. Корсакова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,

E-mail: sav@eml.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН,

E-mail: penkov@hydro.nsc.ru, пр. Лаврентьева, 15, 630090, г. Новосибирск, Россия

Решена задача о фильтрации нефти в модели пласта с заданным гармонически изменяющимся во времени перепадом давления на ее торцах. Рассмотрены эффекты гистерезиса капиллярного давления при смене направления вытеснения флюида. Оценено влияние колебаний жидкости на очистку прискважинной зоны от возможного капиллярного запираания водной фазы. Исследовано действие знакопеременных импульсов давления на модель нефтенасыщенного пласта. Показано, что гармоническое изменение давления жидкости способствует очистке прискважинной зоны пласта от неподвижной капиллярно-запертой воды. Приведены результаты натуральных экспериментов по волновому воздействию на призабойную зону скважины и интенсификацию добычи нефти.

*Нефтяная залежь, импульсы давления, двухфазная фильтрация, призабойная зона, колебания жидкости*

DOI: 10.15372/FTPRPI20180307

В настоящее время достигнуты значительные успехи, связанные с интенсификацией добычи нефти [1–3]. Вместе с тем снижение дебита нефтяных скважин в процессе разработки месторождения происходит в большинстве случаев из-за ухудшения проницаемости призабойной зоны вследствие ее коагуляции или аккумуляции в ней воды [4–8]. В этом случае изменение режима закачки воды в пласт не обеспечивает восстановление притока нефти, а способствует прорыву водной фазы в добывающую скважину и увеличивает обводненность продукции. Несмотря на большой объем проводимых исследований по очистке от механических примесей флюидов и повышение фильтрационных характеристик горных пород, проблема притока нефти к скважине по-прежнему остается актуальной [9–18]. Об этом свидетельствует опыт разработки нефтяных месторождений, который показал, что скопление водной фазы в прискважинной зоне продуктивного пласта препятствует движению флюида к добывающей скважине.

При этом в зависимости от величины капиллярного давления и депрессии, создаваемой насосами на продуктивный пласт, области скопления воды являются устойчивыми и разрушение их при стационарном режиме фильтрации не происходит. Кроме того, при стимулировании притока нефти путем снижения давления в скважине ниже начального пластового образующиеся зоны воды вытесняются не полностью, часть их остается в поровом пространстве породы в неподвижном капиллярно-запертом состоянии.

Периодическая обработка призабойной зоны скважины импульсами давления оказывает непродолжительный эффект в силу восстановления в ней скопления воды в результате смачиваемости породы [19, 20]. Такие изменения фильтрационных характеристик пласта вблизи скважины называют скин-эффектом [21]. Численные исследования [22, 23] и лабораторные эксперименты [5–7] влияния гармонических колебаний на продуктивный пласт подтверждают увеличение скорости фильтрации жидкости на 15–20%. Однако большинство математических моделей, использующих этот процесс, учитывают только однофазную фильтрацию, что не позволяет описать запирающие нефти водой.

В данной работе приведено решение задачи двухфазной фильтрации несмешивающихся флюидов и построена модель перераспределения давления в пласте вследствие непрерывного знакопеременного импульсного воздействия, а также дано описание разрушения капиллярно-запертых областей воды в призабойной зоне. С целью их разрушения использован метод непрерывного воздействия знакопеременными импульсами давления на прискважинную зону, который, как показала практика, способствует улучшению фильтрационно-емкостных характеристик горной породы и стабилизации добычи нефти.

#### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ О ПРИТОКЕ НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПРИ ЕЕ КАПИЛЛЯРНОМ ЗАЦЕМЛЕНИИ ВОДОЙ В ПЛАСТЕ

Рассмотрим осесимметричный установившийся приток нефти к скважине в пласте с начальной насыщенностью нефтью  $s = s_0$  в режиме капиллярного запираения воды в окрестности скважины. Начало системы координат совпадает с осью скважины  $r = 0$ . Обозначим координату  $r = R$  контура питания скважины, где  $s = s_0$  и  $p = p_0$ . Пусть такой контур существует. Система уравнений Маскета – Леверетта [24, 25] для установившегося движения имеет вид

$$v = -\frac{k}{\mu} f(s) \frac{\partial p}{\partial r}, \quad v_1 = -\frac{k}{\mu_1} f_1(s) \frac{\partial p_1}{\partial r}, \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (vr) = 0, \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (v_1 r) = 0, \quad p = p_1 + p_k^0 \varphi(s).$$

