

УДК 622.276.74

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА

Р.З. Нургалиев

Альметьевский государственный нефтяной институт

SOLIDS CONTROL METHODS USED IN TATARSTAN FIELDS

R.Z. Nurgaliev

Almetyevsk State Petroleum Institute

E-mail: nurgaliev rz@agni-rt.ru

Аннотация. Известно, что вынос механических примесей при разработке нефтяных месторождений значительно осложняет работу насосного оборудования. В данной статье на примере нефтяных месторождений Татарстана рассматриваются следующие способы борьбы с механическими примесями: крепление призабойной зоны скважин; защита приема насоса от механических примесей; очистка продукции скважин на стадии внутринефтепромыслового сбора и подготовки. Приводятся примеры и дается анализ полученных результатов.

Abstract. It is well known that solids production complicates operation of downhole pumping equipment. By example of Tatarstan oil fields, the author discusses different methods of solids control: casing of bottomhole zone of wells, protection of downhole pump suction against solids, field wellstream treatment. Case studies and analyses of results are presented.

Ключевые слова: механические примеси, насосное оборудование, призабойная зона, сбор и подготовка нефти и воды.

Key words: solids, pumping equipment, bottomhole zone, oil and water gathering and treatment

Содержание в скважинной продукции механических примесей (песка) значительно осложняет работу насосного оборудования. В результате попадания песка в ГНО происходит износ пары трения «цилиндр – плунжер» и клапанов. В ряде случаев происходят заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг. При большом количестве мехпримесей в скважинной продукции происходит осаждение части песка на забое скважин, что приводит к образованию песчаных пробок и снижению продуктивности [1-3].

Интенсивный вынос мехпримесей наблюдается на таких месторождениях, как Архангельское (НГДУ «Ямашнефть»), Ашальчинское и Бурейкинское (НГДУ Нурлатнефть), Нагорное (ЗАО «Троицкнефть»), Черемуховское (НГДУ «ТатРИТЭК-нефть»), Ново-Шешминское (НГДУ «Шесима-ойл»), Чеканское (ЗАО Геология).

Для борьбы с механическими примесями на месторождениях Татарстана применяются следующие способы:

1. крепление призабойной зоны скважин;
2. защита приема насоса от механических примесей;
3. очистка продукции скважин на стадии внутрипромыслового сбора и подготовки.

1. Для предотвращения поступления в скважины песка на месторождениях Татарстана широко применяется специальное оборудование забоя, а также способы крепления призабойных зон скважин (ПЗС) специальными затвердевающими составами, образующими в ПЗС прочную пористую и проницаемую среду, предотвращающую поступление песка.

На скважинах Бурейкинского месторождения для крепления призабойной зоны пласта и предотвращения выноса песка применяют способ, включающий закачку в призабойную зону фильтрующего материала в виде твердых упругих и неупругих частиц. Закачку

фильтрующего материала осуществляют при забойном давлении, превышающем в два и более раз давления в процессе эксплуатации скважин. В скважину, обсаженную колонной и вскрытую перфорацией в интервале продуктивного пласта, одним из известных методов закачивают приготовленную на поверхности смесь твердых неупругих и упругих частиц. В качестве твердых неупругих частиц используют песок, гравий или несжимаемые полимерные материалы и т.п. В качестве твердых упругих частиц - резиновую крошку или полимерные материалы, обладающие упругостью. Размеры частиц выбирают из условия эффективной работы образованного из них фильтра. Исходя из этого, диаметр неупругих частиц рекомендуется использовать не более 3 мм. Размер упругих частиц зависит от свойств материала и давления в процессе эксплуатации скважины. Например, при использовании резиновой крошки в качестве упругих частиц диаметр их не должен превышать 7 мм. При применении способа на добывающих нефтяных и газовых скважинах носителем частиц служит нефть или другие углеводороды. В водозаборных и нагнетательных скважинах носителями являются вода, раствор полимера или другие растворы, не засоряющие продукцию скважин. Давление на забое скважины при закачке фильтрующего материала должно быть больше забойного давления в процессе эксплуатации скважины в 5,6 раза.

