

УДК 622.276.054

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ
ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ НА
АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ УПРАВЛЕНИИ «АРЛАННЕФТЬ»
IMPROVEMENT OF THE PUMP EQUIPMENT WHEN CARRYING
OUT TECHNOLOGICAL OPERATIONS ON THE ARLANSKY FIELD
IN OIL AND GAS EXTRACTION MANAGEMENT “ARLANNEFT”**

Шараев Н.М., Павлюченко В.И.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

N.M. Sharaev, V.I. Pavlyuchenko

FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,

Ufa, the Russian Federation

e-mail: Sharaev-1986@mail.ru

Аннотация. В целях повышения нефтеотдачи пластов используются различные химические реагенты. Химические и физико-химические методы воздействия на пласт могут быть объединены в группы: применения различных химических веществ (кислот, щелочей, полимеров, ПАВ и др.) для поддержания пластового давления; вытяжение нефти жидкими и газообразными рабочими средами (углекислым газом, углеводородными газами высокого давления, растворителями) [1].

При использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов на Арланской площади применяются различные агрессивные реагенты (каустическая сода (едкий натр), жидкое стекло, различные растворители, био-ПАВ, глинистая суспензия, полиакриламид (ПАА)), которые в свою очередь отрицательно воздействуют на используемое насосное оборудование. В течение короткого времени выходят из строя поршни и клапаны насосов.

Для устранения этих причин необходимо осуществить ряд мероприятий позволяющих увеличить межремонтный период.

Для продления межремонтного периода насосов предлагается использовать сборный поршень в своей конструкции, который можно использовать на поршневых насосах типа НБ-125, НБ-32, 9Т цементируемых агрегатах ЦА-320, и его аналогах. Поршневая система этих агрегатов зачастую выполняется не в кислотоупорном исполнении, что приводит к износу деталей в гидравлической части (износ поршневых колец, клапанов насоса) и скорому выходу из строя.

Конструкция сборного поршня: вытачивается оправа под шток поршня, кольца из капролона (полиамид шестиблочный) и кольца из транспортной ленты.

Отличным свойством полиамида шестиблочного (ПА-6), является его способность хорошо поддаваться обработке на всех станках – сверлению, точению, растачиванию, фрезерованию, шлифованию. Вместе с тем, капролон имеет высокие показатели износостойкости, особенно при работе в условиях среды с присутствием абразивных частиц. Детали, сделанные с применением капролона, хорошо справляются с ударной нагрузкой, они долговечны и обладают способностью в узлах трения работать без смазки. Из химических свойств, следует отметить его повышенную стойкость к воздействию масел, углеводородов, кетонов, спиртов, эфиров, слабых кислот и щелочей.

В результате использования материала капролон, в уплотнительных кольцах поршня существенно увеличивается межремонтный период насосного оборудования.

Abstract. For increase of oil recovery of layers various chemical reagents are used. Chemical and physical and chemical methods of impact on layer can be united in groups: use of various chemicals (acids, alkalis, polymers, surfactant, etc.) for maintenance of reservoir pressure; oil extension by liquid and gas-

eous working environments (carbon dioxide, hydrocarbonic gases of a high pressure, solvents).

When using methods of increase in oil recovery of layers on Arlanskaya Square various aggressive reagents are applied (caustic soda (the caustic rubbed), liquid glass, various solvents, biopeahens, clay suspension, poliakrilamit (PAA)), which in turn negatively influence the used pump equipment. Within a short period of time pistons and the valve of pumps fail.

For elimination of these reasons it is necessary to carry out a number of the actions allowing to increase the between-repairs period.

For extension of the between-repairs period of pumps it is offered to use the combined piston in the design which can be used on piston pumps the NB-125, NB-32, 9T type on cementing TsA-320, and its analogs. The piston system of these units is often carried out not in acid proof execution that results in wear of details in hydraulic part (wear of piston rings, pump valves) and to fast failure.

Design of the combined piston: the frame under a rod of the piston, a ring from a kaprolon (polyamide six-block) and rings from a conveyor tape is turned.