Здесь  $p_k^0$  — характерное капиллярное давление,  $\varphi(s)$ ,  $f(s)$ ,  $f_1(s)$  — заданные функции на промежутке  $(0, 1)$ , которые находятся экспериментально. Однако, следует отметить, что до настоящего времени проблема их однозначного определения на концах указанного промежутка все еще не решена. На скважине радиусом  $r = r_c$  давления в фазах одинаковы  $p = p_1$  и равны  $p_c$ , поэтому  $s(r_c) = 0$ . При установившемся режиме капиллярного запираения, когда водная фаза неподвижна  $v_1 \equiv 0$  и величина ее давления совпадает с давлением на стенки скважины  $p_1 \equiv p_c$ , должно выполняться соотношение

$$p_0 - p_c = p_k^0 \varphi(s_0). \quad (2)$$

Подставляя (2) в первое выражение системы (1) и учитывая  $p_c = \text{const}$ , получим закон движения для нефтяной фазы

$$v = -\frac{k}{\mu} f(s) p_k^0 \varphi'(s) \frac{\partial s}{\partial r}, \tag{3}$$

который необходимо дополнить уравнением неразрывности. При установившемся режиме фильтрации дебит нефти  $q$  из пласта в скважину постоянный:

$$q = r \frac{k}{\mu} f(s) p_k^0 \varphi'(s) \frac{\partial s}{\partial r} = \text{const}. \tag{4}$$

Интегрируя (4) по переменной  $r$  в пределах  $[r_c, R]$  и по  $s$  от 0 до  $s_0$ , находим

$$q = I(s_0) \frac{k}{\mu} \frac{p_k^0}{\ln\left(\frac{R}{r_c}\right)}, \tag{5}$$

где  $I(s_0) = \int_0^{s_0} f(s) d\varphi(s)$  и, если принять аппроксимации  $f(s) \approx s^{3.5}$ ,  $\varphi(s) = [s / (1-s)]^{1/2}$ , то этот интеграл можно вычислить:

$$I(s) = \int_0^s f(s) \varphi'(s) ds = \frac{1}{2} \int_0^s s^3 (1-s)^{-3/2} ds = \frac{2}{5} \left( \frac{16-8s-2s^2-s^3}{\sqrt{1-s}} - 16 \right).$$

В отсутствии капиллярных сил движение флюидов будет однородным (водная фаза подвижна  $v_1 \neq 0$ ),  $s \equiv s_0$  и для притока нефти  $q_0$  к скважине при величине депрессии  $\Delta p = p_0 - p_c$  имеем выражение

$$q_0 = \frac{k}{\mu} f(s_0) \frac{p_0 - p_c}{\ln\left(\frac{R}{r_c}\right)} = \frac{k}{\mu} f(s_0) \frac{p_k^0 \varphi(s_0)}{\ln\left(\frac{R}{r_c}\right)}. \tag{6}$$

Определим отношение дебитов нефти  $\eta(s_0)$  при частичном тампонировании прискважинной зоны водой (5) и его отсутствии (6):

$$\eta(s_0) = \frac{q}{q_0} = \frac{I(s_0)}{f(s_0) \varphi(s_0)}. \tag{7}$$

Выражение (7) справедливо для всех начальных значений нефтенасыщенности пласта  $s_0$ , за исключением окрестностей нуля и единицы, в которых аппроксимация экспериментальных данных функции  $\varphi(s)$  неточна. График функции  $\eta(s_0)$  представлен на рис. 1 [24].

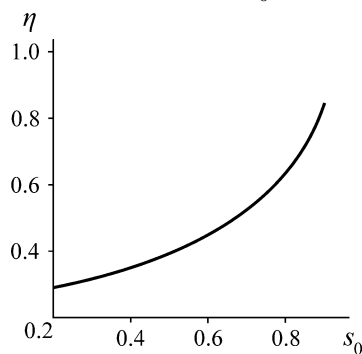


Рис. 1. Отношение дебитов

### РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ НА ФОНЕ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ

Применительно к условиям лабораторного эксперимента рассмотрим одномерную фильтрацию нефти в образце конечных размеров с заданным средним перепадом давления  $\Delta p = p_0 - p_c$  на торцах и изменяющимся по гармоническому закону давлением на входе. Процесс описывает задача:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \quad p(0, t) = p_c + A \cos \omega t, \quad p(l, t) = p_0, \quad (8)$$

где  $a^2 = k / \beta \mu$  — коэффициент пьезопроводности,  $k$  — проницаемость,  $\mu$  — вязкость;  $\beta$  — упругоёмкость;  $\omega$  — круговая частота колебаний;  $l$  — длина образца.

