

УДК 622.276:53

## Разработка и внедрение насосов для скважин с осложненными условиями эксплуатации (кривизна, вязкость, эмульсия, низкие пластовые давления)

Development and Implementation of Pumps for Wellbores with Complicated Operating Conditions (Curvature, Viscosity, Emulsion, Low Reservoir Pressure)



А.А. Исаев

**А.А. Исаев**, к.т.н.  
isaeff-oil@yandex.ru  
Тел. (8553) 39-39-95

**Р.Ш. Тахаутдинов**  
**В.И. Малыгин**  
**А.А. Шарифуллин**,  
к.т.н.  
/ООО УК  
«Шешмаойл»/

A.A. Isaev, PhD  
R.Sh. Takhautdinov  
V.I. Malykhin  
A.A. Sharifullin, PhD  
/"Sheshmaoil"  
Management  
Company LLC/



В.И. Малыгин



А.А. Шарифуллин

Разработаны штанговые глубинные насосы с управляемыми всасывающими и нагнетательными клапанами, дифференциальные насосы. Представлены схемы и принцип действия насосов, результаты их внедрения на скважинах. С целью увеличения напора штангового винтового насоса разработаны штанговые лопатки, которые вращаются вместе со штангами, получены положительные данные по результатам стендовых и промысловых испытаний.  
**Ключевые слова:** управляемые клапаны, штанговый дифференциальный и винтовой насосы, штанговая лопатка, напор, стендовые исследования.

*Deep downhole pumps with operated (controlled) standing and travelling valves, and differential pumps have been developed. The layouts of the pumps and their operating principle, as well as the results of their implementation on the wells have been presented. Rod blades that rotate together with rods were developed in order to increase hydraulic head of progressive cavity pump. Positive data have been acquired upon completion of bench- and field tests.*

**Key words:** controlled valves, differential sucker rod and screw pumps, rod blade, hydraulic head, bench tests.

Большинство месторождений, эксплуатируемых добывающими компаниями ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан), характеризуются наличием в них вязкой нефти, высокой интенсивностью наклона ствола скважины и низкими пластовыми давлениями. Добыча такой нефти и подъем продукции из скважины, вязкость которой дополнительно увеличивается из-за образования водонефтяной эмульсии (ВНЭ), осуществляются в осложненных условиях. Подъем данной продукции с помощью серийно выпускаемого штангового насосного оборудова-

ния не всегда эффективен, в том числе из-за сбоя в работе клапанов (запаздывания при открытии и закрытии, зависания и т.п.). Эксплуатация оборудования в осложненных условиях, как правило, требует индивидуального подхода. Важно правильно подобрать насосное оборудование для конкретной скважины, которое будет надежно и эффективно работать и позволит сократить эксплуатационные затраты компании. При движении жидкости от входа в насос и далее изменяется объемный расход, вязкость и плотность перекачиваемого продукта, что обусловлено повы-

шением давления и температуры. Движение продукции скважины по НКТ представляет сложную систему в связи с содержанием нескольких компонентов: нефть, вода, механические примеси и газ. В насосах происходит интенсивное перемешивание попутно добываемой воды с нефтью, образуются устойчивые эмульсии: эмульсии наиболее высокой степени устойчивости – в центробежных насосах, средней степени – в плунжерных насосах, наименьшей степени – в винтовых и диафрагменных насосах. В НКТ эмульсии образуются в основном при наличии штанг в трубах. Движение штанг обуславливает диспергирование скважинной продукции, особенно при возвратно-поступательном движении. Эксплуатация скважин в ООО УК «Шешмаойл» со станками-качалками приводит к значительному увеличению вязкости и образованию стойких ВНЭ. Распределение скважин по способу эксплуатации и вязкости нефти (рис. 1) показывает, что на 79 % скважин вязкость нефти составляет от 100 до 300 мПа·с, в таком диапазоне в основном работают УШГН (87 %) и УЭЦН (72 %). Средняя вязкость двух скважин УЭВН – 496 мПа·с. В диапазоне вязкости нефти скважин от 100 до 300 мПа·с эксплуатируются 45 % УШВН, свыше 300 мПа·с – 49 % УШВН. Коллекторы скважин с УШВН в большинстве своем карбонатные, неоднородные по фильтрационно-емкостным свойствам, нефти – повышенной вязкости.

Отсутствие высокоэффективных технических средств предупреждения или существенного снижения степени осложнений при эксплуатации УШВН и УШГН в ряде случаев приводит к резкому снижению межремонтного периода работы установок и уменьшению отбора нефти из скважин. Таким образом, разработка новых технических средств для насосных установок, эксплуатирующихся в скважинах при осложненных условиях, является актуальной задачей.

