

УДК 622.276

**ЭФФЕКТ ПОВЫШЕНИЯ ДЕБИТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН  
ПРИ ПРИМЕНЕНИИ НАГРУЖЕННЫХ ХВОСТОВИКОВ**

**А. М. Свалов**

*Институт проблем нефти и газа РАН, E-mail: svalov@ipng.ru,  
ул. Губкина, 3, 119333, г. Москва, Россия*

Описывается способ динамического воздействия штанговых глубинных насосов на призабойные зоны добывающих скважин. Воздействие осуществляется с помощью хвостовика, т. е. колонны труб, включаемых в компоновку насосно-компрессорных труб ниже насоса с опорой на забой скважины. При нагружении хвостовика весом колонны происходит потеря его продольной устойчивости и хвостовик прижимается к внутренней поверхности обсадных труб. При работе штангового насоса продольные упругие колебания колонны порождают поперечные напряжения, передаваемые в породу по спиралеобразной линии контакта хвостовика с обсадными трубами. Такое динамическое воздействие на неработающие или слабо работающие пропластки активизирует в них фильтрационные процессы, что приводит к повышению дебита скважины по нефти. Приведены данные промысловых испытаний описываемого воздействия на скважинах, пробуренных в различных горно-геологических условиях.

*Динамическое воздействие на пласт, штанговый глубинный насос, хвостовик, дебит скважины*

DOI: 10.15372/FTPRPI20180113

Слоистая неоднородность пород-коллекторов нефти характерна для большинства существующих месторождений. Различие фильтрационно-емкостных свойств слоев и пропластков, представляющих продуктивный интервал, обуславливают неравномерность их выработки — высокопроницаемые пропластки быстро обводняются закачиваемой водой, поступающей в добывающую скважину, в то время как в низкопроницаемых пропластках процессы вытеснения нефти замедлены или отсутствуют из-за снижения фильтрационной проводимости приствольной зоны скважины. Изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины вызвано закупоркой порового пространства и перфорационных каналов микрочастицами, поступающими в поровое пространство как в процессе бурения, так и эксплуатации. Формирование депрессионной воронки в окрестности ствола добывающей скважины приводит к изменению напряженно-деформированного состояния породы в этой окрестности, и низкопроницаемые слои, как правило, более жесткие, принимают на себя значительную часть избыточных нагрузок, также ухудшающих их гидродинамическую связь со стволом скважины.

Одним из методов воздействия на призабойную зону скважины с целью повышения ее продуктивности является динамическое воздействие (вибрационное, ударно-волновое, электроразрядное и т. д.) [1]. Особый практический интерес представляют методы, совмещаемые с процессом эксплуатации добывающей скважины стандартными насосами [2–4]. При работе штанговых глубинных насосов (ШГН) возвратно-поступательное движение плунжера насоса вызывает

развитие переменных динамических нагрузок в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), на которых в ствол скважины спускается насос. В зависимости от диаметра плунжера насоса и глубины его спуска в ствол переменные нагрузки достигают амплитуды порядка  $10^4$  Н (~ 1 т), и эти дополнительные напряжения в колонне НКТ при работе насоса расходятся только на износ резьбовых соединений труб. Описываемый процесс возникновения продольных упругих колебаний в колонне труб может быть рациональным образом использован для передачи колебаний в породу призабойной зоны скважины.

Механизм преобразования упругих продольных колебаний колонны НКТ в поперечные колебания, воздействующие на колонну обсадных труб и далее на породу, можно реализовать с помощью хвостовика с опорой на забой скважины. Для этого колонна труб нагружается своим весом с целью потери ее продольной устойчивости, в результате чего хвостовик (нижняя часть НКТ) прижимается к внутренней поверхности обсадных труб вдоль некоторой спиралеобразной линии. При работе ШГН продольная нагрузка на хвостовик становится переменной, а продольные колебания напряжений  $T$  в хвостовике, прижатом к обсадным трубам, преобразуются в переменные поперечные напряжения, передаваемые в породу призабойной зоны скважины (рис. 1).

