

Результаты фильтрационных экспериментов с определением коэффициента восстановления ($K_{\text{вост}}$) проницаемости после воздействия буровых растворов и последующей обработкой кислотными составами приведены в таблице 6.

Таблица 6
Результаты фильтрационных экспериментов по определению эффективности кислотных обработок

Свита	Тип бурового раствора	Кислотный состав	$K_{\text{вост}}$ после срыва корки, %	$K_{\text{вост}}$ после кислотной обработки, %
Малохетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	48,26	26,57
Малохетская	Полимер+KCl	Химеко ТК-2KM	92,60	86,67
Нижнехетская	РУО	Модифицированный солянокислотный состав	82,61	96,70
Нижнехетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	46,24	24,06
Суходудинская	РУО	ФЛАКСОКОР 210	53,15	25,81
Нижнехетская	Исходный	Петрохим-КГС	49,26	93,32

Как видно из таблицы воздействие 10 % HCl не улучшает коэффициент восстановления. В целом ухудшение проницаемости по нефти после воздействия кислоты 10 % HCl на керн может быть объяснено протеканием двух разнонаправленных процессов: положительное воздействие на проницаемость керна от удаления остатков кольматанта нивелируется отрицательным воздействием водной фазы раствора кислоты, поступающей в поровое пространство. Резкое снижение фазовой проницаемости по нефти керна продуктивных горизонтов после воздействия технологических жидкостей на водной основе неоднократно отмечалось ранее другими исследователями.

Проведённые тесты по кислотной обработке различными составами на основе HCl показали незначительное влияние на горную породу рассматриваемых свит (изменение веса образца после кислотной обработки не более 1,5 %, незначительные изменения минерального состава по результатам исследований методом PCA). Между тем, кислотные составы активно взаимодействуют с кольматантом рассматриваемых буровых растворов.

Проведены фильтрационные эксперименты, моделирующие кислотную обработку призабойной зоны после воздействия бурового раствора, показали разнонаправленный эффект от воздействия разными кислотными составами на корку бурового раствора. Прямые измерения проницаемости до и после кислотной обработки, а также фотографии поверхности образца с коркой бурового раствора показывают высокую активность кислотных составов и разрушение корки. Между тем, экспериментальные результаты показывают, что в большинстве случаев отмыв корки бурового раствора более эффективен, чем кислотная обработка без отмыва. Кроме того, использование кислотных растворов (10 % HCl на водной основе) приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости вследствие увеличения насыщенности порового пространства кислотными составами на водной основе, препятствующими фильтрации нефти (керосина).

Литература

1. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств;
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации;
3. Николаев Н.И., Шипулин А.В., Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта // Территория Нефтегаз. 2015. № 4. С. 79-83;
4. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1 (33). С. 7-10;
5. Филин В.В., Халиуллин А.А. Повышение эффективности промывки скважин после обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями на месторождениях Западной Сибири // Перспективное развитие науки, техники и технологий. Материалы II-ой Международной научно-практической конференции в 2-х томах. Отв. ред.: Горохов А.А. Курск, 2012. С. 141-146;
6. Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Никитин А.Н. Подбор кислотных композиций для обработок призабойной зоны по данным ядерно-физических методов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 78-81;
7. Шлыков В.Г. Рентгеновские исследования грунтов. М.: Изд-во МГУ, 1991. – 184 с.

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИК ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ ОДНОСТОРОННЕГО И ДВУХСТОРОННЕГО ДЕЙСТВИЯ

А. Л. Хохлов

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровые насосы ключевым звеном циркуляционной системы буровой установки, технологические функции которого заключаются в нагнетании промывочной жидкости в скважину с целью: очистки забоя и

ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на поверхность; охлаждения и смазки долота; приведения в действие забойных гидравлических двигателей. При строительстве скважин на нефть и газ наибольшее распространение получили поршневые насосы. Промышленность выпускаются традиционно двухпоршневые насосы двухстороннего действия и трехпоршневые насосы одностороннего действия. Целью работы является сравнение конструкций и технических характеристик известных поршневых насосов.