Excellent property of polyamide of six-block (PA-6), its ability well to give in to processing on all machines – to drilling, turning, boring, milling, grinding is. At the same time, kaprolon has high rates of wear resistance, especially during the work in the conditions circle with presence of abrasive particles. The details made with application of a kaprolon, well cope with shock loading, they are durable and possess ability in friction knots, to work without greasing. From chemical properties, it should be noted its increased resistance to influence of oils, hydrocarbons, ketones, alcohols, air, weak acids and alkalis.

As a result of material use kaprolon as sealing rings of the piston, significantly increases the between-repairs period of the pump equipment.

Ключевые слова: нефтеотдача пластов, химические реагенты, насосное оборудование, межремонтный период, капролон.

Key words: oil recovery of layers, chemical reagents, pump equipment, between-repairs period, kaprolon.

В настоящее время выделяют несколько групп методов повышения нефтеотдачи пласта: гидродинамические методы, физико-химические методы, тепловые, микробиологические и другие методы [4].

Гидродинамические методы. К ним относятся: нестационарное заводнение, форсированный отбор жидкости, вовлечение в разработку недраенируемых запасов, барьерное и очаговое заводнения.

К первой группе относятся методы, которые осуществляются через изменение режимов эксплуатации скважин и, как следствие, через изменение режимов работы пласта. Эти методы объединяются общим понятием «нестационарное заводнение» и включают в себя: циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков. Они сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие. Методы основаны на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы.

Использование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов - одно из наиболее перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений. Научными организациями отрасли разработано, испытано и сдано более 60 технологий с использованием физико-химического воздействия [2].

Одним из методов воздействия на продуктивные пласты, особенно низкопроницаемые, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Он оказывает воздействие не только на призабойную зону пласта, но и способствует повышению нефтеотдачи. При ГРП создается система глубокопроникающих трещин, в результате чего значительно увеличивается дренируемая скважиной зона и повышается производительность скважин. Продолжительность эффекта от ГРП достигает 3-5 лет, коэффициент успешности - 85% [3].

Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимает полимерное заводнение. Получение композиций полимеров в сочетании с различными реагентами существенно расширяет диапазон применения полимеров. Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов - выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении.

Существуют следующие технологии с использованием полимеров:

- полимерное заводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью, находящихся в начальной стадии разработки;
- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеобразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВ, щелочи, кислота) применяется на поздней стадии разработки;
- воздействие на пласт вязкоупругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти;
- циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;
- циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;
- щелочно-полимерное заводнение;
- полимерное воздействие при закачке в пласт углекислоты.

На современном этапе задачу повышения нефтеотдачи пластов экологически чистыми технологиями может решить метод микробиологического воздействия на пласт. В отличие от химических реагентов, теряющих активность в результате разбавления их пластовыми водами, микроорганизмы способны к саморазвитию, т.е. размножению и усилению биохимической активности в зависимости от физико-химических условий среды.

Среди методов повышения нефтеотдачи пластов, наиболее подготовленными технологически и технически, являются тепловые, когда в продуктивный пласт вводится тепло. При этом вязкость нефти снижается, а

нефтеотдача увеличивается. Среди тепловых методов воздействия на нефтяные пласты выделяют два направления:

- закачка в пласты пара и нагретой воды;
- внутрипластовое горение.

Тепловые методы целесообразно применять в пластах с вязкостью нефти более 50 мПа·с.

Наиболее эффективным и часто применяемым физико-химическим методом обработки призабойной зоны скважин с целью восстановления или улучшения проницаемости являются кислотные обработки. Чаще всего кислотные обработки проводят с использованием соляной (НС1) и фтористоводородной (НР) кислоты.

Кислотная обработка скважин - химический способ повышения производительности водозаборных, дренажных и нефтяных скважин за счёт растворения пород вокруг скважины кислотами. Кислотная обработка скважин заключается в следующем: производится заливка или закачка в скважину и продавливание в приствольную зону водоносного или нефтеносного пласта жидкостью или воздухом под давлением ингибированных кислотосодержащих растворов на основе соляной, фтористоводородной, уксусной и сульфаминовой кислот или их смесей [1].