Решение задачи (8) можно представить в виде суммы двух функций  $p(x, t) = p_1(x) + p_2(x, t)$ , где  $p_1 = p_c + \Delta p x / l$  — распределение давления в стационарном потоке, а  $p_2 = \text{Re}\{X(x) \exp(-i\omega t)\}$  — осцилляции давления, возникающие в среде вследствие воздействия на нее источником колебаний. Периодические осцилляции давления  $p_2$  найдем из решения задачи (8) с крайними условиями  $p_2(0, t) = A \cos \omega t$ ,  $p_2(l, t) = 0$ . Подставим в (8) вместо  $p$  выражение  $p_2 = X(x) \exp(-i\omega t)$  и получим дифференциальное уравнение для определения функции  $X(x)$ :

$$X'' + \gamma^2 X = 0, \quad (9)$$

где  $\gamma = \gamma_0(1+i)$ ,  $\gamma_0 = \sqrt{\omega / 2a^2}$ , с крайними условиями

$$X(0) = A, \quad X(l) = 0. \quad (10)$$

Решение задачи (9), (10) имеет вид

$$X(x) = A(X_1 + iX_2) = A \frac{\sin(\gamma(l-x))}{\sin \gamma l}. \quad (11)$$

Подставим (11) в выражение для  $p_2$ :

$$p_2 = X(x) \exp(-i\omega t) = A(X_1(x) \cos \omega t + X_2(x) \sin \omega t) + A(X_2(x) \cos \omega t - X_1(x) \sin \omega t) i. \quad (12)$$

Отделяя действительную часть в (12), найдем распределение давления  $p_2$  в среде:

$$p_2(x, t) = A(X_1(x) \cos \omega t + X_2(x) \sin \omega t), \quad (13)$$

где

$$X_1 = -2 \frac{\cos \gamma_0 l \operatorname{sh} \gamma_0 l \cos \gamma_0(l-x) \operatorname{sh} \gamma_0(l-x) + \operatorname{ch} \gamma_0 l \sin \gamma_0 l \sin \gamma_0(l-x) \operatorname{ch} \gamma_0(l-x)}{\cos 2\gamma_0 l - \operatorname{ch} 2\gamma_0 l},$$

$$X_2 = -2 \frac{\sin \gamma_0 l \operatorname{ch} \gamma_0 l \cos \gamma_0(l-x) \operatorname{sh} \gamma_0(l-x) - \operatorname{sh} \gamma_0 l \cos \gamma_0 l \sin \gamma_0(l-x) \operatorname{ch} \gamma_0(l-x)}{\cos 2\gamma_0 l - \operatorname{ch} 2\gamma_0 l}.$$

В случае полуограниченного пласта можно аналогичным образом получить решение задачи (8):

$$p = p_1 + p_2, \quad p_1 = p_c + \Delta p \operatorname{erf} \frac{x}{2a\sqrt{t}}, \quad p_2 = A \exp(-\gamma_0 x) \cos(\omega t - \gamma_0 x),$$

$$x = 0: \quad p = p_c + A \cos \omega t, \quad x \rightarrow \infty: \quad p \rightarrow p_0.$$

Производная функции  $p(x, t)$  пропорциональна величине скорости движения

$$\frac{v}{k_f} = \frac{\partial p}{\partial x}(x, t) = \frac{\Delta p \exp\left(-\frac{x^2}{4a^2t}\right)}{a\sqrt{\pi t}} - A \exp(-\gamma_0 x) \gamma_0 \cos(\omega t - \gamma_0 x) + A \exp(-\gamma_0 x) \gamma_0 \sin(\omega t - \gamma_0 x), \quad (14)$$

где  $k_f = k / \mu$  — коэффициент фильтрации флюида в среде.