Эффективность предлагаемого способа подтверждена стабильной работой скважины с сохранением высокой продуктивности при полном исключении выноса песка за счет создания в призабойной зоне прочного проницаемого фильтрующего слоя [5].

Работы по ограничению водопритока и пескопроявления с применением другого способа проводились на скважинах Архангельского месторождения, НГДУ "Ямашнефть". Этот способ предотвращения выноса песка и снижения водопритока, включает закачку в высокопроницаемые,

слабосцементированные участки пласта состава, формирующего в зоне перфорации скважин гидрофобную фильтрующую зону из материала, проницаемого для нефти и малопроницаемого для воды, с продавливанием его водой. Эксплуатацию скважин осуществляют, предварительно прогревая призабойную зону скважины до температуры до $+30^{\circ}\text{C}$ и закачивая оторочку безводной нефти, а в качестве состава, изолирующего поступление воды и вынос песка из пласта в скважину, закачивают водный раствор хлорида кальция с плотностью не ниже 1500 кг/м^3 , продавливание данного раствора в пласт осуществляют пресной водой с последующей промывкой этой же водой. Причем для формирования указанного фильтра используют 25-30% суспензию в углеводородной фазе порошкообразного хлорида кальция с добавкой 5-25 вес.% реагента для добычи нефти (РДН), а в качестве углеводородной фазы используют керосин, или дизельное топливо, или товарную нефть. Используемый компонент РДН - реагент для добычи нефти, выпускается по ТУ 2458-001-2116606-97.

После обработки скважины предлагаемым способом, несмотря на то, что дебит скважины по жидкости практически не изменился и колеблется в пределах 10-12 т/сут, обводненность продукции снизилась с 60 до 25-30 %, что соответствует увеличению добычи нефти более чем в 2 раза. Кроме того, устойчивая работа насосного оборудования и отсутствие в добываемой продукции скважины твердой фазы указывает на то, после ее обработки предлагаемым способом, имеет место также и приостановка выноса песка из пласта, а если даже вынос песка продолжается, предлагается технология, при которой осуществляют подлив добываемой жидкости в затрубное пространство. Глубиннонасосное оборудование опускается до забоя скважины с целью создания повышенной скорости восходящего потока в интервале «забой – прием насоса», и тем самым предотвращения оседания частиц песка [4].

2. Для защиты внутрискважинного оборудования в ОАО «Татнефть»

разработан ряд технических средств:

а) Устройство для улавливания и защиты приема и выкида скважинных штанговых насосов от механических примесей, содержащее цилиндрический корпус с прикрепленными по торцам входным и выходным патрубками с возможностью крепления на резьбе к насосно-компрессорным трубам и скважинному штанговому насосу. В цилиндрическом корпусе по вертикали последовательно установлены специальные диски-втулки с возможностью образования боковых карманов-пустот для улавливания механических частиц. Это устройство спускается в скважину на необходимую глубину. Механические примеси (окалина, шлам, песок и грязь), образующиеся в процессе эксплуатации при подземных и капитальных ремонтах скважины (ПРС, КРС), хим. обработках и т.д., осыпаясь со стенок НКТ и штанг, и падая вниз, попадают в боковые карманы-пустоты. Такая защита насоса способствует росту его работоспособности и увеличению межремонтного периода работы скважины (Полезная модель № 43908 «Устройство для улавливания и защиты приема и выхода скважинных штанговых насосов от механических примесей») [11].

б) Промысловые испытания 18 насосов ООО «РЕАМ-РТИ» на месторождениях ОАО Татнефть показали их работоспособность при добыче нефти с содержанием механических примесей 4000 мг/л [12]. Для борьбы с механическими примесями используются насосы с плунжерами «пескобрей» и насосы с грязесъемными манжетами на основе полиуретана. Также можно использовать и десендеры – сепараторы мехпримесей.

в) На Бугульминском механическом заводе разработаны и изготавливаются жидкостные фильтры для защиты от механических примесей с фильтрующим элементом – щелевой экран: сетка Джонсона. Экран набирается из профилей V-образного сечения. Снижается вероятность засорения фильтра, так как механические частицы

контактируют с деталями поверхности фильтрации только по двум точкам острых кромок V-образного профиля [13].

