УДК 622.276.054.22

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ, В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ

♦♦♦♦♦

IMPROVING THE EFFICIENCY OF WELL OPERATION EQUIPPED WITH SUCKER ROD PUMPING UNITS IN DIFFICULT CONDITIONS

Шаблий Илья Игоревич
аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
ilyashabliy0209@gmail.com

Аннотация. Добыча нефти при помощи штанговых насосов – один из самых распространённых способов искусственного подъёма нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надёжностью. На сегодняшний день УШГН можно встретить на скважинах с малым дебитом или с большой обводнённостью. При работе штанговых насосных установок часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним относятся: большое газосодержание на приёме насоса; большое содержание песка в откачиваемой жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах, а также минеральных солей в узлах насоса и в НКТ; сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти. Нередко данные осложняющие условия действуют совместно, из-за чего необходимо бороться сразу с несколькими осложняющими факторами. В статье рассмотрено наиболее подходящее и эффективное оборудование и эффективные технологии для эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов, в осложнённых условиях и с осложняющими факторами.

Ключевые слова: установки штанговых глубинных насосов; особенности условий эксплуатации УШГН; эксплуатация скважин в осложнённых условиях для УШГН; влияние осложняющих факторов на величину объёмных потерь в штанговом насосе; модернизация процесса эксплуатации скважин УШГН в осложнённых условиях; модернизация конструкции установок штангового глубинного насоса.

Shabliy Ilya Igorevich
Graduate Student,
Kuban State Technological University
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. Oil production using sucker rod pumps is one of the most common methods of artificially lifting oil, which is explained by their simplicity, efficiency and reliability. Today, sucker rod pumps can be found in wells with a low flow rate or with a high water cut. When operating sucker rod pumping units, special conditions are often encountered that complicate the operation of these units. These include: high gas content at the pump intake; high sand content in the pumped liquid; paraffin deposition in the tubing and on the pump rods, as well as mineral salts in the pump units and in the tubing; severe well curvature; high-paraffin, high-viscosity oils. Often these complicating conditions act together, which is why it is necessary to deal with several complicating factors at once. The article discusses the most suitable and effective equipment and effective technologies for operating wells equipped with sucker rod pumps in complicated conditions and with complicating factors.

Keywords: units of sucker rod pumps; features of operating conditions of sucker rod pumps; operation of wells in complicated conditions for sucker rod pumps; influence of complicating factors on the value of volumetric losses in a sucker rod pump; modernization of the process of operating wells of sucker rod pumps in complicated conditions; modernization of the design of sucker rod pump units.

Особенности условий эксплуатации установок штанговых глубинных насосов

Условия работы насосного оборудования для добычи нефти в зависимости от геолого-технических характеристик скважин можно условно разделить на 2 вида: нормальные и осложнённые. К первой категории относятся скважины, в которых стандартный насос без специальных приспособлений может работать с коэффициентом наполнения, близким к единице. При этом обеспечивается достаточно большой межремонтный период в работе насосного оборудования. Ко второй категории относятся скважины, в которых добыча нефти стандартными штанговыми установками малоэффективна из-за низкого коэффициента подачи насоса и межремонтного периода установки.

Скважины с осложнёнными условиями эксплуатации можно разделить на следующие основные группы: искривлённые, с высоковязкой нефтью, эмульсионные, газовые, песочные, коррозионные, с отложениями и глубокие низкопродуктивные.

К *искривлённым* относятся скважины, которые имеют угол отклонения оси ствола скважины от вертикали более 20° или набор кривизны более 2° на 10 м. В эту группу входят скважины со следующей конфигурацией ствола:

1) самопроизвольно-искривлённые скважины;
2) двуствольные скважины;
3) наклонно-направленные скважины;
4) горизонтальные скважины;
5) горизонтально-разветвлённые скважины;
6) скважины с боковыми (дополнительными) стволами.

При эксплуатации *искривлённых* скважин силы граничного трения штанг о трубы настолько значительны, что даже при статическом режиме работы оборудования необходим их учёт. В таких скважинах в отдельных случаях наблюдается интенсивный износ штанг, штанговых муфт и насосно-компрессорных труб. Это приводит к снижению срока службы штанг, муфт и особенно НКТ по сравнению со сроком службы в аналогичных по условиям эксплуатации условно вертикальных скважин. Кроме того, в искривлённых скважинах возрастает амплитуда нагрузок на штанговую колонну вследствие увеличения нагрузок при ходе вверх и снижения их при ходе вниз. По этой причине снижается коэффициент подачи насоса из-за повышенной деформации штанговой колонны и насосно-компрессорных труб. К скважинам с высоковязкой нефтью относятся скважины, в которых добываемая нефть имеет вязкость более 30 мПа · с. Откачка нефти из скважины данной категории сопровождается значительными величинами гидродинамического трения, которые приводят к снижению коэффициента подачи насоса и возрастанию нагрузок на штанговую колонну.

К *эмульсионным* скважинам относятся скважины, в продукции которых содержится водонефтяная эмульсия, не разрушающаяся прямым отстоем. Обводнённость продукции таких скважин составляет 45–75 %.

В зависимости от структуры водонефтяного потока в скважине создаются различные условия для работы штанг, труб и насоса. При структуре В/Н (дисперсная фаза – вода, дисперсионная среда – нефть) создаются благоприятные условия для смазки штанг, труб и деталей насоса. При структуре Н/В (нефть в воде) увеличивается износ элементов подземного оборудования.

Кроме того, в эмульсионных скважинах имеют место такие осложнения в работе оборудования, как и в скважинах с высоковязкой нефтью.

По определению А.М. Пирвердяна к *газовым* скважинам относятся скважины, имеющие газовый фактор более 60 $м^3/м^3$. В таких скважинах может происходить периодическое фонтанирование через насос, в этом случае коэффициент подачи возрастает до единицы и более. Отличительным признаком газовой скважины является то, что при увеличении давления на приёме насоса до давления $P = 0{,}3\ P_{нас}$ ($P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом), коэффициент подачи насоса интенсивно возрастает. Причём коэффициент подачи насосных установок и их эффективность работы определяется в основном величиной газосодержания на приёме насоса.

К *песочным* относятся скважины с количеством в добываемой продукции механических примесей более 1 г/л. Одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти, является процесс взаимодействия выносимых механических примесей с элементами подземного оборудования скважин и внутрискважинными механизмами. В частности, такая концентрация приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре, забиванию механическими примесями клапанов, абразивному износу трущихся пар «плунжер – цилиндр», клапанов.