С течением времени скорость движения флюида во всех точках пласта стремится к нулю, а на выходе доля волнового движения возрастает. Это приводит к тому, что скорость потока в окрестности выходного сечения образца породы будет менять знак (рис. 2). На рис. 3 приведен график производной от давления жидкости на расстояниях 0, 0.25, 0.50, 0.75, 1 и 3 м от выходного сечения пласта ограниченной протяженности ( $l = 100$  м), который получен на основе выражения (14) с параметрами  $\gamma_0 = 1.67$  1/м,  $\omega = 20$  1/мин,  $A = 3$  м,  $\Delta p = 5$  м.

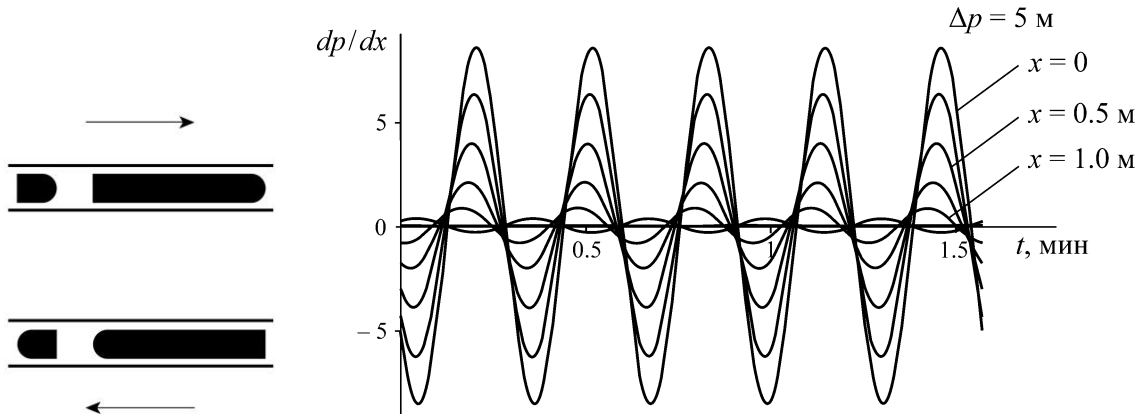


Рис. 2. Мениски нефти при смене направления вытеснения

Рис. 3. Затухание амплитуды скорости течения с расстоянием от выходного сечения

На рис. 4 нижней кривой соответствует теоретическое распределение насыщенности пласта нефтью в окрестности скважины (концевой эффект капиллярного запертия водной фазы). Верхняя кривая схематически показывает перераспределение насыщенности за полупериод колебания при смене направления фильтрации внутрь пласта. В таком случае часть пор освобождается от капиллярно-запертой воды и тем самым открывается доступ нефти в скважину. Осцилляции давления флюида, возникающие при работе виброисточника в скважине, способствуют превращению прискважинной зоны в нейтрально смачиваемую, что препятствует проявлению эффекта капиллярного запертия.

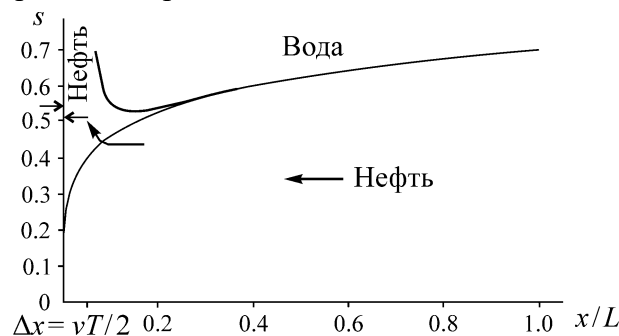


Рис. 4. Механизм очистки прискважинной зоны от капиллярно-запертой воды

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ДАВЛЕНИЕ ВОДНОГО ФИЛЬТРАТА В ПЛАСТЕ

Лабораторные эксперименты проводились на плоской модели пласта. Она представляла собой щель между пластинами прямоугольной формы, заполненную стеклянной крошкой, а в качестве рабочих жидкостей использовались природная нефть и раствор поваренной соли. Габариты щели  $0.4 \times 0.2$  м, толщина  $h = 2 \cdot 10^{-3}$  м. Размер зерен крошки находился в пределах  $(2.0 - 2.5) \cdot 10^{-4}$  м. Поровый объем рабочей среды составлял 43 % от общего физического объема. Проницаемость образца  $53.3 \text{ мкм}^2$  (54 дарси). Насыщение модели нефтью выполнялось путем вытеснения воды до достижения установившегося режима фильтрации с образованием капиллярно-запертой остаточной воды в окрестности выходного сечения.