г) Использование фильтра скважинного самоочищающегося Юмачикова (ФССЮ) на скважинах НГДУ «Нурлатнефть» в период 2011 – 2015 гг. позволило увеличить межремонтный период работы скважин, МРП составил более 1600 суток, содержание мехпримесей уменьшилось в 2 – 4 раза [14].

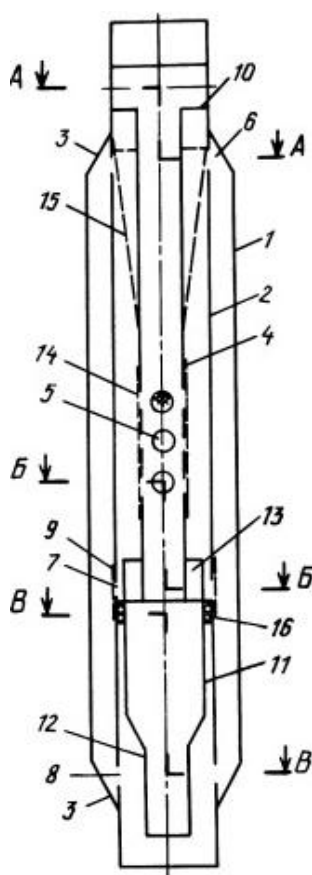


Рис. 1 – Фильтр скважинный самоочищающийся Юмачикова

Фильтр скважинный самоочищающийся Юмачикова состоит из концентрически расположенных наружной трубы 1, промежуточной трубы 2. При этом труба 1 по обоим торцам соединена с промежуточной трубой 2 кольцевыми заглушками 3. На внутренней трубе 4, выполнены отверстия 5, а на промежуточной трубе 2 выполнены отверстия 6, 7, 8. Отверстия 7, выполненные на патрулке 10, снабжены фильтрующим элементом 9 и гидравлически связывают трубы 2 и 4 раструба 11 с соплом 12. Ребра 13 связывают полость, фильтрующего элемента 14, размещенного на интервале отверстий 5 на трубе 4 и канал фильтрующего элемента 15, выполненного в виде обратного усеченного конуса и закрепленного торцами на трубах 2 и 4 выше центратора 16 (рис. 1).

Снабжение внутренней трубы фильтрующим элементом, размещенным в интервале отверстий, обеспечивает выход части потока жидкости в межтрубное пространство, образованное внутренней и промежуточной трубами, при этом механические примеси, задерживаются на фильтрующем элементе. По мере их накопления смываются потоком жидкости в зону раструба с соплом. При этом поток жидкости, переходя в

зону большего сечения, резко теряет скорость, а часть механических примесей, двигаясь по инерции и за счет сил гравитации, перемещаются в нижнюю часть фильтра. Далее поток жидкости, поднимаясь по кольцевому зазору между внутренней и промежуточной трубами в верхнюю часть фильтра, проходит через фильтрующий элемент, расположенный под углом к направлению движения потока. Происходит оседание механических примесей на фильтре, которые под напором омывающей жидкости перемещаются в верхнюю часть фильтрующего элемента и перетекают в межтрубное пространство, образованное промежуточной и наружной трубами. Предлагаемое техническое решение обеспечивает тройную фильтрацию жидкости: при прохождении через два фильтрующих элемента и ее сепарации при повороте струи. Фильтр скважинный самоочищающийся Юмачикова эксплуатируется с любым типом насосов, например, в компоновке непосредственно со штанговым насосом или подвешивается на пакере под электроцентробежным насосом [14].