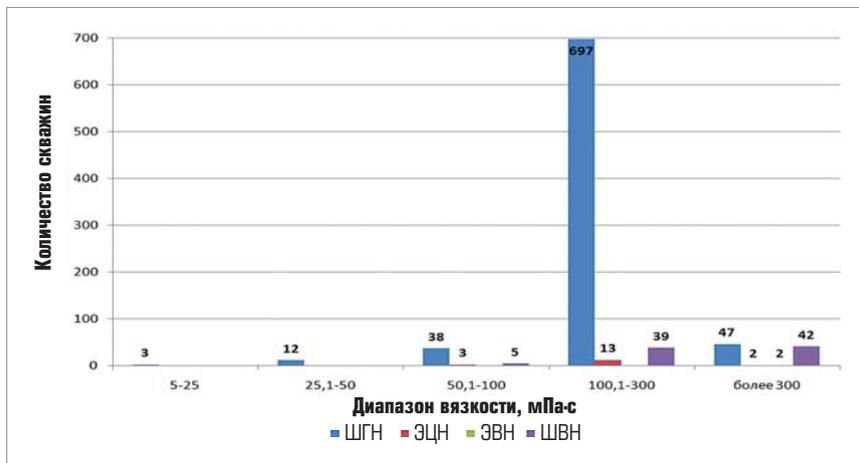


Рис. 1. Распределение скважин по способу эксплуатации и вязкости нефти

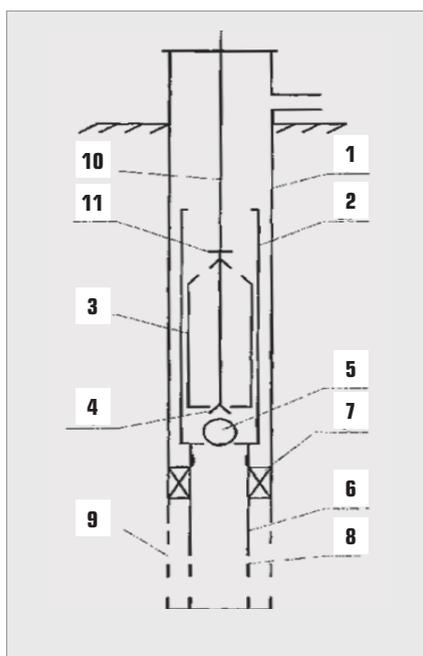


Рис. 2. Прототип ШГН-КТВ (патент № 85574):

1 – скважина; 2 – цилиндр; 3 – плунжер; 4 – нагнетательный управляемый клапан тарельчатого типа; 5 – всасывающий шариковый клапан; 6 – НКТ; 7 – пакер; 8 – фильтр; 9 – перфорация; 10 – колонна штанг; 11 – ограничитель хода плунжера

В ходе проведения НИОКР 2011–2018 гг. по ООО УК «Шешмаойл» разработано и испытано в промысловых условиях следующее оборудование:

- штанговый глубинный насос с клапаном тарельчатым всасывающим (ШГН-КТВ) – 19 объектов;
- штанговая насосная установка для добычи высоковязкой нефти (ДН 225/175-СР) – 2 объекта;

- насос дифференциальный для наклонных и горизонтальных скважин (НД-НГС) – 12 объектов;
- штанговая лопатка для УШВН – 8 объектов.

В 2009 г. одним из первых был разработан штанговый насос (рис. 2) с управляемым нагнетательным тарельчатым клапаном и всасывающим шариковым клапаном (патент № 85574). Недостатками данного насоса являются «неуправляемость» всасывающего шарикового клапана; большое гидравлическое сопротивление во всасывающем клапане из-за его малого проходного сечения; запаздывание или «залипание» шарика при закрытии всасывающего клапана при работе в вязкой среде.

Для устранения указанных недостатков был разработан штанговый глубинный насос (патент № 121016) с клапаном тарельчатым всасывающим ШГН-КТВ (рис. 3 и рис. 4).

Основными преимуществами ШГН-КТВ являются:

- снижение гидравлического сопротивления в клапане за счет увеличенного проходного сечения;
- возможность принудительного закрытия клапана спуском плунжера с упором до тарельчатого запорного элемента;
- возможность увеличения при необходимости веса запорного элемента (для предотвращения зависания) путем увеличения веса ограничителя хода;

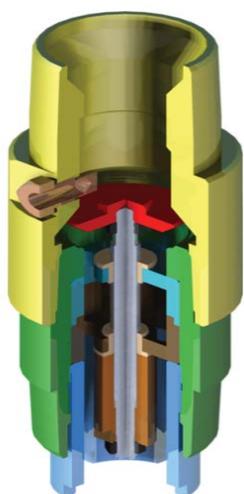


Рис. 3. Узел тарельчатого всасывающего клапана ШГН-КТВ

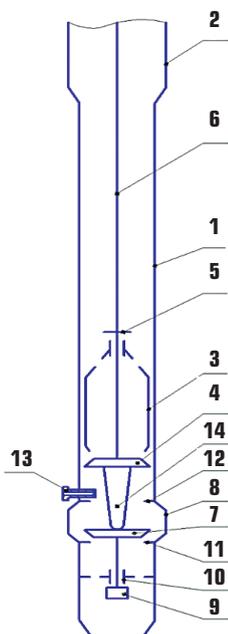


Рис. 4. Принципиальная схема ШГН-КТВ:

- 1 – цилиндр; 2 – колонна НКТ; 3 – плунжер;  
4 – нагнетательный шток-клапан;  
5 – толкатель; 6 – колонна штанг;  
7 – всасывающий шток-клапан; 8 – корпус;  
9 – ограничитель; 10 – направляющая;  
11 – седло; 12 – сужение; 13 – сбивной винт; 14 – упор

- улучшение условий заполнения высоковязкой жидкостью цилиндра ШГН;

- снижение вероятности выделения газа из нефти в цилиндре;

- в три раза большее, чем у клапана шарикового типа, проходное сечение КТВ;

- в три раз больший вес запорного элемента КТВ по сравнению с весом запорного элемента клапана шарикового типа;

- равенство давлений открытия КТВ и открытия клапана шарикового типа.