Гармонические колебания давления на выходе создавались при значениях  $\omega = 2.5 \text{ 1/с}$ ,  $A = 0.075 \text{ м}$ ,  $\Delta p = 0.1 \text{ м}$  в течение 1 ч [26]. Для этого разработана установка, имитирующая откачку нефти из пласта с возможностью знакопеременного давления на флюид. На рис. 5 показаны состояния зоны толщиной 0.1 м у выходного сечения образца до и после воздействия на фильтрацию колебаний.

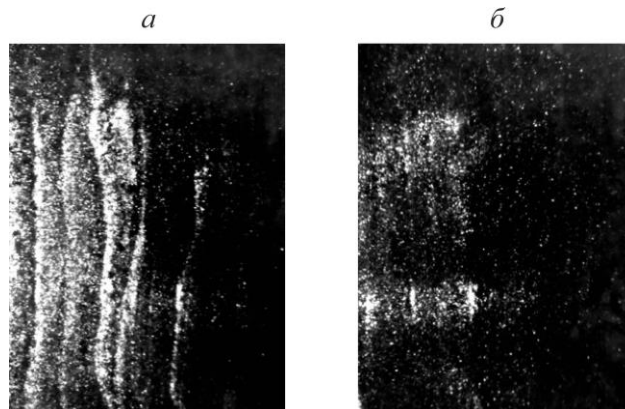


Рис. 5. Состояние зоны на выходе до (а) и после (б) воздействия на фильтрацию колебаний

Лабораторные эксперименты, представленные на рис. 5, подтверждают факт разрушения капиллярно-запертой остаточной воды в окрестности выходного сечения в результате знакопеременного воздействия, оказанного давлением на флюид.

### НАТУРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗНАКОПЕРЕМЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Испытания гидроимпульсного влияния на нефтяные залежи проводились на месторождении ОАО “Татойлгаз” (г. Альметьевск). Выбраны пласты с глубиной залегания до 1400 м. Знакопеременное импульсное воздействие на призабойную зону скважины осуществлялось гидроударным генератором, совмещенным с погружным штанговым насосом [27], который располагался на глубине залегания продуктивного пласта (рис. 6). В течение полного цикла работы генератора происходит резкое падение давления в скважине за счет захвата затрубной жидкости, оказывающей депрессионное изменение на пласт, и затем мгновенное повышение давления в результате гидроудара, вызывающего разрушение капиллярно-запертых зон воды в поровом пространстве призабойной зоны.

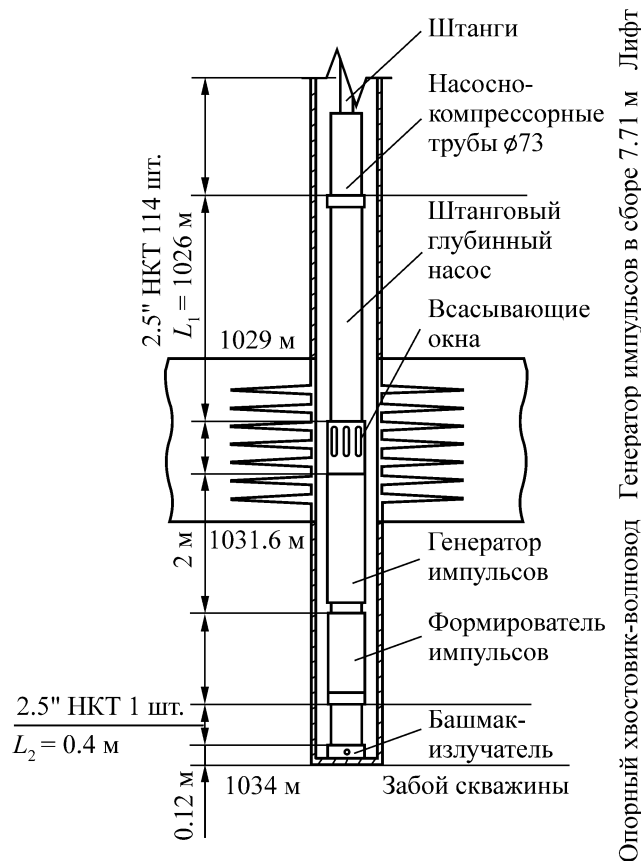


Рис. 6. Компоновка генератора в скважине для знакопеременного импульсного воздействия

В период работы насоса-пульсатора проводился одновременный отбор жидкости и регистрировался уровень звукового сигнала, возникающий вследствие падения столба жидкости и его последующего восстановления за счет притока пластового флюида. Информация об изменении давления на забое скважины определялась косвенным методом с применением эхолота, входящего в комплекс КВАНТОР-4 мини, используемого для установления уровня и контроля за положением затрубной жидкости. На рис. 7 приведена эхограмма и спектральный состав колебаний жидкости в скважине.