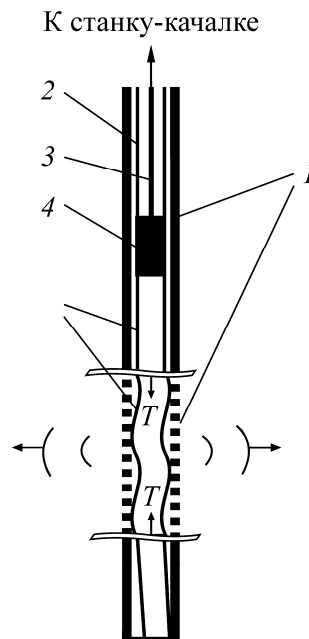


Рис. 1. Механизм преобразования переменных продольных напряжений  $T$  в хвостовике, прижатом к обсадной колонне, в поперечные колебания, передаваемые в породу: 1 — обсадная колонна скважины, перфорированная на уровне продуктивного пласта; 2 — колонна насосно-компрессорных труб; 3 — колонна штанг; 4 — насос; 5 — хвостовик с опорой на забой, деформированный преимущественно на уровне продуктивного пласта

Для вывода аналитических формул, описывающих параметры спиралеобразной кривой и развивающиеся в ней упругие напряжения, использован подход, изложенный в [5], применительно к инженерным задачам нефтепромысловой практики.

Представим деформированную под действием продольной нагрузки колонну штанг или НКТ однородным упругим стержнем с эффективным радиусом  $R$ , принявшим форму винтовой спирали с переменным шагом, прижатой к обсадной трубе (стенке скважины при отсутствии обсадных труб). За эффективный радиус  $R$  примем выражение  $R = (D - d) / 2$  ( $D$  — внутренний диаметр обсадных труб или диаметр ствола необсаженной скважины,  $d$  — диаметр штанг или внешний диаметр НКТ).

Как показано в [5], для инженерных расчетов упругих деформаций колонны НКТ или колонны штанг можно использовать следующую зависимость угла  $\theta$  ( $\theta \ll 1$ ), образованного вертикалью и касательной к упругой оси деформированного в виде спирали стержня:

$$\sin^2 \theta = \frac{TR^2}{2EJ}, \quad (1)$$

где  $T$  — нагрузка на забой скважины, обусловленная весом колонны;  $E$  — модуль Юнга материала колонны (для стали  $E = 2.2 \cdot 10^{11}$  Н/м<sup>2</sup>);  $J$  — момент инерции поперечного сечения колонны,  $J = \pi r^4 / 4$  для штанг радиусом  $r$ ,  $J = \pi(r_1^4 - r_2^4) / 4$  — для НКТ с  $r_1$  — внешним и  $r_2$  — внутренним радиусом;  $EJ$  — жесткость колонны на изгиб. Будем считать, что в пределах продуктивного интервала продольная нагрузка  $T$  постоянна и не зависит от вертикальной координаты  $z$ , отсчитываемой по вертикали от забоя скважины.

Представим уравнение спирали в виде зависимости координат  $x, y, z$  от угла  $\beta$ , образованного радиус-вектором, проведенным в данную точку спирали, с осью  $x$ :

$$x = R \cos \beta, \quad y = R \sin \beta, \quad z = R \frac{\beta}{\operatorname{tg} \theta} \quad (2)$$

и воспользуемся формулами [6], определяющими кривизну  $k$  пространственной кривой, заданной в принятой параметрической форме:

$$k^2 = \frac{(x''y' - x'y'')^2 + (y''z' - y'z'')^2 + (z''x' - z'x'')^2}{(x'^2 + y'^2 + z'^2)^3},$$

где дифференцирование выполняется по переменной  $\beta$ .

После вычислений с использованием (2) для кривизны спирали получаем формулу

$$k = \sin^2 \frac{\theta}{R}, \quad (3)$$

которая необходима для определения силы прижатия спирали  $P_L$ , приходящейся на единицу ее длины, к стенке скважины (обсадной трубы).

На рис. 2 показан элемент стенки круговой формы с радиусом кривизны  $R_k$ , к которой прижат упругий стержень под действием продольных сжимающих сил  $T$ , приложенных к концам данного элемента. Очевидные условия равновесия этих сил и реакции стенки в проекции на ось  $x$  имеют вид

$$-T \sin \alpha = \int_0^\alpha P_{\text{ед}} R_k \cos \alpha d\alpha = -P_L R_k \sin \alpha,$$

откуда следует, что  $P_L = T / R_k$ .