Схематически штанговый насос ШГН-КТВ представлен на рис. 4. При ходе штанг 6 вверх процесс всасывания и нагнетания идентичен обычному насосу. При ходе штанг 6 вниз движется вниз и нагнетательный шток-клапан 4 с толкателем 5, за счет силы трения между цилиндром 1 и плунжером 3 плунжер 3 удерживается на месте, а нагнетательный шток-клапан 4 продолжает перемещаться вниз. Открывается проходное сечение между ним и торцом плунжера 3, толкатель 5 упирается в верхний торец плунжера 3 и перемещает его вниз. При этом под действием силы тяжести всасывающий шток-клапан 7 закрывается, жидкость, находящаяся в цилиндре 1, перетекает через проходное сечение между плунжером 3 и шток-клапаном 4 из подплунжерной в надплунжерную полость. Далее циклы повторяются.

При затруднении перемещения всасывающего шток-клапана 7 в направляющей 10 (например, при заедании вследствие попадания между ними механических примесей) под действием его силы тяжести спускают штанги 6 до взаимодействия упора 14 со всасывающим шток-клапаном 7 и под действием дополнительной силы тяжести колонны штанг 6 перемещают шток-клапан 7 вниз, устраняя и освобождая его при этом от заедания за счет выноса или измельчения попавших механических примесей.

Проведенные исследования показали, что изготовление всасывающего клапана в виде шток-клапана и размещение его в соединенном с цилиндром корпусе большего диаметра позволяют значительно снизить гидравлическое сопротивление во всасывающем клапане за счет увеличения его проходного сечения, при этом возможно увеличение веса шток-клапана в несколько раз при сохранении перепада давления, необходимого для открытия клапана. Установка всасывающего шток-клапана в направляющую с возможностью ограниченного осевого перемещения обеспечивает более четкое срабатывание всасывающего клапана за счет значительного увеличения веса шток-клапана, центровки его относительно стенок корпуса клапана, исключая контакт с ними и «залипание» шток-клапана.

В ходе проведения ОПИ был внесен ряд модернизаций и усовершенствований первоначально предлагаемой конструкции насоса, в частности:

- использование металлов с различными физико-химическими свойствами для изготовления клапана с принудительным режимом работы;

- изменение конфигурации углов, образующих уплотнительный пояс клапана, что позволяет обеспечить наилучшее прилегание клапана к седлу, а также увеличивает надежность работы клапанной пары;

- применение различных режимов термической обработки клапанной пары при изготовлении;

- увеличение веса запорного элемента (для предотвращения зависания) путем увеличения веса ограничителя хода.

Применение насосов с КТВ позволило эффективно эксплуатировать скважины с высокой вязкостью; так, на скв. 3304 с вязкостью нефти 312 мПа·с динамограмма улучшилась (рис. 5, рис. 6). На остальных скважинах заметна эффективность разработанных

клапанов как по дебиту установки, так и по интерпретации динамограммы (рис. 7, рис. 8).

Всего за время внедрения ШГН-КТВ было проведено 38 ремонтов ПРС, большинство ремонтов скважин связано с неисправностью клапанов насосов (32,5 %), проведением ГТМ (20 %), а также выполнением реанимационных работ (15%) и наличием ВНЭ в извлекаемой продукции (15 %). Нередки также случаи отворота плунжеров (10 %). Иногда причиной некорректной работы клапанов является малый вес КТВ, что не позволяет ему полностью закрываться при наличии ВНЭ и высокой вязкости извлекаемой продукции. Данная проблема решается путем установки дополнительного груза на подвижную часть клапана. В последнее время стали широко применяться ШГН-КТВ с узлом сдвоенного всасывающего клапана (тарельчатый клапан + клапан стандартного исполнения типа «седло – шар»). Данное нововведение позволяет повысить стабильность и время работы конструкции на отказ, а также уменьшить влияние механических примесей на износ клапанных пар.

Из 19 скважин, оборудованных ШГН-КТВ, эффект в плане дополнительно добытой нефти получен на 10 скважинах, дополнительно получено 1836 т нефти.

Внедрение разработанного в «Шешмайл» насоса по патенту № 85573 на шести скважинах показало низкую надежность работы клапана, установленного в плунжере малого диаметра (рис. 9). В состав насоса входит верхний плунжер 1, размещенный в верхнем цилиндре малого диаметра 2. Верхним концом он связан со штангами 3, а нижним через переводник с отверстиями 4 соединен со ступенчатым штоком 5 меньшего диаметра, далее переходящим в шток 5 большего диаметра, который проходит через полость нижнего плунжера 6, установленного в нижнем цилиндре большего диаметра 7. Конусообразная шайба 8 верхней