Коррозионными называются скважины, в которых наблюдается частый выход из строя оборудования из-за коррозии. По преобладающему количеству основных коррозийно-активных агентов среду (продукцию скважин) подразделяют на 3 основные группы: кислородосодержащие; содержащие сероводород и содержащие углекислоту. В добывающих скважинах коррозионные процессы резко ускоряются с увеличением обводнённости продукции скважин. Агрессивность пластовых вод резко возрастает в присутствии сероводорода (H_2S). Коррозионно-активным компонентом является также двуокись углерода (CO_2).

К скважинам с *отложениями* можно отнести скважины, в которых в определённых условиях происходит отложение в подземном оборудовании солей, парафина, парафиногидратов и просто образование гидратных пробок.

К *глубоким низкопродуктивным* относятся скважины с глубиной более 2000 м и с коэффициентом продуктивности менее 1–2 $м^3$/МПа · сут. Эти скважины отличаются очень глубокими подвесками насоса и низкими динамическими уровнями, обусловли-

вающими низкие значения коэффициента подачи, а, следовательно, и очень низкие значения коэффициента полезного действия.

Вышеперечисленные осложнения приводят к снижению коэффициента подачи штангового насоса напрямую или через увеличение нагрузок на штанговую колонну и возрастание деформации штанг и труб, или их одновременным воздействием.

Анализ технологий и техники эксплуатации скважин в осложнённых условиях для штанговых глубинных насосов

Глубинный штанговый насос в простейшем виде состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Плунжер снабжён обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, называемый также выкидным, в современных насосах обычно представляет собой клапан типа «шар – седло». Второй клапан, всасывающий, – это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра, также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз.

Штанговый насос относится к объёмному типу насоса, работа которого обеспечивается возвратно-поступательным перемещением плунжера с помощью наземного привода через связующий орган (колонну штанг). Самая верхняя штанга называется полированным штоком, она проходит через сальник на устье скважины и соединяется с головкой балансира станка-качалки с помощью траверсы и гибкой канатной подвески.

Основные узлы привода УШГН (станка-качалки) (рис. 1): рама, стойка в виде усечённой четырёхгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно подвешенные к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами, комплектуются набором сменных шкивов для изменения числа качаний. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливают на поворотной салазке.

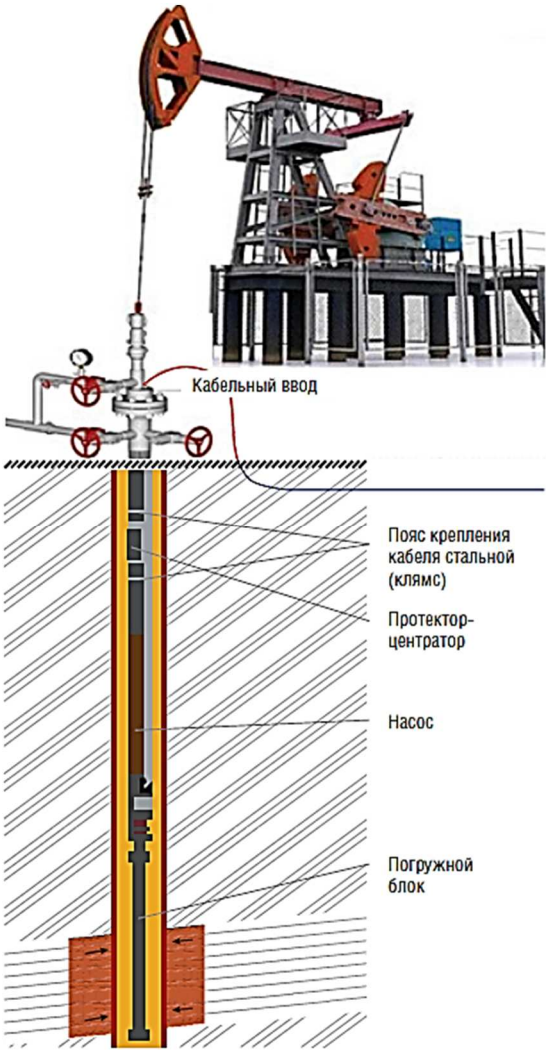


Рисунок 1 – Схема установки штангового глубинного насоса

Принцип работы глубинных штанговых насосов достаточно прост:

1) когда плунжер перемещается вверх, в нижней части камеры насоса создаётся разрежение давления, в свою очередь это способствует всасыванию перекачиваемой жидкой среды через входной клапан;

2) после этого плунжер начинает движение вниз, всасывающий клапан закрывается под действием давления перекачиваемой жидкой среды, и она начинает поступать в подъёмные трубы через полый канал поршня и нагнетательный клапан;

3) в ходе безостановочной работы штангового глубинного насоса перекачиваемая им жидкая среда начинает заполнять внутренний объём подъёмных труб и в итоге направляется на поверхность.

Технические особенности современного оборудования установок штанговых глубинных насосов при работе в осложнённых условиях

В последние годы на нефтяных месторождениях России, в особенности Западной Сибири, наблюдается тенденция увеличения подземных ремонтов скважин (ПРС) по устранению неполадок глубинного штангового насоса, т.е. это 80–85 % от всех ПРС на скважинах, оборудованных штанговыми установками.

Известно, что на работу УШГН, кроме геолого-промысловых условий, оказывают влияние и технологические факторы. Под технологическими факторами в этом случае понимаются факторы, обусловленные неправильным подбором насосного оборудования, его параметров, не оптимальным режимом его работы в скважине, некачественным насосным оборудованием, несоблюдением требований проведения подземного ремонта скважины. Эти факторы можно подразделить на *субъективные* (низкий профессиональный уровень обслуживающего персонала, несоблюдение требований нормативных документов и т.д.) и на *объективные*, такие как отсутствие расчётных методов, позволяющих оптимизировать выбираемый параметр, отсутствие стандартных технических устройств, повышающих эффективность УШГН в конкретных условиях, например, для глубоких низкопродуктивных скважин.

Одной из основных задач в области добычи нефти механизированным способом является повышение их эксплуатационной надёжности. Как известно, надёжность любой технической системы зависит от состояния отдельных её элементов. Штанговая установка для механизированной добычи нефти представляет собой систему с ограниченным числом составляющих её элементов.

Отказы в работе могут быть вызваны конструктивными, эксплуатационными и технологическими причинами. Как показывает практика, основная доля отказов в таких установках приходится на подземную часть, поэтому при выборе показателей надёжности УСШН необходимо исследовать надёжность работы глубинно-насосного оборудования. Многочисленные факторы, одновременно влияющие на работу установки, затрудняют выявление закономерностей её отказов. В этих условиях важное значение имеет правильный выбор показателя надёжности.