Гидравлическая часть трехпоршневого насоса состоит из насосной камеры (3), трех цилиндров (4), подводящих жидкость патрубков (1,2), поршня (5). При движении поршня из крайнего левого положения вправо объем полости цилиндра увеличивается, давление в ней понижается, всасывающий клапан открывается и цилиндр заполняется жидкостью при почти постоянном давлении. В крайнем правом положении поршень изменяет свое движение на обратное, всасывающий клапан закрывается, давление в цилиндре возрастает до давления нагнетания, затем открывается нагнетательный клапан и жидкость вытесняется поршнем из цилиндра. В крайнем левом положении поршень снова изменяет направление своего движения, давление в цилиндре падает, нагнетательный клапан закрывается, и цикл повторяется. Кривошипы поршневого бурового насоса с тремя цилиндрами одностороннего действия установлены на коренном валу с угловым смещением по направлению вращения на 120° друг относительно друга [4].

Суммарная подача Q жидкости представляет собой сумму ординат трех смещенных по оси абсцисс на 120° относительно друг друга одинаковых диаграмм 1,2,3 подачи жидкости отдельными цилиндрами.

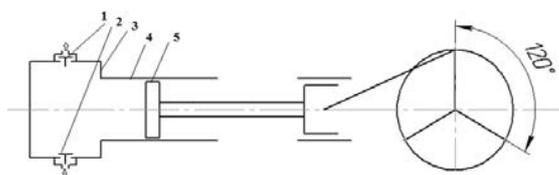


Рисунок 1. Схема устройства трехпоршневого насоса одностороннего действия

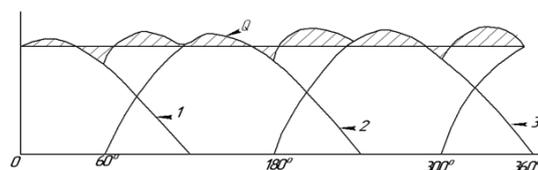


Рисунок 2. Диаграмма подачи жидкости в трехпоршневом насосе

Двухпоршневой насос состоит из цилиндра (1) и поршня (3). При движении поршня вправо левая рабочая камера цилиндра будет увеличиваться, в результате чего в ней создается вакуум и жидкость через всасывающий клапан (6) начинает поступать в камеру. Одновременно с этим правая полость цилиндра уменьшается, в ней создается избыточное давление, при котором откроется нагнетательный клапан (4), в результате чего жидкость будет вытеснена поршнем в нагнетательный трубопровод. При движении поршня влево полости всасывания и нагнетания поменяются местами. В этом случае жидкость будет засасываться в рабочую камеру через клапан (5) и нагнетаться через клапан (2). Поскольку часть объема рабочей камеры справа занята штоком (7), объем жидкости, поступающей в рабочую камеру слева, будет больше объема жидкости, поступающей справа.

Кривошипы поршневого бурового насоса с двумя цилиндрами двустороннего действия установлены на коренном валу с угловым смещением по направлению вращения на 90° друг относительно друга [3].

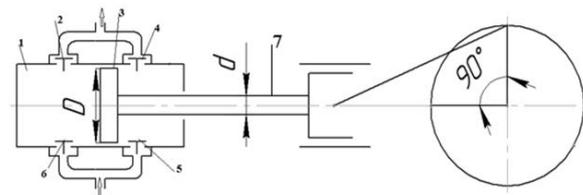


Рисунок 3. Схема устройства двухпоршневого насоса двустороннего действия

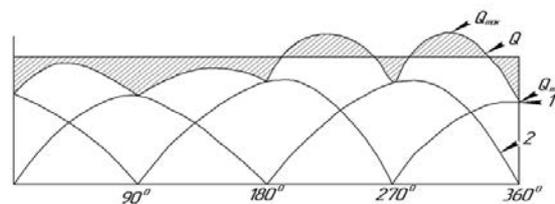


Рисунок 4. Диаграмма подачи жидкости в двухпоршневом насосе

Суммарную подачу Q промывочной жидкости двумя цилиндрами насоса определяют сложением ординат двух смещенных вдоль оси абсцисс на 90° диаграмм 1 и 2 подачи левого и правого цилиндров.