д) Эксплуатация скважин НГДУ «Лениногорскнефть» на протяжении длительного времени осложнялась значительным выносом песка и образованием АСПО в глубиннонасосном оборудовании. Для увеличения межремонтного периода было разработано и внедрено несколько компоновок глубиннонасосного оборудования. Заслуживает внимания специальная компоновка ГНО, которая включает: пакер 8 с установленным выше него обратным клапаном 6, два газопесочных якоря 2 с контейнерами 3 и 9, один размещается ниже пакера 8, другой – выше обратного клапана под насосом 1, две заглушки 4. Над пакером установлен патрубок с резиновой манжетой для предотвращения присыпания песком пакера, что исключает риск возможных осложнений при последующем его демонтаже. При такой компоновке обеспечивается двухступенчатая очистка пластовой жидкости, поступающей на прием насоса, от

механических примесей. Жидкость поступает из интервалов перфорации в первый газопесочный якорь 2, где оседает часть механических примесей, затем через перфорированный патрубок 5 – в межтрубное пространство. Несмотря на наличие пакера, такая конструкция позволяет проводить гидродинамические исследования по межтрубному пространству (рис. 2).

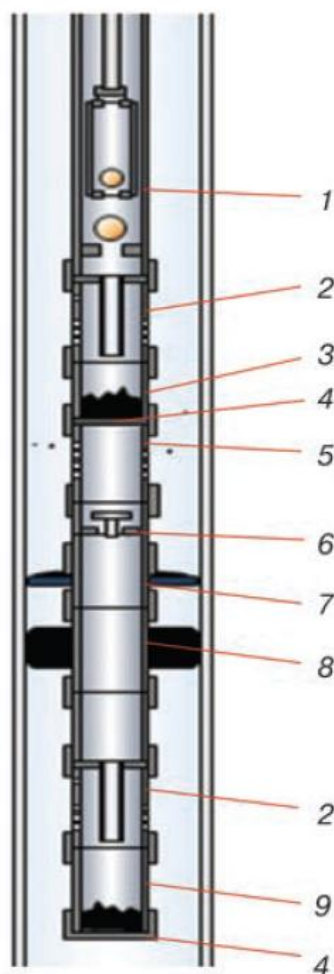


Рис. 2 - Предлагаемая компоновка глубиннонасосного оборудования

При ухудшении работы насоса либо для предотвращения образования АСПО в ГНО без подъема скважинного оборудования проводятся профилактические и реанимационные промывки. При этом промывочная жидкость закачивается в межтрубное пространство и поступает через верхний газопесочный якорь 2 на прием насоса. Попадание ее в пласт с высокой поглощающей способностью невозможно: межтрубное пространство перекрыто пакером, НКТ – обратным клапаном.

Межремонтный период работы после внедрения компоновки увеличился в 7,5 раз. Потенциальным фондом для применения предлагаемой компоновки ГНО являются добывающие скважины после проведения ГРП, имеющие высокий коэффициент продуктивности, эксплуатация которых осложнена выносом песка из пласта и образованием АСПО [9, 10].

Механические примеси, независимо от их природы и источников попадания в продукцию нефтяных скважин, образуют сплошные гидрофобные агломераты вместе с асфальто-смолистыми и парафинистыми компонентами нефти и распределяются, в основном, в объеме нефтяной фазы. В процессе обезвоживания нефти мехпримеси оседают с крупными каплями воды на границу раздела фаз нефть-вода, в результате чего образуется стойкий промежуточный слой. Образующийся концентрированный промежуточный слой выступает в роли мощного стабилизатора эмульсии [6].

3. В большинстве случаев даже при незначительном выносе мехпримесей и применении внутрискважинных защитных устройств во внутрипромысловой системе сбора и подготовки нефти и воды возникают осложнения, связанные с наличием КВЧ. Механические примеси стабилизируют нефтяные эмульсии в зависимости от своей природы и химического состава, как и наличие сульфида железа в продукции скважин, которые существенно влияют на образование промежуточных слоев и повышение агрегативной устойчивости нефтяных эмульсий. К основным причинам появления мехпримесей в нефти можно отнести суффозию пласта, смешивание водных и нефтяных фаз эмульсий в процессе их добычи и транспорта к месту подготовки, коррозию и ремонт нефтепромыслового оборудования, качество воды для системы ППД, ремонт скважин и трубопроводов [6, 7].