На сегодняшний день в зависимости от изменения скважинных условий и различных осложняющих факторов на российском рынке имеется оборудование для более эффективной эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов. Известно, что многие компании эксплуатируют месторождения на поздней стадии разработки, и с точки зрения повышения эффективности производства для них сегодня особенно важно успешное внедрение новых технологий. В настоящее время анализируются опыт и результаты внедрения энергосберегающих технологий в области механизированной добычи нефти, поддержания пластового давления, а также электро- и теплоснабжения.

Эксплуатация глубинно-насосного оборудования в осложнённых условиях, как правило, требует индивидуального подхода. Очень важно правильно подобрать оборудование, которое будет работать надёжно и эффективно и позволит сократить эксплуатационные и энергетические затраты компании-оператора.

К примеру, сегодня ООО «ЭЛКАМ» предлагает своим заказчикам различное глубинно-насосное оборудование, предназначенное для решения таких проблем при эксплуатации скважин, как вынос мехпримесей, повышенное содержание свободного газа на приёме штангового насоса, АСПО. Отдельные виды выпускаемого оборудования могут эффективно применяться при добыче высоковязких видов нефтей, а также при добыче нефти с больших глубин (более двух километров).

Все технические решения, которые будут рассмотрены далее, успешно прошли опытно-промысловые испытания на объектах нефтяных компаний России. Дополнительно повысить эффективность работы глубинно-насосного оборудования позволяет комплексное сопровождение процесса добычи инженерами компаний.

Обзор эффективных технологий эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов

Стеклопластиковые штанги

Применяемые сегодня в ОАО «Удмуртнефть» насосные стеклопластиковые штанги (ШНС) состоят из стеклопластикового тела со стандартными металлическими концами и оборудованы центраторами (рис. 2). Помимо основной цели внедрения данной технологии – исключения коррозии штанг – достигнуто снижение нагрузки на электродвигатель благодаря меньшему весу стеклопластиковых штанг. Последнее обстоятельство обеспечивает значительную экономию электроэнергии.

Проведённый на трёх скважинах эксперимент показал, что удельное потребление электроэнергии после внедрения стеклопластиковых штанг взамен стальных при прочих равных условиях (типоразмер ШГН, глубина спуска, параметры откачки) снизилось в среднем на 10 % (рис. 3).

Рисунок 2 – Стеклопластиковые насосные штанги

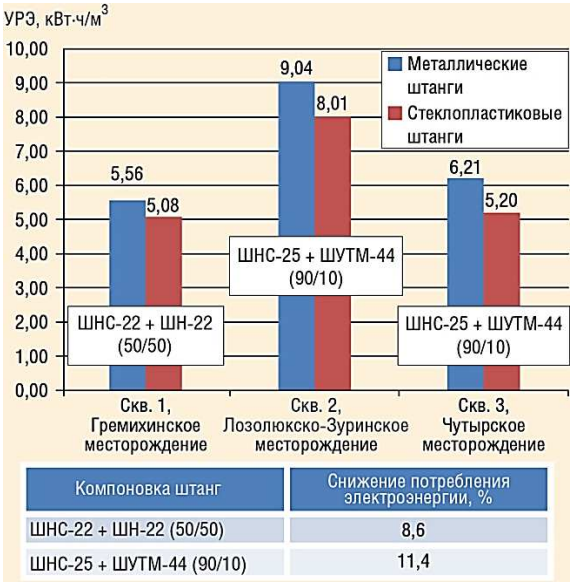
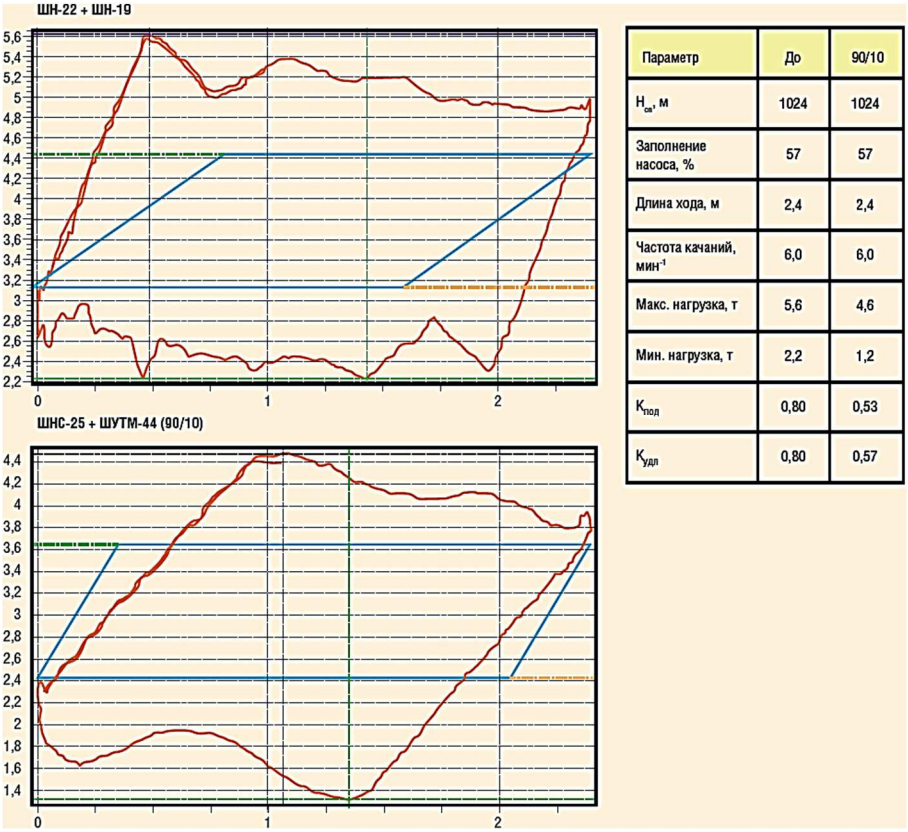


Рисунок 3 – Экономия электроэнергии за счёт использования ШНС

Основная цель увеличения доли ШНС в подвесках также заключается в снижении вероятности отказов компоновок по причине коррозии. Как следует из динамо-

грамм работы УШГН с компоновками насосных штанг различных типов, при использовании подвесок с 90 %-ной долей ШНС происходит выраженное растяжение колонны. Как показали расчёты, за счёт удлинения штанг коэффициент подачи насоса снижается на 25 % (рис. 4). Данные потери возможно скомпенсировать за счёт увеличения параметров откачки.