$\delta = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\text{cp}}}$ - степень неравномерности подачи жидкости цилиндрами насоса.

В таблице 1 приведены характеристика поршневых насосов по количеству быстроизнашивающихся деталей, а таблице 2 - технические характеристики торгового ряда выпускаемых отечественной промышленностью насосов.

Таблица 1

Число быстроизнашивающихся деталей гидравлической части буровых насосов [2]

Детали	Двухстороннего действия	Одностороннего действия
Число поршней	2	3
Втулки цилиндров	2	3
Манжеты поршня	4	3
Клапаны	8	6
Штоки	2	3
Сальники штоков	2	3

Таблица 2

Характеристики трехпоршневых насосов одностороннего действия и двухпоршневых насосов двухстороннего действия [2]

Параметры	НБТ-600	УНБТ-950	УНБТ-1180	УНБТ-800	ВРН-1	У8-7МА2	У8-6МА2	УНБ-1250
Мощность, кВт:	600	950	1180	800	365	825	585	1180
Число двойных ходов в 1 мин.	135	120	125	135	72	66	66	60
Число цилиндров	3	3	3	3	2	2	2	2
Длина хода поршня, м	0,3	0,329	0,3	0,25	0,3	0,4	0,4	0,45
Подача насоса, л/с:								
наибольшая	42,9	46	46	41,4	34,8	50,9	51,6	51,4
наименьшая	19,1	28,8	28,8	28,4	16,4	22,7	19,7	26,7
Давление нагнетания, МПа:								
наименьшее	11,3	19	24	17	9,8	14,2	10	21
наибольшее	25	32	40	32	20	32	25	40
Нагрузка на шток, кН	290	490	615	430	270	446	300	660
Масса насоса без шкива, т	19	22,7	23,5	22,4	13,2	33,7	26,7	47,2

По сравнению с двухпоршневыми трехпоршневой насос обеспечивает меньшую неравномерность подачи. Это обусловлено меньшей длиной хода поршня и большим числом двойных ходов у трехпоршневых насосов. Кроме того, трехпоршневые насосы имеют лучшее соотношение числа сменных быстроизнашивающихся деталей, что делает их более удобными и экономичными в процессе эксплуатации, а меньшая масса (при прочих равных условиях) обеспечивает лучшие их монтажеспособность и транспортабельность, что особенно важно, для высокомоощных насосов. С другой стороны, двухпоршневые насосы обладают большим диапазоном обеспечиваемой подачи бурового раствора.

Анализ поршневых насосов показал, что трехпоршневые насосы обладают улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками по сравнению с двухпоршневыми. Статистика ремонтов буровых насосов показывает, что остановки в их работы в основном связаны с износом резинотехнических элементов (поршни, клапаны, мембраны компенсаторов, сальники). Причиной этого является агрессивное воздействие со стороны среды бурового раствора, его компонентов, а также твердой фазы в его составе. Следовательно, актуальной темой для поисковых исследований является разработка новых рецептур буровых растворов для повышения ресурса резинотехнических деталей насосов.

Литература

1. Николич А. С. Поршневые буровые насосы. М., «Недра», 1973, 244 с.
2. Ильский А. Л., Миронов Ю. В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. учеб. пособие для вузов.-М.: Недрa, 1985.- 152 с.
3. Поляков В.В., Скворцов Л.С. Насосы и вентиляторы: учеб. для вузов.- М.: Стройиздат, 1990.-336 с.: ил.
4. Егорушкин В.Е., Цеплович Б.И. Основы гидравлики и теплотехники: учеб. пособие для машиностроительных техникумов. – М.: Машиностроение, 1981.-268 с., ил.

ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Н. Черкасов, М. В. Мищенко, Ю. А. Максимова

Научный руководитель, доцент В. С. Хорев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не секрет, что Россия одна из лидирующих стран по добыче нефти. В её недрах содержится более 14 млрд. тонн нефти, из них около 70% приходится на Западную Сибирь. Однако все разведанные месторождения с традиционными коллекторами уже давно введены в разработку и активно разрабатываются. По этой причине