Пласты, состоящие из карбонатных пород, обрабатывают водным раствором 12-15%-ной соляной кислоты с добавками 3-5% уксусной кислоты, 0,1-0,5% поверхностно-активных веществ или 15-20%-ным водным раствором сульфаминовой кислоты. Обработка песчано-глинистых пластов проводится солянокислым раствором с добавлением 2-3% фтористоводородной кислоты.

На время кислотной обработки скважину герметизируют клапанной задвижкой в устьях, пакером или одинарным тампоном в призабойном интервале. Время реагирования кислотного раствора зависит от вида пластов: при обработке карбонатных пластов 2-3 часа, песчано-глинистых - 24 часа.

Объём раствора кислоты на один метр толщины обрабатываемого нефтеносного пласта зависит от радиуса обработки приствольной зоны скважины и проницаемости пласта, в слабопроницаемых пластах - 0,5-1,0 м³, в сильнопроницаемых пластах - 1,0-2,5 м³.

Если осадки на стенке скважины содержат не только минеральные, но и органического вещества, то после промывки её соляной кислотой фильтр повторно обрабатывается в течение 12-18 часов растворителями, такими как керосин, дизельное топливо, после чего проводится повторная откачка пластовой жидкости.

После окончания времени реагирования кислотного раствора с породами водоносного или нефтеносного пласта скважина прокачивается эрлифтом или глубинным насосом с утилизацией жидкости на поверхности. В процессе дренирования скважины отбирают контрольные пробы жидкости и проверяют их на остаточную кислотность. После достижения значения рН, равного пластовой жидкости, прекращают прокачку и скважину вводят в эксплуатацию.

При использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов на Арланской площади применяются различные агрессивные реагенты (каустическая сода (едкий натр), жидкое стекло, различные растворители, биопап, глинистая суспензия, полиакриламид (ПАА)), которые в свою очередь отрицательно воздействуют на используемое насосное оборудование. В течение короткого времени выходят из строя поршни и клапаны насосов.

На промыслах Арланского месторождения НГДУ «Арланнефть» применяют цементирувочные агрегаты ЦА-320. Цементирувочный агрегат ЦА-320 (УНБ-125×32, АНЦ-320) предназначен для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах с использованием агрессивных реагентов.

Так как поршневая система этих агрегатов зачастую выполнена не в кислотоупорном исполнении, то при эксплуатации происходит износ деталей в гидравлической части таких как износ поршневых колец, и клапанов насоса, что приводит к их дальнейшему выходу из строя.

Для продления межремонтного периода насосов предлагается использовать сборный поршень в своей конструкции, который можно использовать на поршневых насосах типа НБ-125, НБ-32, 9Т (на агрегатах ЦА-320). Конструкция поршня: вытачивается оправа под шток поршня, кольца из капролона (полиамид шестиблочный) и кольца из транспортной ленты.

Отличным свойством полиимида шестиблочного (ПА-6), является его способность хорошо поддаваться обработке на всех станках – сверлению, точению, растачиванию, фрезерованию, шлифованию. Вместе с тем, капролон имеет высокие показатели износостойкости, особенно при работе в условиях среды с присутствием абразивных частиц. Детали, сделанные с применением капролона, хорошо справляются с ударной нагрузкой, они долговечны и обладают способностью в узлах трения, работать без смазки. Из химических свойств, следует отметить его повышенную стойкость к воздействию масел, углеводов, кетонов, спиртов, эфиров, слабых кислот и щелочей. Физико-механические свойства капролона представлены в таблице 1 [5].

Сборка производится при собранном в насосе штоке и втулки, т.к. при сжатии гайкой, резиновые кольца сжимаются, тем самым уплотняется поршень втулки насоса.

В результате такого конструктивного изменения можно увеличить межремонтный период. На рисунке 1 представлен график сравнения работы поршня заводского исполнения и сборного (разработанной конструкции).