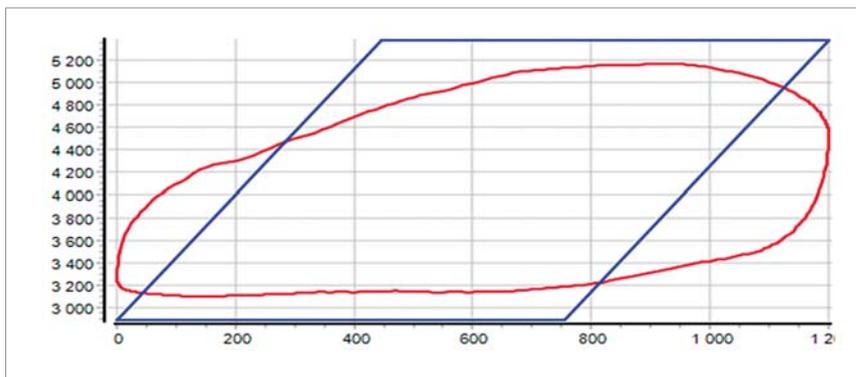


Рис. 5. Динамограмма по скв. 3304 до ШГН-КТВ от 05.12.2013

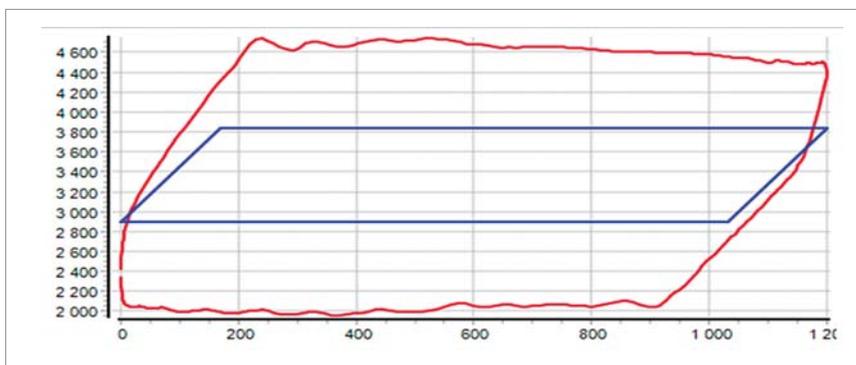


Рис. 6. Динамограмма по скв. 3304 при работе ШГН-КТВ от 09.03.2014

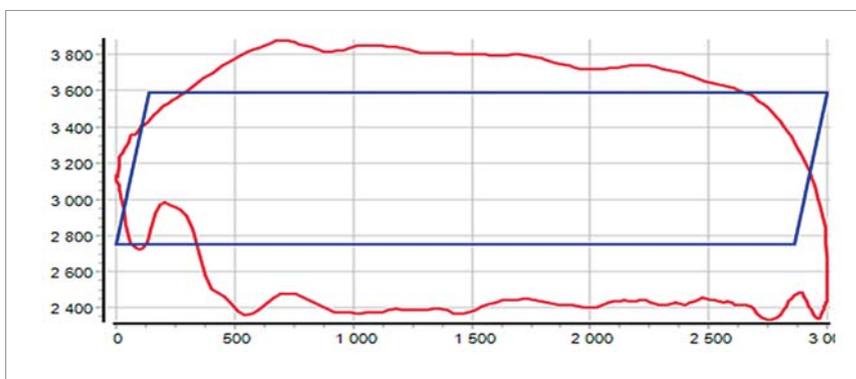


Рис. 7. Динамограмма по скв. 3506 до ШГН-КТВ от 07.02.2016

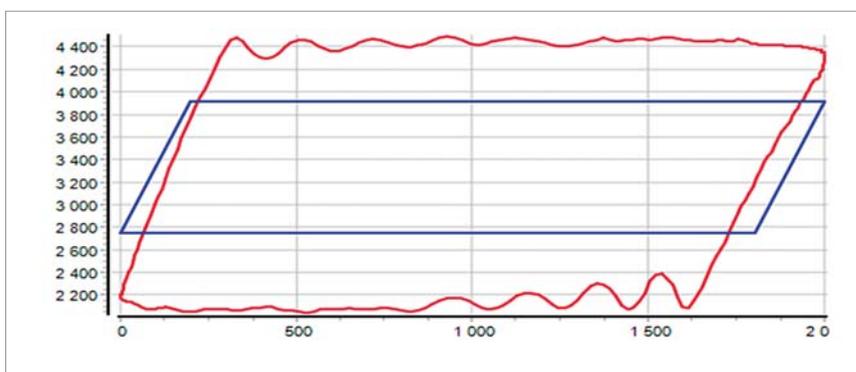


Рис. 8. Динамограмма по скв. 3506 при работе ШГН-КТВ от 05.03.2016

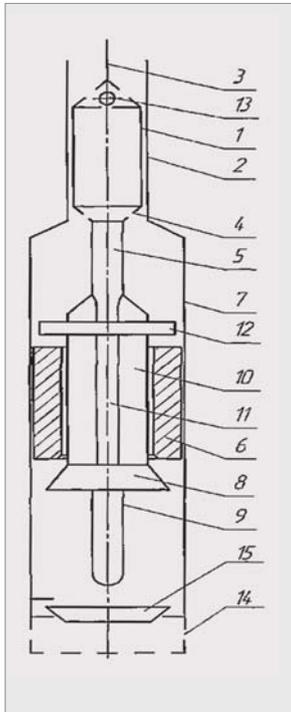


Рис. 9. Прототип ДН 225/175-CP (патент № 85573)