Известно, что для системы ППД используются воды из

поверхностных источников, а также нефтепромысловые сточные воды (НСВ), образующиеся при добыче и первичной подготовке нефти. Для закачки в пласт необходима очистка воды от твердых взвешенных веществ, а нефтепромысловых сточных вод – от нефтепродуктов и механических примесей. В Казанском государственном архитектурно-строительном университете (КГАСУ) разработаны гидроциклонные установки для очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод, используемых для заводнения продуктивных горизонтов. Схема установки БГО–5000 производительностью 5000 м³/сут приведена на рис. 3. В состав данной установки входят две батареи напорных гидроциклонов конструкции КГАСУ 1 и горизонтальный напорный отстойник 2, разделенный водонепроницаемой перегородкой на отсек нижнего слива 3 и отсек верхнего слива 4. В отсеках 3 и 4 размещаются водораспределительные 5 и водосборные системы 6 [8].

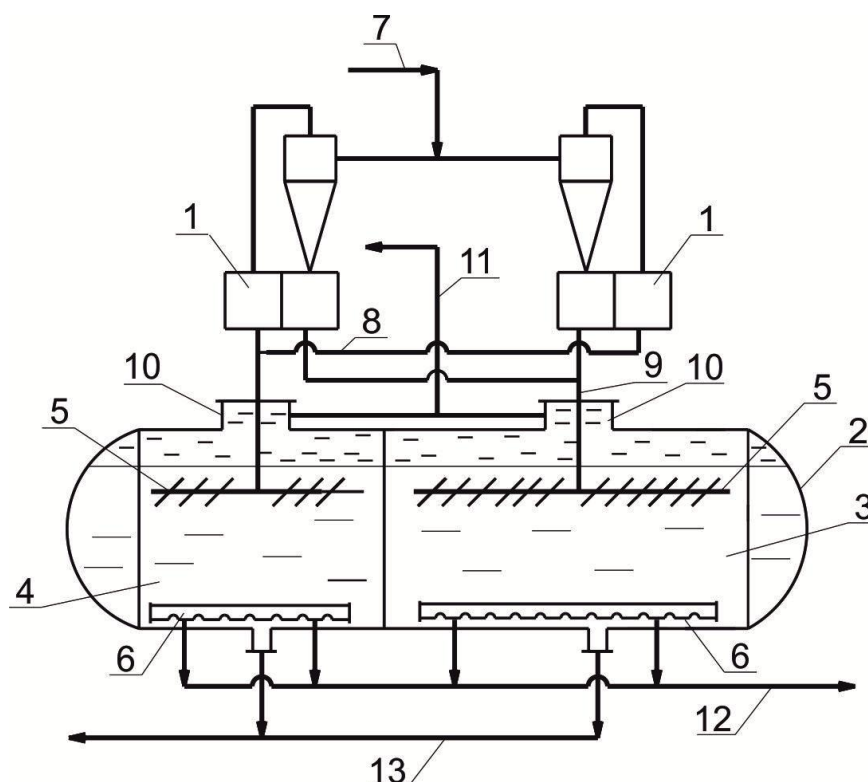


Рис. 3 Схема установки БГО – 5000

Нефтепромысловые сточные воды подаются на очистку под избыточным давлением с установки подготовки нефти по трубопроводу 7.

Верхний слив гидроциклонов по трубопроводу 8 поступает в отсек 4, а нижний слив гидроциклонов – по трубопроводу 9 – в отсек 3. Всплывшие нефтепродукты через нефтесборники 10 под избыточным давлением по трубопроводу 11 периодически отводятся на установку подготовки нефти. Осадок, накапливающийся в отстойнике 2, по трубопроводу 13 периодически отводится в шламонакопитель. Очищенная вода под остаточным давлением по трубопроводу 12 поступает в систему оборотного водоснабжения нефтепромысла.

Концентрация нефтепродуктов в НСВ после их очистки в БГО–5000 снижается с 3000 до 50 мг/л, а содержание мехпримесей – с 200 до 50 мг/л. Установка БГО–5000 внедрена на предприятиях ОАО «Татнефть» [8].