Таблица 1. Физико-механические свойства капролона

Относительная плотность капролона	1,15–1,16 г/см ³
Модуль упругости при растяжении,	2300 МПа
Напряжение разрушения растягивающее,	90 МПа
Относительная деформация сжатия, равна 25% при напряжении	10
Величина изгибающего напряжения при значении равном 1,5 толщины образца	не менее 80 МПа
Твердость, измеряемая по Бринеллю,	150–180 кг·с/см ²
Напряженность работы P×V	15 МПа·м/с
Морозоустойчивость,	минус 50 °С
Максимальная температура, при работе постоянная кратковременная	100 °С, 180 °С
Теплостойкость измеряемая по Мартенсу,	75 °С
температура плавления капролона	220 °С
При разрыве относительное удлинение	10 %
Коэффициент линейного расширения при тепловом воздействии	
от 0 до 50 °С	9,8·10 ⁻⁵
от -50 до 0 °С	6,6·10 ⁻⁵

Время непрерывной работы поршня

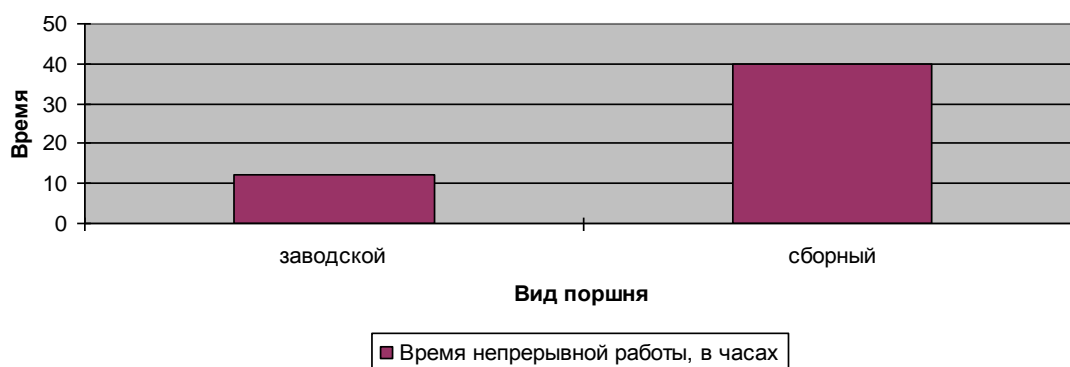


Рисунок 1. График сравнения работы поршня заводского исполнения и сборного (разработанной конструкции)

Выводы

В результате использования капролона в качестве материала уплотнительных колец поршня, существенно увеличивается межремонтный период насосного оборудования и уменьшается время на ремонт и обслуживание. Дополнительные затраты на приобретение поршней и клапанов также уменьшаются.

Список используемых источников

- 1 Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 700с.
- 2 Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1973. 382с.
- 3 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 511с.
- 4 Мурзакаев Ф.Г., Максимов Г.Г. Химизация нефтегазодобывающей промышленности и охрана окружающей среды. Уфа: Башк. кн. изд-во, 1989. 176 с., ил.
- 5 ТУ 6-05-988-87 Капролон полиамид - полиамид 6 блочный (капролон В). М.: НПО «Пластмассы», 1987.13 с.

References

- 1 Gimatudinova Sh.K. Spravochnaya kniga po dobyiche nefiti. M.: Nedra, 1974. 700s. [in Russian].
- 2 Muravyov V.M. Ekspluatatsiya neftyanyih i gazovyih skvazhin. M.: Nedra, 1973. 382s. [in Russian].
- 3 Schurov V.I. Tehnologiya i tehnika dobyichi nefiti. M.: Nedra,1983. 511s. [in Russian].
- 4 Murzakaev F. G., Maksimov G.G. Himizatsiya neftegazodobyivayushey promyishlennosti i ohrana okruzhayushey sredyi. Ufa: Bashk. kn. izd-vo, 1989. 176 s., il. [in Russian].
- 5 TU 6-05-988-87, Kaprolon polyamide - polyamide 6 block (kaprolon B) [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Шараев Н.М., магистрант, гр. МГГ61з-12-01 кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

N.M. Sharaev, Master Student of Group MGG61z-12-01 of the Chair "Development and Operation of Gas and Gas-Condensate Fields", FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, the Russian Federation

e-mail: Sharaev-1986@mail.ru

Павлюченко В.И., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

V. I. Pavlyuchenko, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair "Development and Operation of Gas and Gas-Condensate Fields", FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University" Ufa, the Russian Federation