Параметр	До	90/10
$H_{сп}$, м	1024	1024
Заполнение насоса, %	57	57
Длина хода, м	2,4	2,4
Частота качаний, $мин^{-1}$	6,0	6,0
Макс. нагрузка, т	5,6	4,6
Мин. нагрузка, т	2,2	1,2
$K_{под}$	0,80	0,53
$K_{удл}$	0,80	0,57

Рисунок 4 – Динамограммы работы УШГН с компоновками штанг различных типов

Пружинные фильтры

Основная конструкционная особенность пружинных фильтров производства ООО «РУСЭЛКОМ» заключается в круглой форме сечения, за счёт которой обеспечивается минимальное гидродинамическое сопротивление в гидросреде и максимальная скорость движения потока – приблизительно в 2 раза выше, чем в щелевых фильтрах с треугольным сечением (рис. 5). В конструкции данных фильтров используется пружина круглого сечения со свободно закреплёнными витками: витки между собой никак не фиксируются.

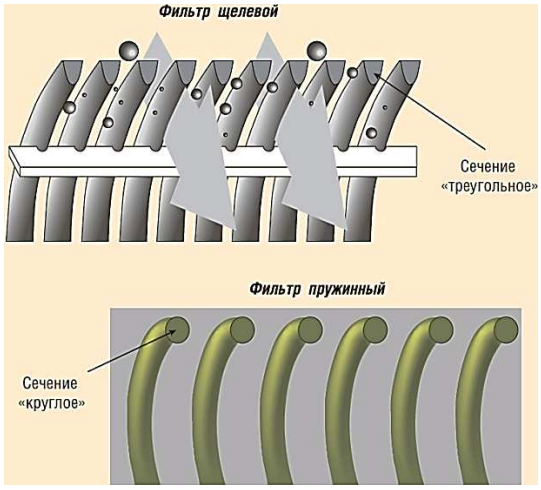


Рисунок 5 – Сравнение конструкций щелевого и пружинного фильтров

Скважинный регулируемый фильтр

Данная конструкция разработана и запатентована ещё в 1990-х годах. Первый фильтр с пружинным эффектом изготовлен для УШГН (рис. 6). После этого конструкция дорабатывалась в течение нескольких лет и была в значительной степени усовершенствована. Текущая версия фильтра называется ФРНП-1УМ. Это скважинный регулируемый фильтр модульной конструкции. Например, в малодебитной скважине можно использовать одну секцию или подключить вторую при необходимости. В последнем случае пропускная способность для добываемой жидкости увеличится в разы.

Рисунок 6 – Фильтр скважинный регулируемый ФРНП-1УМ

Другая особенность фильтра состоит в наличии центраторов, которые служат в том числе для защиты от засорения щели, которая находится перед фильтрующим элементом. Сам же фильтрующий элемент находится под защитой корпуса, что также исключает возможность его защемления и повреждения.

На объектах одного из нефтегазодобывающих предприятий Краснодарского края смонтированы 4 скважинных регулируемых фильтра. До использования ФРНП-1УМ средняя наработка скважин составляла 50 сут., после внедрения – превысила 110 сут.

При использовании фильтра ФРНП-1УМ в ПАО «ЛУКОЙЛ» наработка глубинно-насосного оборудования увеличилась в первой скважине от 282 до 324 сут., во второй – от 303 до 388 сут. В ПАО «Татнефть» наработка ФРНП-1УМ на нескольких скважинах превысила отметку 1000 сут.

Газопесочное регулируемое устройство

Следующая разработка – газопесочное регулируемое устройство (ГРУ), которое служит для предотвращения попадания механических примесей и попутного газа на приём глубинно-насосного оборудования. Текущая версия, уже третья по счёту, называется ГРУ-3 (рис. 7). Устройство обеспечивает стабильную работу ШГН в скважинах с повышенным содержанием попутного газа, обладает модульной конструкцией, а в качестве фильтрующего элемента используется коррозионностойкая пружина.

От предыдущих моделей ГРУ-3 отличает наличие трёх ступеней очистки от механических примесей – механической, гидроциклонной и гравитационной. Принцип работы устройства представлен на рисунке 8: добываемая жидкость на входе в десендер ГРУ-3 очищается от пузырьков газа и крупных мехпримесей, затем при протекании через шнек мехпримеси отделяются от жидкости центробежными силами, после чего поток жидкости поворачивается на 180° и поступает на приём ШГН, при этом мехпримеси отделяются гравитационными силами. Отсеянные мехпримеси оседают в шламосборнике, который собирается из НКТ.

В таблицах 1 и 2 приведены результаты опытно-промысловых испытаний десендера ГРУ-3, выполненных на одном из месторождений Республики Удмуртия.

Рисунок 7 – Десендер ГРУ-3

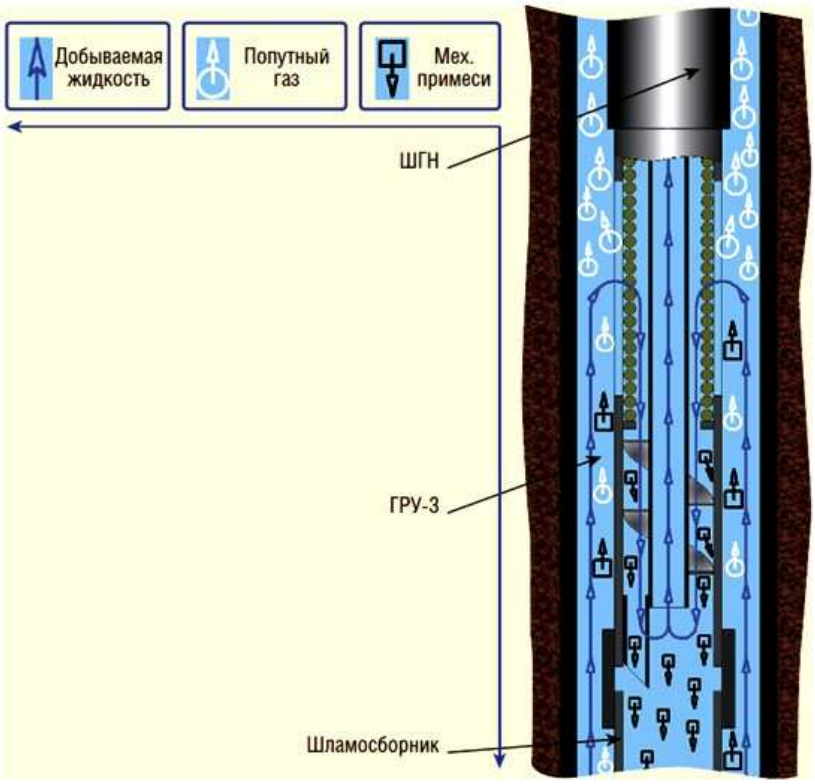


Рисунок 8 – Принцип работы десендера ГРУ-3

Таблица 1 – Показатели наработки скважин до и после внедрения газопесочной регулируемой установки ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