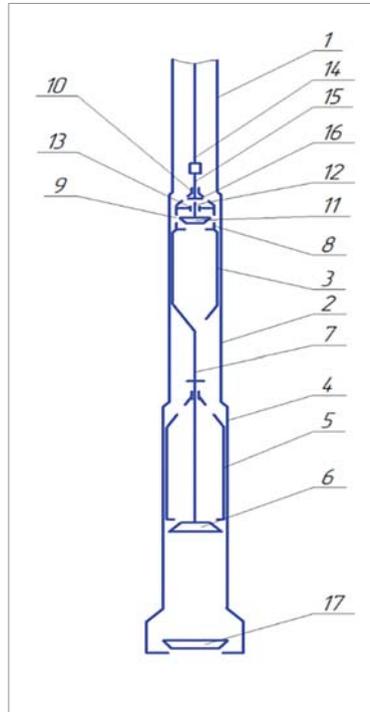


Рис. 10. Принципиальная схема ШГН для добычи высоковязкой нефти

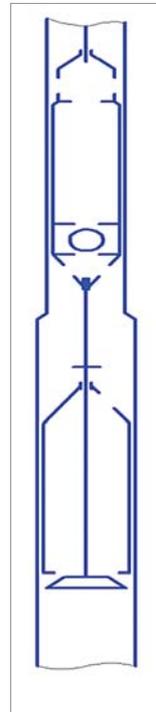


Рис. 11. Схема внедряемого ДН 225/175-CP

частью соединена с нижним концом штока 5 большего диаметра, а основанием – с грузом 9. На штоке 5 выполнены продольные выборки 10 и образованы ребра 11 от его нижнего конца до места выше стопорного кольца 12, установленного на штоке 5 над плунжером 6. Плунжер 1 снабжен клапаном 13. В нижней части установки расположен фильтр 14 и широкопроходной клапан 15.

Для устранения недостатков насоса по патенту № 85573 в «Шешмаойл» была разработана установка (рис. 10) для добычи высоковязкой нефти ДН 225/175-CP (патент № 129170). Основными преимуществами данной установки являются:

- наличие всасывающего управляемого клапана увеличенного проходного сечения, что способствует возможности извлечения продукции большей вязкости;

- наличие управляемого нагнетательного клапана, что обеспечивает принудительный режим его работы при ходе колонны штанг вниз; при ходе штанг вверх нагне-

тательный клапан открывается под действием перепада давления;

- использование управляемого всасывающего и нагнетательного клапанов тарельчатого типа, что позволяет обеспечить работу установки при угле наклона насоса больше угла, допустимого для серийных ШГН, вплоть до горизонтального положения.

На рис. 10 схематично показана насосная установка ДН 225/175-CP. Установка содержит колонну НКТ 1, соединенную с цилиндром 2 малого диаметра, в котором размещен полый плунжер 3 малого диаметра, снизу цилиндр 2 соединен с цилиндром 4 большего диаметра, в котором размещен полый плунжер 5 большего диаметра, снабженный управляемым клапаном 6 и связанный штоком 7 с плунжером 3. Верхняя часть плунжера 3 соединена с патрубком 8 меньшего диаметра с боковыми отверстиями 9 и с сужением 10 в верхней части патрубка 8. В нижней части патрубка 8 установлено седло клапана 11 и размещен тарельчатый запорный элемент клапана 11 со штоком 12,

установленным в направляющей 13. Колонна штанг 14 жестко соединена с промежуточным штоком 15 с упором 16, пропущенным через сужение 10 патрубка 8 и взаимодействующим со штоком 12 клапана 11. Ниже цилиндра 4 установлен широкопроходной клапан 17. При ходе штанг 14 вниз движется вниз и жестко соединенный с ним шток 15, который упором 16, воздействуя на шток 12, перемещает вниз запорный элемент клапана 11 и закрывает его, после чего начинают двигаться вниз плунжер 3 и связанный с ним плунжер 5. При этом за счет перепада давления закрывается клапан 17, кроме того, открывается клапан 6. Жидкость, находящаяся в полости цилиндра 4 между плунжером 5 и клапаном 17, перетекает через плунжер 5 в полость цилиндров 2 и 4 между плунжерами 3 и 5.

Широкопроходной клапан 17 играет роль подпорного насоса, обеспечивающего более полное заполнение полостей цилиндров 2 и 4, особенно при подъеме высоковязкой жидкости. При ходе штанг 14 вверх движется вверх и шток 15, упор 16 которого, взаимодействуя с сужением 10 патрубка 8, перемещает вверх плунжеры 3 и 5. При этом закрывается клапан 6 и за счет перепада давления открывается клапан 11, а также клапан 17. Жидкость через клапан 17 поступает в полость цилиндра 4 под плунжер 5, жидкость, находящаяся в полости цилиндра 2 над плунжером 3, подается в полость НКТ 1. Далее циклы повторяются. При ходе штанг 14 вниз принудительное закрытие клапана 11 обеспечивает более четкое его срабатывание, предотвращает залипание запорного элемента и срыв подачи насоса, а также за счет перепада давления на плунжере 3 создает дополнительное растягивающее усилие на колонну штанг 14, что при подъеме высоковязкой продукции предотвращает ее зависание.

В ходе проведения ОПИ на двух скважинах АО «Шешмаойл» была

внедрена схема ШГН, представленная на **рис. 11**. Отличие от схемы на рис. 10 заключается в исключении клапана 17, так как на его работу оказывает влияние избыточное давление под плунжером 5 при ходе вниз колонны штанг, что может привести к нестабильной работе насоса, а также замена узла нагнетательного клапана тарельчатого типа 11 на стандартное исполнение типа «седло – шар». Так, на скв. 3632 видно улучшение динамограммы после внедрения насоса ДН (**рис. 12**, **рис. 13**).