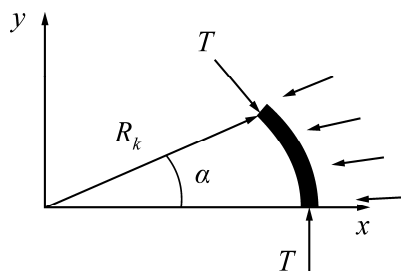


Рис. 2. Схема связи между продольной сжимающей силой  $T$ , действующей на упругий стержень, прижатый к стенке круглой формы, и уравновешивающей реакцией этой стенки

С учетом (3) для кривизны  $k = 1/R_k$  элемента спирали, прижатой к стенке скважины, окончательно получим, что сила прижатия, отнесенная к единице длины колонны, запишется формулой  $P_L = T \sin^2 \theta / R$  или с учетом (1):

$$P_L = \frac{TR}{2EJ}. \quad (4)$$

К формуле (4), необходимой для расчета сил бокового прижатия колонны штанг или НКТ к стенкам скважины под действием продольной нагрузки, следует добавить формулу, определяющую длину витка спирали  $L$ , которая получается из представления (2) для координаты  $z$  при изменении угла  $\beta$  в диапазоне от 0 до  $2\pi$ :  $L^2 = 8\pi^2 EJ / T$ .

Расчеты удельной силы  $P_L$  прижатия хвостовика для некоторых вариантов его компоновки представлены в таблице. Из нее следует, что сила прижатия или величина поперечных напряжений, передаваемых в породу, существенно зависит от диаметра НКТ или штанг. Например, при одной и той же продольной нагрузке поперечные напряжения, передаваемые в породу хвостовиком, составленным из труб диаметром 48.3 мм, примерно в 7 раз больше напряжений, передаваемых хвостовиком, скомпонованным из стандартных труб диаметром 73.3 мм. Это значит, что для максимальной эффективности воздействия на призабойную зону скважины хвостовик в интервале продуктивного пласта необходимо компоновать из НКТ минимального диаметра, а вне продуктивного интервала — из труб стандартного диаметра для минимизации нежелательного воздействия на цементный камень [4]. Для предотвращения развития изгибных напряжений в цилиндре и плунжере насоса целесообразно выше и ниже насоса установить центрирующие элементы.

Удельная сила бокового прижатия, рассчитанная для НКТ и штанг различного диаметра при продольной нагрузке  $T=4 \cdot 10^4$  Н к внутренней поверхности обсадных труб диаметром 130 мм

Диаметр (толщина стенки), мм		Сила прижатия $P_L$ , Н/м	
НКТ	Насосные штанги	НКТ	Насосные штанги
48.3 (4.0)	16.0	1080	64770
60.3 (5.0)	19.0	378	31530
73.0 (5.5)	22.0	155	17070
73.0 (7.0)	25.0	130	9940
	28.0		6140

Описанный способ воздействия на призабойные зоны скважин опробован на двух добывающих скважинах месторождений нефти в Волго-Уральской нефтегазонасной провинции. Кривые вытеснения, т. е. графики зависимости количества добытой из скважины нефти как функции количества добытой воды, приведены на рис. 3.

На рис. 3а показана кривая вытеснения для добывающей скважины глубиной  $\sim 1100$  м, вскрывшей терригенные отложения. Глубинный насос спущен на трубах диаметром 73 мм на глубину  $\sim 1000$  м, хвостовик длиной 100 м с опорой на забой полностью скомпонован из труб диаметром 63.3 мм. Стационарная продольная нагрузка на хвостовик на уровне продуктивного пласта составляла  $\sim 9 \cdot 10^4$  Н ( $\sim 9$  т), переменная нагрузка достигала  $\sim 10^4$  Н ( $\sim 1$  т).

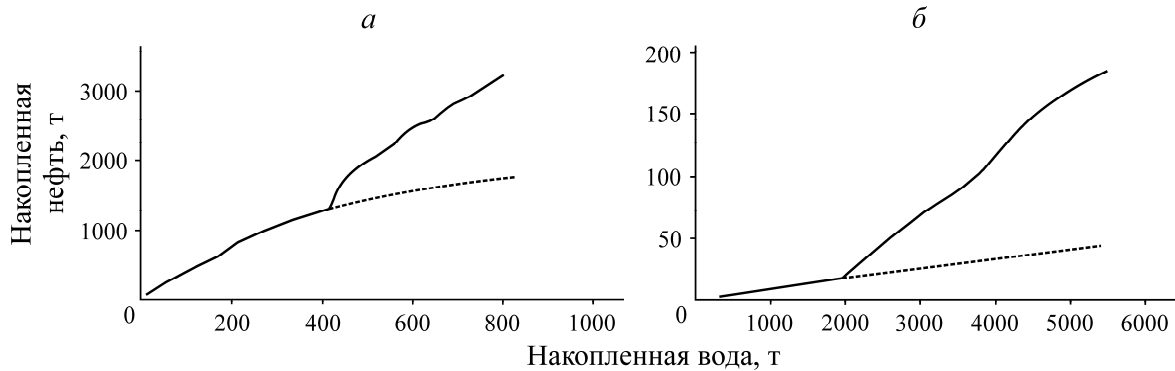


Рис. 3. Кривые вытеснения при применении нагруженных хвостовиков в двух добывающих скважинах: *а* — терригенный коллектор (дополнительная добыча нефти ~ 1500 т); *б* — карбонатный коллектор (дополнительная добыча нефти ~ 140 т)