№ скважины	Наработка до внедрения ГРУ-3, сут.	Наработка после внедрения ГРУ-3, сут.	Текущее состояние
N-1	150	380	в работе
N-2	59	302	в работе
N-3	309	374	в работе
N-4	255	331	в работе

Таблица 2 – Коэффициент взвешенных частиц до и после внедрения газопесочной регулируемой установки ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

№ скважины	КВЧ, мг/л	
	до внедрения ГРУ-3	после внедрения ГРУ-3
К-1	278	50
К-2	306	56
К-3	80	12

Компоновка одновременно-раздельной эксплуатации

Классическая компоновка по схеме ШГН-ШГН позволяет эксплуатировать объекты на глубине до 1300 м и обеспечивает общий дебит двух объектов до 83 м^3/сут: до 28 м^3/сут – из верхнего объекта и до 55 м^3/сут. – из нижнего (табл. 3).

Таблица 3 – Критерии применимости компоновки ОРЭ ШГН-ШГН

Параметры	Значение
Глубина спуска насосной установки, м	1300
Дебит жидкости верхнего объекта, м^3/сут.	до 28
Дебит жидкости нижнего объекта, м^3/сут.	до 55
Минимальный диметр НКТ, мм	73
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	146

Условия работы ШГН в данной системе ОРЭ аналогичны «стандартным» условиям эксплуатации штангового насоса. Насосы устанавливаются на одной оси с использованием одной колонны НКТ и приводятся в движение колонной полых штанг одним приводом: станком-качалкой, цепным приводом или гидроприводом. В схеме ОРЭ также присутствуют пакер, который служит для разделения пластов, промывочный клапан и устьевая арматура для разделения потоков (рис. 9).

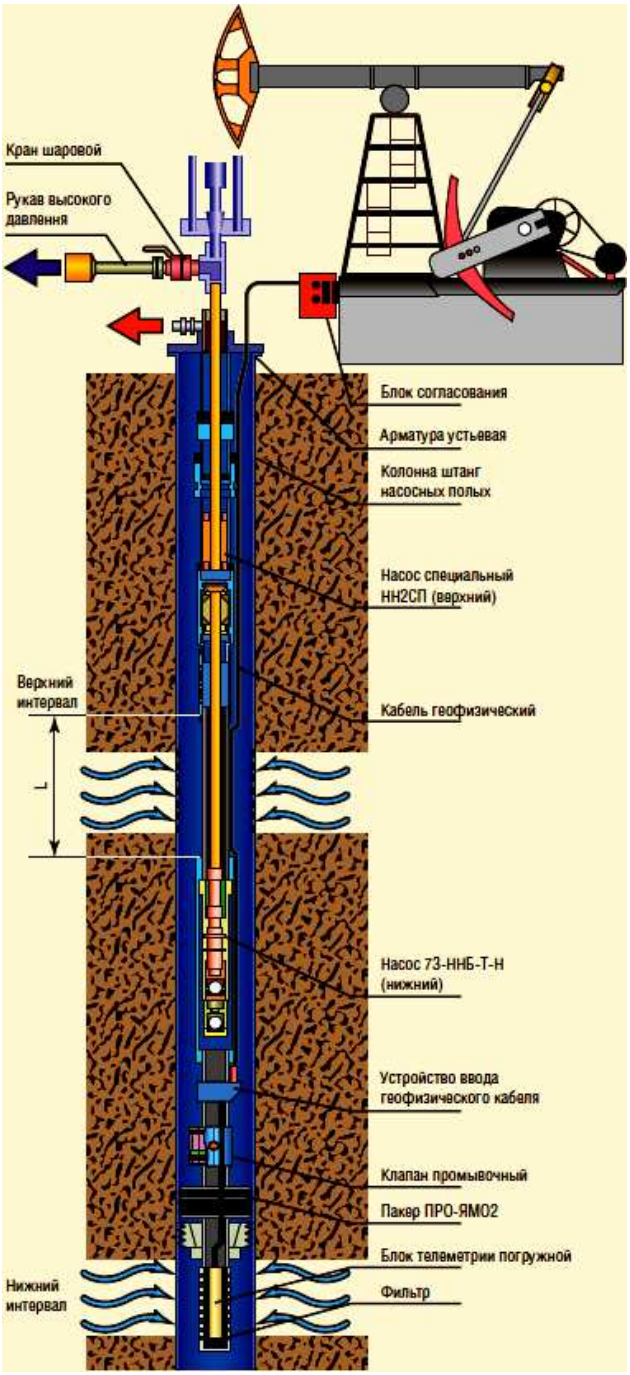


Рисунок 9 – Компоновка ОРЭ ШГН-ШГН

Из нижнего пласта забор жидкости производится трубным насосом типа ННБ, плунжер которого через полый шток соединён с колонной полых штанг. Далее по полым штангам через полый устьевой шток, тройник и гибкий рукав жидкость направляется в трубопровод и узел учёта. Из верхнего пласта жидкость отбирается трубным специальным насосом типа НН-2СП с полым штоком и плунжером специальной конструкции. Из насоса жидкость поступает в зазор между колонной НКТ и полой штангой, и через переходник устьевого сальника – в трубопровод и узел учёта.

Линейные приводы штанговых глубинных насосов

Одной из современных альтернатив станка-качалки для фонда УШГН служат линейные приводы ШГН, обладающие рядом преимуществ по сравнению со станком-качалкой. В этой связи на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» проводятся опытно-промысловые испытания и подконтрольная эксплуатация оборудования данного типа.

Ввиду большого эксплуатационного срока парка станков-качалок (от 15 до 30 лет) и их физического износа возникла необходимость приобретения новых приводов ШГН. Помимо изношенности действующий парк станков-качалок обладает ещё одним существенным для современных условий недостатком: возможности мониторинга и автоматизации управления силовым приводом весьма ограничены. Это снижает оперативность реагирования на осложнения, возникающие при эксплуатации УШГН, и изменения скважинных условий.

Поэтому технологии, направленные на повышение эффективности работы УШГН, представляют особый интерес для нефтяников. Одна из относительно недавно появившихся на рынке технологий – линейный привод штангового глубинного насоса марки LRP®. Это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение штока глубинного насоса в скважине путём передачи вращательного движения от реверсивного асинхронного двигателя через редуктор и шестерёнчатые передачи на зубчатую рейку, к которой крепится полированный шток (рис. 10). При каждом рабочем ходе стойка смазывается за счёт погружения в полностью закрытую масляную ванну. А благодаря этой кинематической схеме реечной передачи движение штока может регулироваться в широком диапазоне заданных параметров.