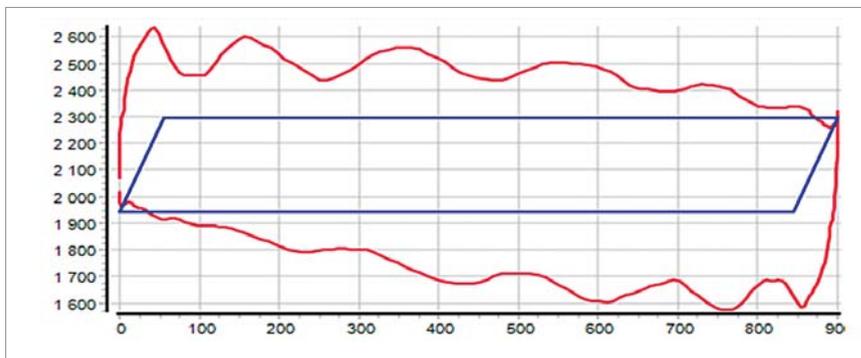
Всего за время внедрения ДН 225/175-CP было проведено два ремонта ПРС по причине обрыва соединительного штока между плунжерами и наличия ВНЭ. Обрыв соединительного штока ликвидировали и установили полую штангу вместо НКТ-33.

Для подъема высоковязкой продукции, в том числе из наклонно направленных и горизонтальных скважин, разработаны насосы дифференциальные НД-НГС (патент № 120727). Насос НД-НГС (**рис. 14**) обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов и открытие нагнетательного клапана, что позволяет ШГН работать в высоковязкой среде, в наклонных и горизонтальных скважинах (**рис. 15**). С 2011 г. внедрение 12 установок НД-НГС привело к дополнительной добыче 792 т нефти.

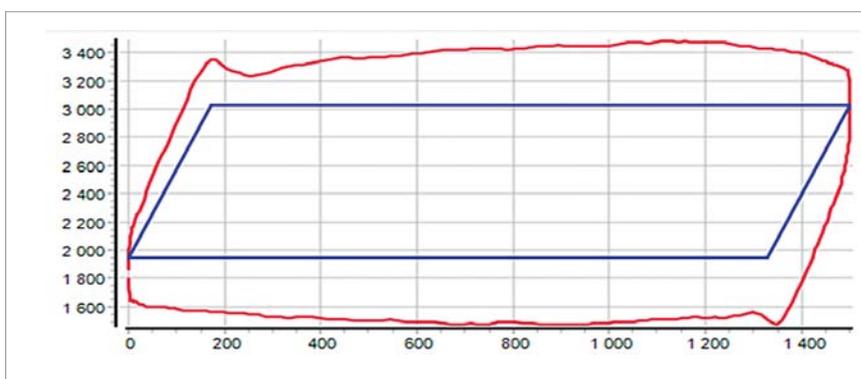
В большинстве случаев внедрение ШГН с управляемыми клапанами приводит к увеличению дебита скважины и стабилизации добычи: в совокупности дополнительно добыто 2716 т нефти.

### Штанговые лопатки

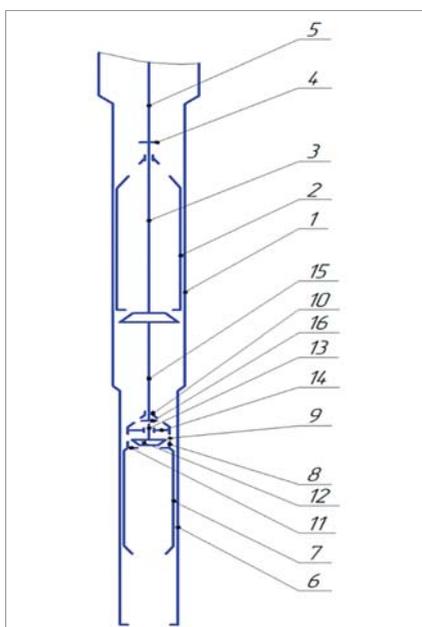
Для сохранения подачи насосов в интервале максимальных значений давлений нагнетания в условиях добычи высоковязких жидкостей (**рис. 16**) в АО «Шешмайыл» разработаны так называемые штанговые лопатки (ШЛ), закрепленные на штангах. Вращаясь вместе со штангами, лопатки увеличивают напор,



**Рис. 12.** Динамограмма до внедрения ДН 225/175-CP от 15.02.2015



**Рис. 13.** Динамограмма после внедрения ДН 225/175-CP от 08.03.2015



**Рис. 14.** Схема НД-НГС:

1 - цилиндр большого диаметра; 2 - плунжер большого диаметра; 3 - нагнетательный шток-клапан; 4 - толкатель; 5 - колонна штанг; 6 - цилиндр меньшего диаметра; 7 - полный плунжер; 8 - патрубок меньшего диаметра; 9 - боковые отверстия; 10 - сужение; 11 - седло клапана; 12 - тарельчатый запорный элемент всасывающего клапана; 13 - шток; 14 - направляющая; 15 - промежуточный шток; 16 - толкатель

создаваемый УШВН, частично снижая гидродинамическую нагрузку на насос и уменьшая тем самым утечки в винтовой паре. Лопатки благодаря своей форме, подобной лопаткам осевого или шнекового насоса, создают некоторый напор, используя вращение штанговой колонны.