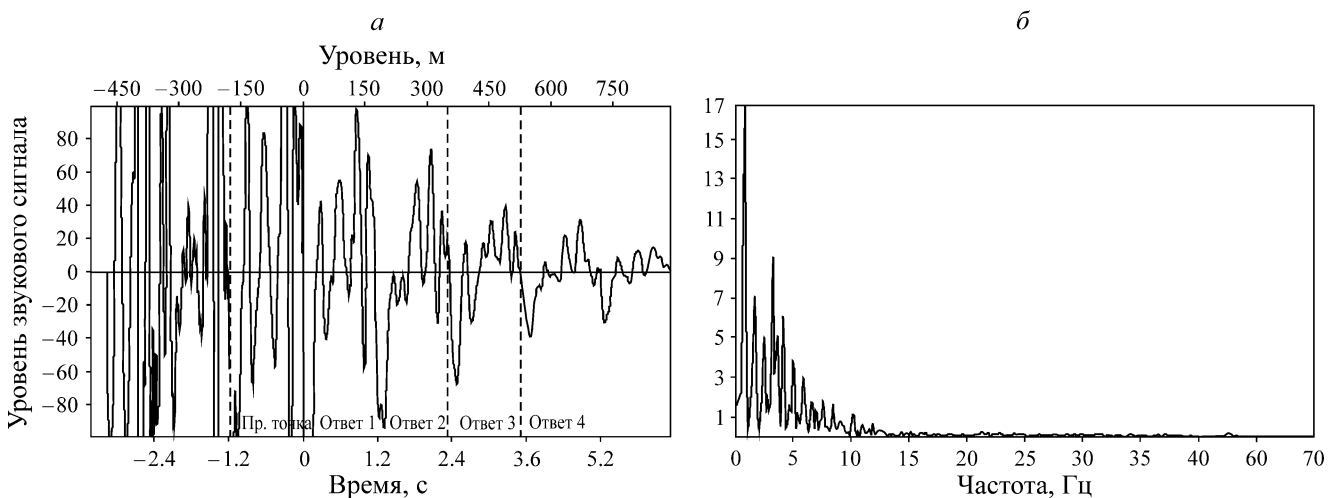


Рис. 7. Эхограмма (а) и спектральный состав (б) колебаний затрубной жидкости

Амплитуда воздействия составила 3 м столба жидкости, а доминантная частота — 0.7 Гц. Длительность импульса давления — 4.5 с. Штанговый насос работает непрерывно, его частота качаний выбирается в зависимости от расположения продуктивного пласта и дебита скважины.

Проведенные исследования позволили выделить доминантные частоты колебаний давлений флюида в призабойной зоне пласта в диапазоне от 1 до 10 Гц. Наибольшая их интенсивность наблюдалась на частотах 1 и 4 Гц. Экспериментально определены параметры импульса давления, способствующего улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

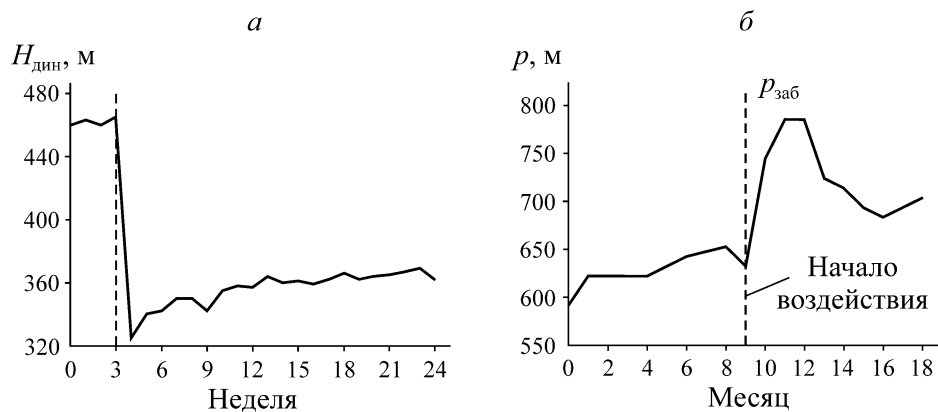


Рис. 8. Уровень жидкости в скважине при знакопеременном импульсном воздействии на призабойную зону (а) и увеличение давления жидкости на забой в скважине (б)