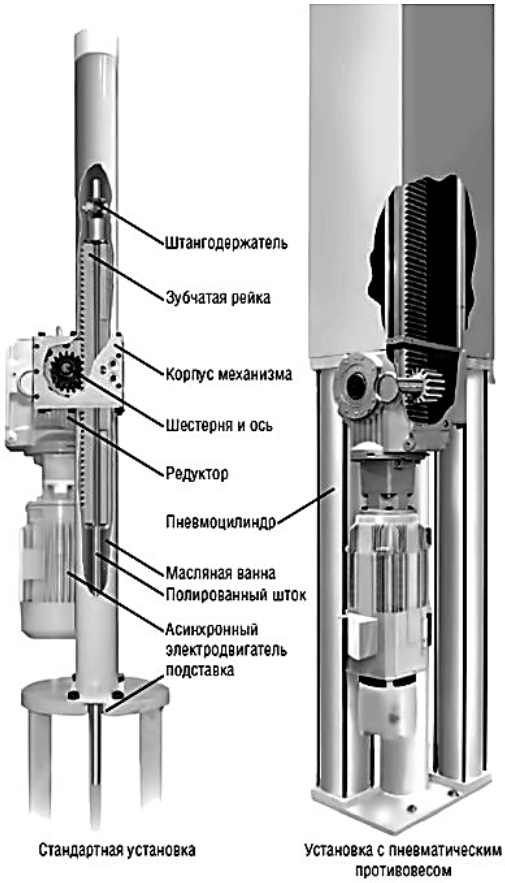


Рисунок 10 – Варианты конструкции линейного привода

Привод устанавливается на планшайбе фонтанной арматуры непосредственно на скважине. Дополнительных поддерживающих конструкций или фундамента не требуется.

В процессе эксплуатации линейного привода электроэнергия потребляется только при ходе штока и насосных штанг вверх, а при ходе вниз электроэнергия, наоборот, вырабатывается и используется для торможения системы. Станция управления линейным приводом предназначена для автоматического регулирования режимов эксплуатации насосной установки в оптимальном диапазоне притока жидкости. В случае LRP® функции управления приводом и мотором реализуются при помощи контроллера и программного обеспечения компании-разработчика системы (UNICO) на основании разработанной математической модели скважины. Это позволяет системе управлять параметрами добычи в реальном времени и автоматически подстраиваться под оптимальные режимы добычи без участия оператора.

Модернизация процесса эксплуатации скважин УШГН в осложнённых условиях

Насос специальный серии СПР

Насос специальный серии СПР предназначен, в первую очередь, для добычи высоковязких эмульсий с динамической вязкостью до 2500 сПз (мПа · с). Также он может применяться для добычи нефти с высоким содержанием механических примесей (до 2,5 г/л) и при эксплуатации скважин с высоким содержанием газа на приёме насоса. Конструкция насоса позволяет использовать его в наклонных скважинах с углом наклона до 90°.

К другим конструктивным преимуществам СПР можно отнести отсутствие сливного устройства и минимальные утечки через механическое уплотнение плунжера (рис. 11).

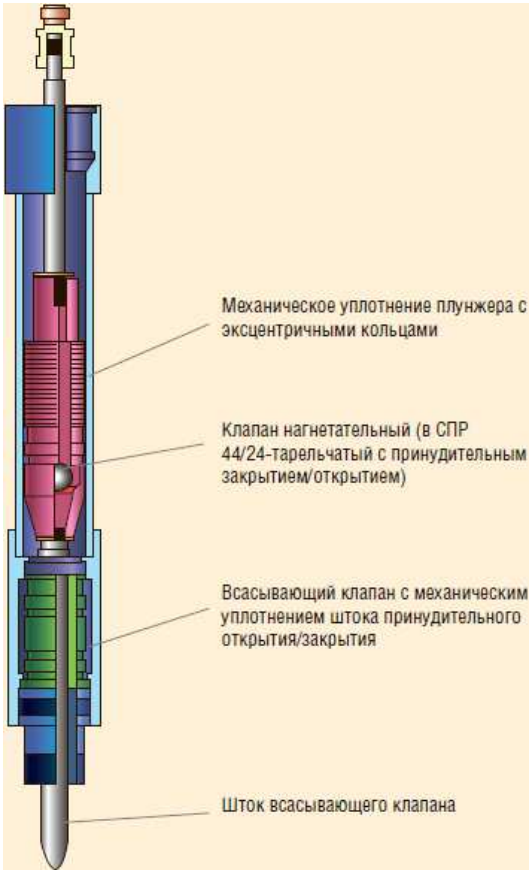


Рисунок 11 – Насос специальный СПР для добычи высоковязких эмульсий

Насос оснащён гидроусилителем, который создаёт дополнительное усилие вниз, необходимое для преодоления всех сил сопротивления при движении колонны штанг вниз (сил механического трения штанг о трубы и плунжера в цилиндре, гидродинамического сопротивления прохождению жидкости через нагнетательный клапан и др.).

Благодаря возможности принудительного закрытия/открытия всасывающего клапана исключается эффект подвисания шарика, который приводит к снижению подачи насоса, и обеспечивается необходимая герметичность. В зависимости от условий эксплуатации и угла установки насоса, помимо всасывающего клапана принудительного закрытия, насосы СПР оснащаются тарельчатым нагнетательным клапаном с аналогичной возможностью принудительного закрытия/открытия.

Насос специальный СПМ-24

Следующая разработка – это насос специальный СПМ-24, предназначенный для добычи нефти из малодебитных скважин в непрерывном (постоянном) режиме (рис. 12). Отличительная особенность данного насоса заключается в отсутствии цилиндра и плунжера и использовании в качестве рабочих поверхностей механических уплотнений модульного типа и штока диаметром 24 мм.