Использование неметаллических ШЛ (НМШЛ) позволяет применять их также в качестве центрирующих устройств. Обеспечение условий оптимального обтекания лопаток без гидравлических потерь на вихреобразование достигается применением штанговых лопаток специального профиля (**рис. 17** и **рис. 18**). Режим обтекания специального профиля лопаток соответствует безударному. Обтекаемая форма НМШЛ специального профиля обеспечивает меньшее гидравлическое сопротивление.

Для исследования напора, создаваемого штанговыми лопатками, был спроектирован и изготовлен стенд (**рис. 19** и **рис. 20**),



Рис. 15. Положение НД-НГВ в наклонно направленной скважине



Рис. 16. Высоковязкая нефть на скважине АО «Шешмайл»

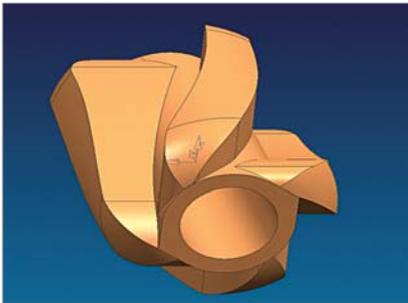


Рис. 17. Профиль штанговой лопатки специального профиля с неметаллическими лопатками и ободом (НМШЛспец)



Рис. 18. Штанговые лопатки специального профиля на насосных штангах

состоящий из привода 1 с электродвигателем 2, рамы 3, станции управления 4, входного патрубка 5, полированного штока 6 с соединительной муфтой 7, вентиля 8 и манометра с вентилем 9, трубопровода 10, емкости 11, задвижки 12, напорного трубопровода 13, тележки 14 с тисками 15, полками 16 и роликами 17.

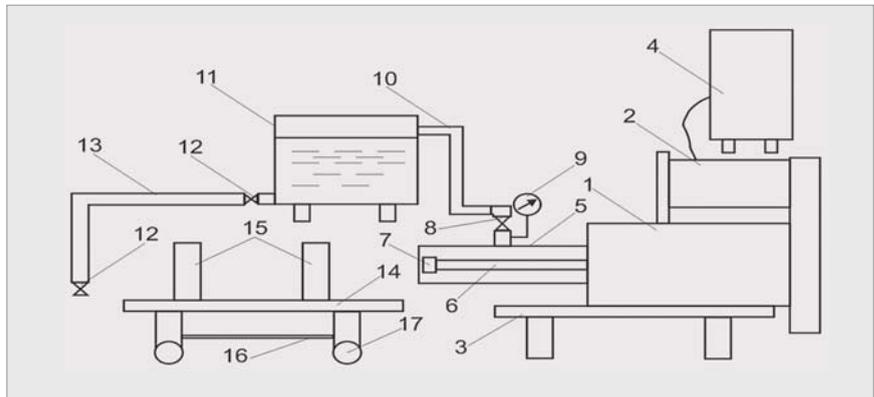


Рис. 19. Схема стенда для испытаний винтовых насосов:

1 – привод; 2 – электродвигатель; 3 – рама; 4 – станция управления; 5 – входной патрубок; 6 – полированный шток; 7 – соединительная муфта; 8 – вентиль; 9 – манометр с вентилем; 10 – трубопровод; 11 – емкость; 12 – задвижка; 13 – напорный трубопровод; 14 – тележка; 15 – тиски; 16 – полки; 17 – ролики

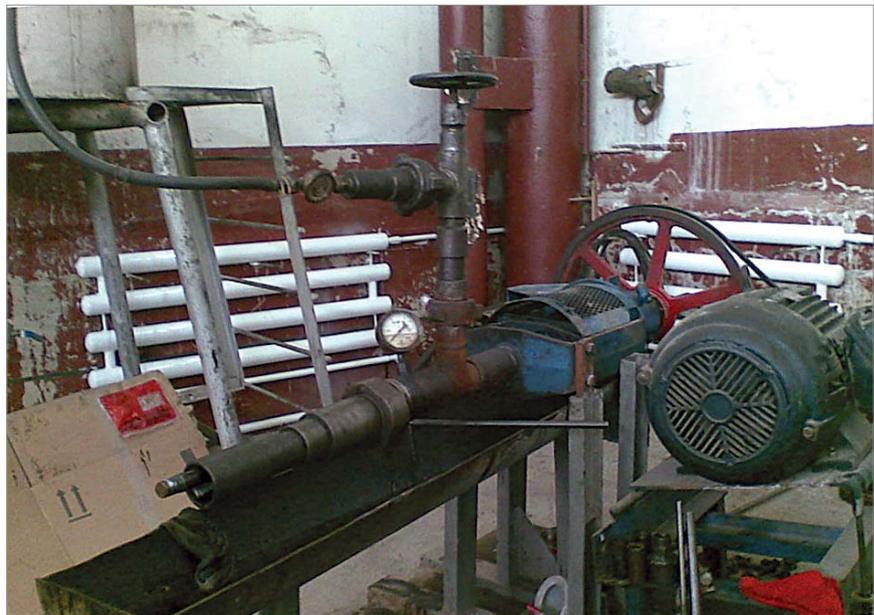


Рис. 20. Стенд для определения работоспособности ШЛ

Проведенные исследования позволяют констатировать, что ШЛ способны увеличить давление установки на 1–3 МПа, причем самыми эффективными являются НМШЛ специального профиля, однако характеристики МШЛ также достаточно высоки (рис. 21 и рис. 22).