Натурные эксперименты показали эффективность воздействия знакопеременными импульсами давления на призабойную зону продуктивного пласта, ее очистку, рост динамического уровня в скважине до 150 м (рис. 8а) и увеличение давления на уровне пласта (рис. 8б), значительный рост которого сохраняется на протяжении всего периода испытаний (более 3 мес).

После начала вибровоздействия погружным генератором импульсов наблюдалось снижение обводненности до 20 % и увеличение нефтеотдачи по группе скважин (рис. 9).

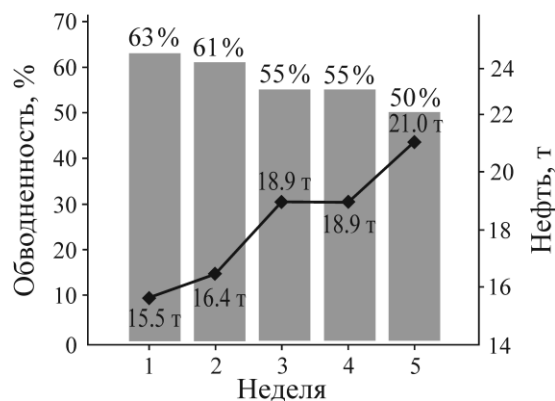


Рис. 9. График снижения обводненности флюида и увеличения нефтеотдачи в скважине

## ВЫВОДЫ

Приведены решения двух модельных задач о распространении гармонических колебаний, задаваемых на выходном сечении конечного образца породы и в полуограниченном пласте. Распространение колебаний происходит на фоне установившейся фильтрации (конечный



пласт) и упругой фильтрации (полуограниченный пласт). Показано, что наложение гармонических колебаний на давление в жидкости способствует очистке прискважинной зоны пласта от неподвижной капиллярно-запертой воды. Смена направления вытеснения несмешивающихся жидкостей может изменять степень и характер смачивания поверхности пор породы.

Волновое знакопеременное воздействие на флюид, притекающий из пласта в скважину, вызывает периодическую смену направления вектора скорости фильтрации. В пределах этой зоны капиллярное запираание водной фазы не происходит, поскольку в этом случае порода становится практически нейтрально смачиваемой.

Воздействие знакопеременными импульсами давления на призабойную зону пласта в промышленных условиях подтвердило увеличение притока флюида к добывающей скважине, рост динамических уровней, увеличение давления на уровне пласта и повышение нефтеотдачи, а также преимущество использования в нефтедобыче штанговых насосов типа “насос-пульсатор” в сравнении с насосами, действующими с постоянной депрессией на пласт.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Новые геотехнологии** и комплексные геофизические методы изучения внутренней структуры и динамики геосфер. Вибрационные геотехнологии / А. С. Алексеев, Б. М. Глинский, А. Ф. Еманов и др.; под ред. Н. П. Лаверова. — М.: Региональная общественная организация ученых по проблемам прикладной геофизики, 2002. — 470 с.
2. **Курленя М. В., Сердюков С. В.** Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // ФТПРПИ. — 1999. — № 2. — С. 11–17.
3. **Курленя М. В., Сердюков С. В.** Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности // ФТПРПИ. — 1999. — № 4. — С. 4–11.
4. **Иванников В. И.** Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 4. — С. 56–60.
5. **Насыбуллин А. В., Войкин В. Ф.** К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения // Георесурсы. — 2015. — Т. 2. — № 4 (63). — С. 35–38.
6. **Дьячук И. А.** Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводненных скважин // Георесурсы. — 2015. — № 1 (60). — С. 70–78.
7. **Назаров А. К.** Влияние изменения пластового давления на показатели разработки залежи: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Пермь, 1996. — 20 с.
8. **Ерофеев А. А., Мордвинов В. А.** Изменение свойств призабойной зоны скважины в процессе разработки бобриковской залежи Уньвинского месторождения // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2012. — С. 57–62.
9. **Сулейманов Б. А., Байрамов М. М., Мамедов М. Р.** Планирование проведения кислотных обработок в горизонтальных скважинах // Нефтепромысловое дело. — 2004. — Т. 9. — С. 45–48.
10. **Сырьев В. И., Янукян А. П.** Применение кислотных обработок скважины для интенсификации добычи нефти // Современные условия взаимодействия науки и техники: сб. статей Междунар. науч.-практ. конф. — 2017. — Т. 3. — С. 219–221.
11. **Халадов А. Ш., Дудников Ю. В., Ямалетдинова А. А., Габдуллин А. Р., Ямалетдинова К. Ш.** Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин // Успехи совр. естествознания. — 2017. — № 12. — С. 278–283.
12. **Карпов А. А.** Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2005. — 23 с.