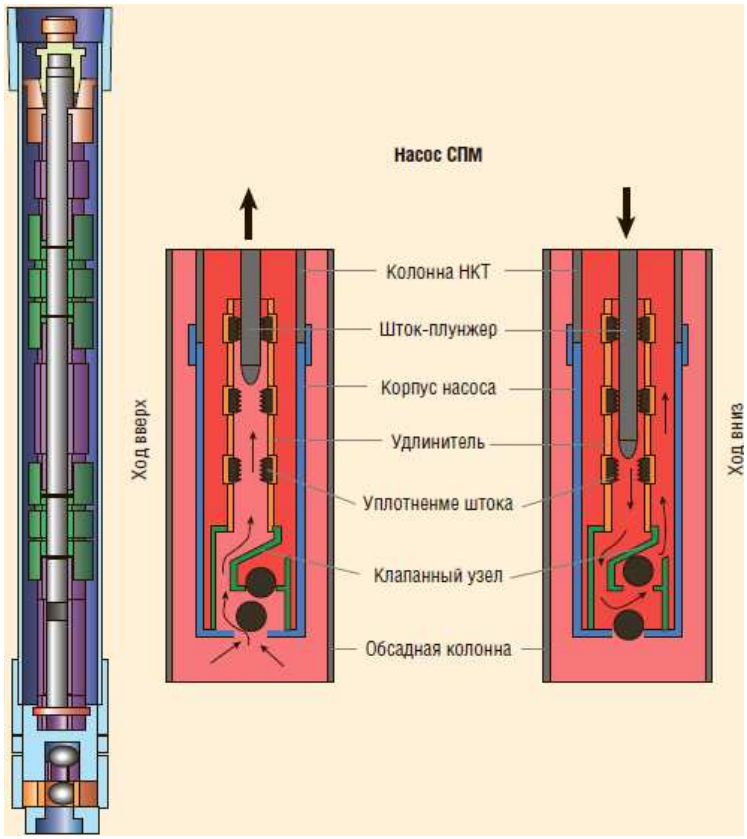


Рисунок 12 – Насос для эксплуатации малодебитных скважин СПМ-24

Насос СПМ-24 может применяться в скважинах, осложнённых АСПО, а за счёт увеличенной коробки клапанных пар он также может использоваться для добычи высоковязких эмульсий. Рабочие органы насоса расположены внутри специального защитного кожуха, что предотвращает повреждения во время проведения спускоподъёмных операций. Подача осуществляется при ходе штока вниз. При ходе штока вверх нагрузка на головку балансира создаётся только за счёт веса колонны штанг. Технические характеристики насоса СПМ-24 приведены в таблице 4 и 5.

Таблица 4 – Технические характеристики насоса СПМ-24

Параметры	Значение
1	2
Тип насоса	трубный
Длина насоса, мм	4935
Наружный диаметр насоса, мм	92
Наружный диаметр штока, мм	24
Длина штока, мм	4200
Максимальная длина хода, м	3,5

Окончание таблицы 4

1	2
Максимальный напор, м	2000
Присоединительные резьбы НКТ	73
Размер всасывающего клапана	250 (42, 86)
Размер нагнетательного клапана	175 (28,58)
Присоединительная резьба к штангам (по ГОСТ 13877)	Ш-19

Таблица 5 – Теоретическая (максимальная) подача насоса СПМ-24 при числе качаний в мин, м^3/сут.

Частота качаний, мин.$^{-1}$	Ход штока, мм					
	500	1000	1500	2000	2500	3000
2	0,65	1,31	1,95	2,61	3,25	3,91
3	0,95	1,95	2,91	3,92	4,85	5,85
5	1,62	3,25	4,87	6,53	8,12	9,75
6	1,95	3,91	5,85	7,81	9,75	11,71
8	2,60	5,20	7,82	10,42	13,12	15,62
10	3,25	6,52	9,75	13,11	16,25	19,53

Оборудование успешно прошло испытания в ООО «Шешмаойл» и было рекомендовано к промышленному внедрению. Средняя текущая наработка СПМ-24 в скважинах компании превышает 300 сут. при дебитах нефти от 0,6 до 2 м^3/сут. и соответствующих параметрах работы станка-качалки.

Стоит отметить, что все подконтрольные скважины ранее эксплуатировались в периодическом режиме, а после внедрения оборудования переведены в постоянный режим эксплуатации.

Насос специальный (вставной)

Насос специальный (вставной) серии RHAM-Z рассчитан на эксплуатацию в условиях высокого содержания механических примесей (до 15000 мг/л) (рис. 13).

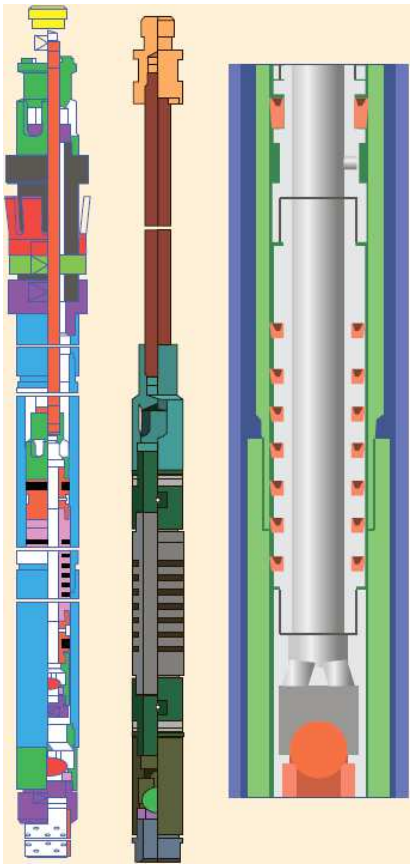


Рисунок 13 – Насос специальный RHAM-Z

На плунжере насоса установлены специальные полимерные кольца, благодаря которым значительно снижается износ цилиндра и предотвращается заклинивание насоса: при ходе плунжера вверх полимерные кольца плотно прилегают к цилиндру, а при ходе вниз прижимаются к плунжеру, уменьшая трение о цилиндр. Также насос оснащён грязесъёмными манжетами, расположенными в верхней и нижней частях плунжера. Насос RHAM-Z представлен в различных типоразмерах (от 28 до 57 мм) с напором до 1500 м и длиной хода – до 3,6 метров.

Насосы RHAM-Z успешно испытаны на месторождениях Краснодарского края, где с их помощью удалось повысить среднюю наработку до 300 и более суток (табл. 6). За всё время опытно-промысловых испытаний зафиксирован один клин насоса при эксплуатации в скважине с кратковременными залповыми выбросами песка объёмами более 26 тыс. мг/л. Тем не менее, насосы успешно прошли испытания и рекомендованы к промышленному внедрению.

Таблица 6 – Результаты эксплуатации насосов RHAM-Z

Регион	Скважина	Наработка до спуска, сут.	Среднее КВЧ, мг/л	Наработка, сут.	Примечание
Краснодарский край	N-1	12	6596	331	ОПИ прошёл
	N-2	12	3636	68	ОПИ прошёл
	N-3	113	1590	473	ОПИ прошёл
	N-4	30	13140	27	клин при КВЧ = 26240
	N-5	44	4077	68	срыв подачи, промыто седло нагнетательного клапана

Канатные штанги

При эксплуатации скважин с большим темпом набора кривизны достаточно часто встречается проблема быстрого износа муфт, центраторов, колонн НКТ и т.п. Это приводит к негерметичности колонны и обрыву штанг.