На предприятиях ОАО «Татнефть» также испытана и внедрена блочная гидроциклонная станция БГС–3000, имеющая в своем составе блок гидроциклон – отстойник БГО–3000, производительностью 3000 м³/сут, конструктивно аналогичный БГО–5000, но с одной батареей гидроциклонов и отстойником меньшего объема. Кроме установки БГО–3000 в состав станции БГС–3000 входили емкости для очищенной воды и уловленной нефти и насосные агрегаты для перекачки воды и нефти. Концентрация нефтепродуктов в НСВ после их очистки в БГО–3000 снижается с 3000 мг/л до 60 мг/л, а содержание мехпримесей – с 200 мг/л до 50 мг/л.

Блочные гидроциклонные установки имеют высокую удельную производительность, компактность, полностью автоматизированы, представляют собой блоки полного заводского изготовления; дают возможность для создания эффективной технологии очистки нефтепромысловых сточных вод при наименьших материальных и энергетических затратах [8].

Список литературы

1. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Смольников С.В. и др. Экспериментальные исследования пропускной способности фильтра тонкой очистки. – Нефтяное хозяйство. – 2014. - № 9. – С. 122-125.
2. Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. – Нефтегазовое дело. – Уфа. – 2010. – С.40.
3. Бахтизин Р.Н., Нурғалиев Р.З, Уразаков К.Р., Эксплуатация насосных скважин, осложненных механическими примесями.-Уфа: Изд-во УГНТУ, 2915.-91 с.
4. Позднышев Г.Н., Маньшин В.Н., Досов А.Н., Калугин И.В. Способ предотвращения выноса песка и снижения водопритока в добывающих нефтяных скважинах. – Патент № 2164589.
5. Кубарев Н.П., Вагизов Н.Г., Фархутдинов Р.Г. Способ борьбы с пескопроявлением в продуктивных пластах. - Патент № 2065929, 1996
6. Хамидуллина Ф.Ф. Композиционный деэмульгирующий состав для системы сбора и промысловой подготовки высоковязкой продукции нефтяных скважин. - Диссертация на соискание ученой степени канд.техн.наук. – Казань. – 2014. – С. 163.
7. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Издательство «Фэн». – Казань. – 2002. – С. 512.
8. Бусарев А.В., Селюгин А.С., Шешегова И.Г., Урмитова Н.С. Гидроциклонные установки подготовки воды для заводнения нефтеносных горизонтов с целью повышения их нефтеотдачи. - Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2015. – 4. – с. 199-215. <http://www.ogbus.ru>
9. Легаев Ю.Н., Ванюрихин И.С., Галимов Р.Р. и др. Глубиннонасосное оборудование для добычи нефти в условиях, осложненных выносом песка и поглощением промывочной жидкости. – 2015. – 7. – с. 56-57.
10. Патент 136081 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Скважинная штанговая насосная установка для добычи нефти в условиях, осложненных выносом песка и поглощением промывочной жидкости / И.С. Ванюрихин, Ю.Н. Легаев, Р.Р. Галимов, Д.В. Пищаев, Л.М. Валеев; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - №2013134664/03 ; заявл. 23.07.13 ; опубл. 27.12.13.
11. Закиров А.Ф., Хабибрахманов А.Г., Ряхов А.В., Иванов В.Я. «Устройство для улавливания и защиты приема и выхода скважинных штанговых насосов от механических примесей». - Полезная модель № 43908.
12. Николаев В. Осложняющие условия. ООО «РЕАМ-РТИ». – Нефтегазовая вертикаль. – 2011. - № 13-14. – с. 102-106.
13. ТУ – 3616-00220339-97. Фильтры жидкостные сетчатые для трубопроводов. Бугульминский механический завод.
14. Патент № 2305776. Фильтр скважинный самоочищающийся Юмачикова (ФССЮ). Юмачиков Р.С., Юмачиков Р.Р.

Сведения об авторах

Нургалиев Роберт Загитович, и.о. ректора, Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nurgalievrvz@agni-rt.ru

Authors

R.Z. Nurgaliev, acting for Principal of Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia

Нургалиев Роберт Загитович
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел.: 8(8553) 31-00-04
E-mail: nurgalievrvz@agni-rt.ru