13. Хуррямов А. М., Ибрагимов А. З., Ащепков Ю. С., Ащепков М. Ю. Проблемы и перспективы применения технологии дилатационно-волнового воздействия на нефтяные пласты // Георесурсы. — 2006. — № 3 (20). — С. 31–34.
14. Кравцов Я. И., Марфин Е. А. Волновое воздействие на продуктивные пласты как универсальный способ повышения эффективности добычи тяжелых нефтей и природных битумов // Георесурсы. — 2011. — № 3 (39). — С. 17–18.
15. Марфин Е. А., Кравцов Я. И., Абдрашитов А. А., Гатауллин Р. Н. Промысловые испытания волнового воздействия на процесс добычи нефти на Первомайском месторождении // Георесурсы. — 2014. — № 2 (57). — С. 14–16.
16. Ковалева Л. А., Зиннатуллин Р. Р., Шайхисламов Р. Р. К исследованию влияния температуры обработки на конечную вязкость нефтяных сред // Теплофизика высоких температур. — 2010. — Т. 48. — № 5. — С. 796–798.
17. Гуськова И. А., Гумерова Д. М. Реологические исследования влияния термического воздействия на свойства нефти и промысловых водонефтяных эмульсий // Газовая пром-сть. — 2014. — Т. S708 (708). — С. 104–106.
18. Harris M. H. The effect of perforating on well productivity, J. of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, No. 4. — P. 518–528.
19. Хижняк Г. П., Амиров А. М., Мошева А. М., Мелехин С. В., Чижов Д. Б. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2013. — № 6. — С. 54–63.
20. Morrow N. R. Wettability and its effect in oil recovery, J. of Petroleum technology, 1990, Vol. 42, No. 12. — P. 1476–1484.
21. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин. — Ижевск: АНО “Институт компл. исследований”, 2006. — 511 с.
22. Трусов А. В., Овчинников М. Н., Марфин Е. А. Особенности распространения и характеристики фильтрационных волн давления при использовании локально-неравновесных моделей // Георесурсы. — 2012. — № 4 (46). — С. 44–48.
23. Сафиуллин Д. Р., Марфин Е. А., Абдрашитов А. А., Метелев И. С. Моделирование волнового поля в призабойной зоне скважины // Вестн. технол. ун-та. — 2015. — Т. 18. — № 13. — С. 182–184.
24. Antontsev S. N., Domanskiy A. V., and Pen'kovskiy V. I. Filtration in by-well zone of the formation and well productivity stimulation problems [in Russian], Novosibirsk, Institute of Hydrodynamics, Sib. div. Russian Acad. of Sci., 1989. — 190 p.
25. Pen'kovskiy V. I. Capillary pressure, the gravity and dynamics phase distribution in a water-oil-gas-rock system, J. Appl. Mech. Tech. Phys., 1996, Vol. 37, No. 6. — P. 845–849.
26. Pen'kovskii V. I. and Korsakova N. K. Effect of wave action on near-well zone cleaning, J. Phys., Conf. Ser., 2017, Vol. 894. — P. 012072-1–012072-6.
27. Пат. 2490422 РФ, МПК E21B28/00 E21B43/25. Установка для импульсного воздействия на продуктивный пласт / В. Н. Опарин, Б. Ф. Симонов, А. В. Савченко // Оpubл. в БИ. — 2013. — № 23.

*Поступила в редакцию 27/IV 2018*