Рост давления при перекачке масла примерно на 7 % выше по сравнению с таковым при перекачке воды, следовательно, можно сделать вывод, что чем выше вязкость перекачиваемой жидкости, тем выше эффективность и КПД ШЛ.

Наплавленные ШЛ с профилем прямой призмы внедрены на скв. 3308, 3503 и 9720 АО «Шешмаойл», ШЛ специального профиля (НМШЛспец) – на скв. 3602, 9336, 3228 и 3416 АО «Шешмаойл», на скв. 1436 АО «Иделойл». Проведенные опытно-промышленные испытания УШВН со ШЛ показали эффективность разработанных устройств. Применение ШЛ позволяет увеличить дебит УШВН  $Q_T$  на величину  $\Delta$  (рис. 23). При затратах на НИОКР в размере 2 661 031 руб. без НДС за 2012–2016 гг. дополнительно добыто 3 994 т нефти за счет внедрения ШЛ.

### Выводы

1. Разработаны штанговые глубинные насосы с управляемыми всасывающими и нагнетательными клапанами (ШГН-КТВ), дифференциальные насосы (ДН 225/175-СР и НД-НГС). Внедрение 33 насосов позволило дополнительно добыть 2716 т нефти.

2. Разработаны различные типы и конструкции штанговых лопаток, устанавливаемых на вращающихся штангах для создания дополнительного напора в колонне НКТ и снижающих гидродинамическую нагрузку на винтовой насос при добыче вязкой нефти.

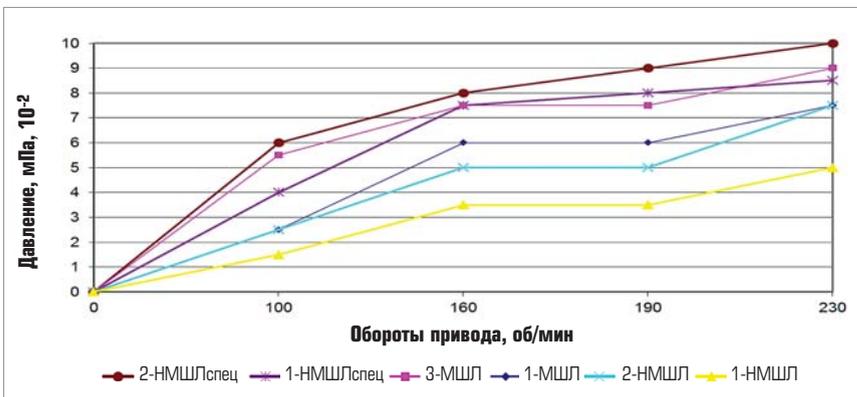


Рис. 21. Зависимость давления, развиваемого лопатками с различным профилем, от числа оборотов при откачке воды

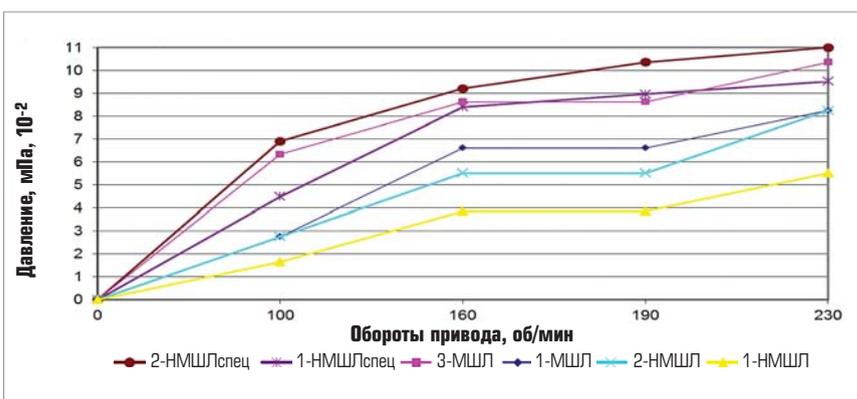


Рис. 22. Зависимость давления, развиваемого лопатками с различным профилем, от числа оборотов при откачке масла

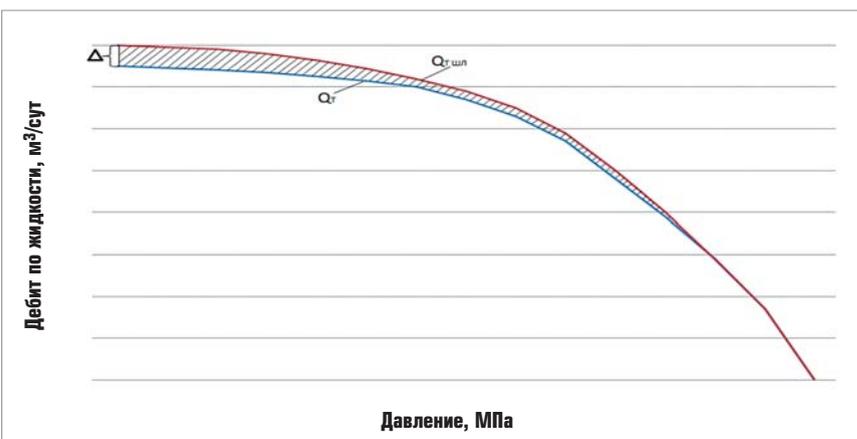


Рис. 23. Напорная характеристика УШВН:

$Q_T$  – теоретическая подача УШВН;  $Q_{T\text{шл}}$  – теоретическая подача УШВН с ШЛ