На рис. 3б представлена кривая вытеснения для другой скважины, пробуренной в карбонатных отложениях на глубину 1370 м, глубинный насос спущен на глубину 1270 м на трубах диаметром 73 мм. Хвостовик с опорой на забой составлен из труб диаметром 73 и 48.3 мм, причем трубы малого диаметра общей длиной 17 м располагались только на уровне продуктивного пласта. Стационарная нагрузка на хвостовик в продуктивном интервале составляла также  $\sim 9 \cdot 10^4$  Н ( $\sim 9$  т), переменная достигала  $\sim 10^4$  Н ( $\sim 1$  т).

Отчетливо фиксируется точка изменения характера притока пластового флюида к добывающим скважинам, совпадающая со временем установки нагруженных хвостовиков. Отметим, что на рис. 3а периоды времени до точки перелома кривой вытеснения и после нее измеряются двумя годами, на рис. 3б эти периоды составляют 4 мес, т. е. прирост суточных дебитов по нефти на этих скважинах, обусловленный воздействием на призабойные зоны, достигает примерно 1.5–2 т. Исходные дебиты скважины в карбонатном коллекторе равны примерно 160 л нефти в сутки и не возрастали после многократных кислотных обработок, традиционно применяемых для повышения продуктивности скважин в таких коллекторах.

Наиболее вероятным процессом, обусловившим эффект роста потока нефти к добывающим скважинам при воздействии на призабойные зоны динамическими нагрузками, представляется улучшение фильтрационно-емкостных свойств неработающих и слабоработающих пропластов очисткой порового пространства и перфорационных каналов от загрязняющих примесей, и разгрузка породы от избыточных сжимающих напряжений в призабойных зонах, инициируемая непрерывно действующими импульсами напряжений. В этой связи представляют интерес ответы на вопросы, насколько увеличатся дебиты по нефти в высокопродуктивных скважинах и как долго будет сохраняться описываемый эффект после прекращения непрерывного динамического воздействия на породу.

## ВЫВОДЫ

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений продукция добывающих скважин сильно обводнена. В разрезе продуктивной толщи присутствуют не вовлекаемые (или слабо вовлекаемые) в разработку низкопроницаемые пропластки с высоким нефтесодержанием.

Фильтрационные процессы в этих пропластках можно активизировать путем непрерывного динамического воздействия, осуществляемого с помощью нагруженных хвостовиков, опирающихся на забой скважины и преобразующих продольные колебания напряжений в колонне насосно-компрессорных труб в поперечные колебания напряжений, передаваемых через обсадные трубы в породу призабойной зоны скважин.

Проведенные исследования показали, что предлагаемый низкочастотный способ воздействия на продуктивные пласты достаточно эффективен на неглубоко залегающих месторождениях нефти, находящихся на поздней стадии разработки и характеризующихся низкими текущими дебитами по нефти.

Автор выражает признательность к.т.н. С. К. Чепику за активное участие в проведении промысловых исследований.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Справочное руководство** по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Добыча нефти. — М.: Недра, 1985. — 455 с.
2. **Свалов А. М.** К научно-методическому обоснованию технологий ударно-волнового воздействия на продуктивные пласты // Нефт. хоз-во. — 1999. — № 11. — С. 26–27.
3. **Свалов А. М.** Анализ возможностей использования штанговых глубинных насосов в качестве источников ударно-волнового воздействия на продуктивный пласт // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 3. — С. 27–33.
4. **Пат. 2520674 РФ.** Скважинное устройство для генерирования и передачи упругих колебаний в продуктивный пласт / А. М. Свалов, И. Т. Мищенко, Р. Р. Ибатуллин, Р. С. Хисамов, В. А. Таипова, С. К. Чепик // Оpubл. в БИ. — 2014. — № 18.
5. **Мищенко И. Т.** Скважинная добыча нефти. — М.: Нефть и газ, 2003. — 816 с.
6. **Погорелов А. В.** Дифференциальная геометрия. — М.: Наука, 1974. — 176 с.

*Поступила в редакцию 21/VI 2017*