Так, одним из мест концентрации контактной нагрузки в стандартных штанговых насосах являются соединительные муфты, что приводит к их деформации и износу (рисунок 14). При этом использование штанговых центраторов не даёт равномерного распределения контактной нагрузки по радиусу кривизны.

Рисунок 14 – Истирание колонной штанг тела НКТ

Эту проблему можно преодолеть с использованием канатной штанги, в которой отсутствуют места концентрирования нагрузок, что позволяет снизить деформацию практически в 30 раз (рис. 15 и 16).

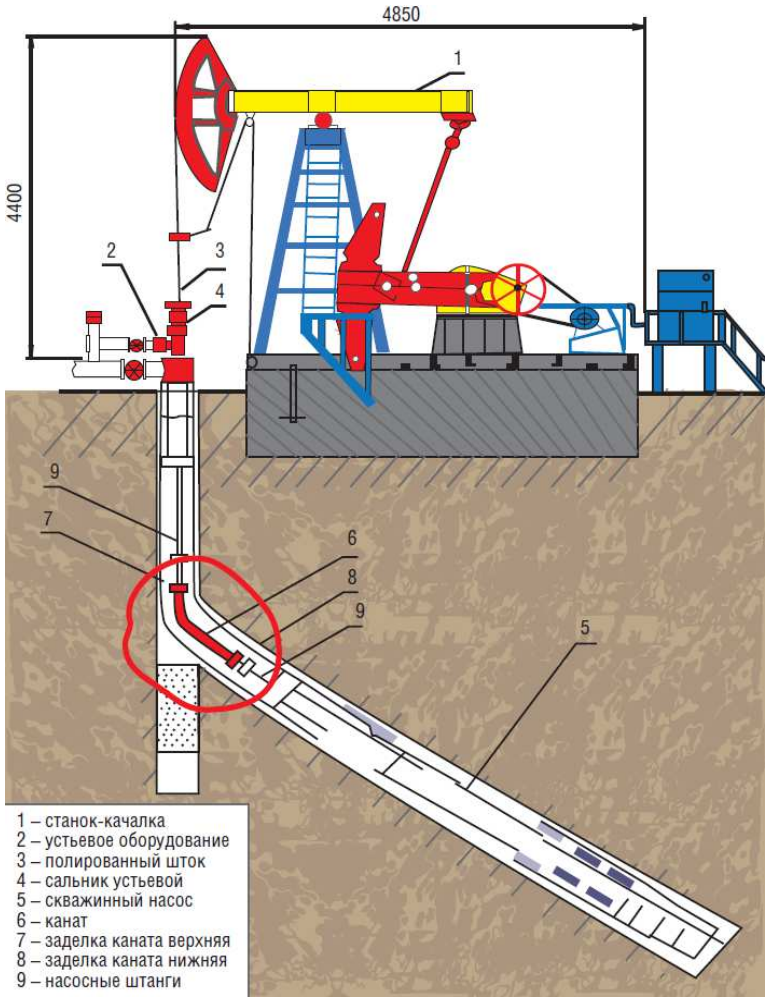


Рисунок 15 – Типовая схема скважинной насосной установки с канатными штангами

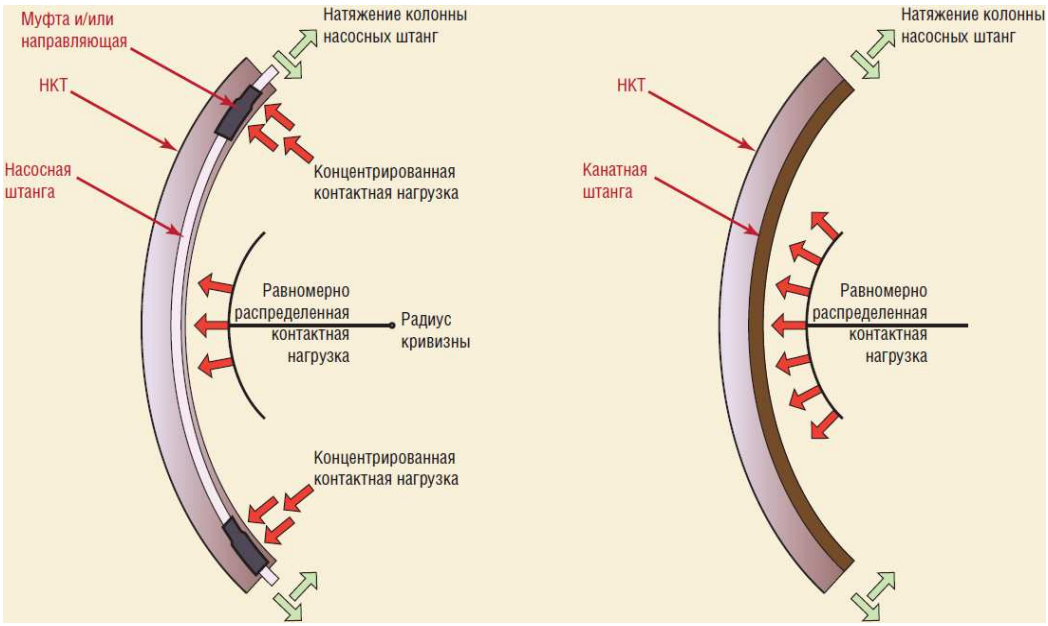


Рисунок 16 – Влияние радиуса кривизны на контактную нагрузку

Важно отметить, что скорость износа НКТ прямо пропорциональна распределённым контактным нагрузкам и экспоненциально увеличивается с ростом содержания твердовзвешенных частиц (ТВЧ).

На рисунке 17 представлен образец канатной штанги, тело каната и две заделки: верхняя и нижняя. Минимальное усилие на разрыв – 47 тонн, что более чем в 2 раза выше показателя 22 мм штанг D-Super (22 тонны). В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» эксплуатируется 15 скважин с канатной штангой, максимальная наработка составляет более 900 сут. Средняя суточная дополнительная добыча составляет 57,5 тонн. Опыт эксплуатации канатной штанги показывает, что уменьшение контактной нагрузки по сравнению с традиционными насосными штангами положительно отразилось на увеличении ресурса штанг.

Рисунок 17 – Канатная штанга

Якорь песочный промываемый

Следующий вид оборудования – якорь песочный промываемый, предназначенный для использования в нефтедобывающих скважинах, осложнённых высоким содержанием механических примесей (рис. 18).

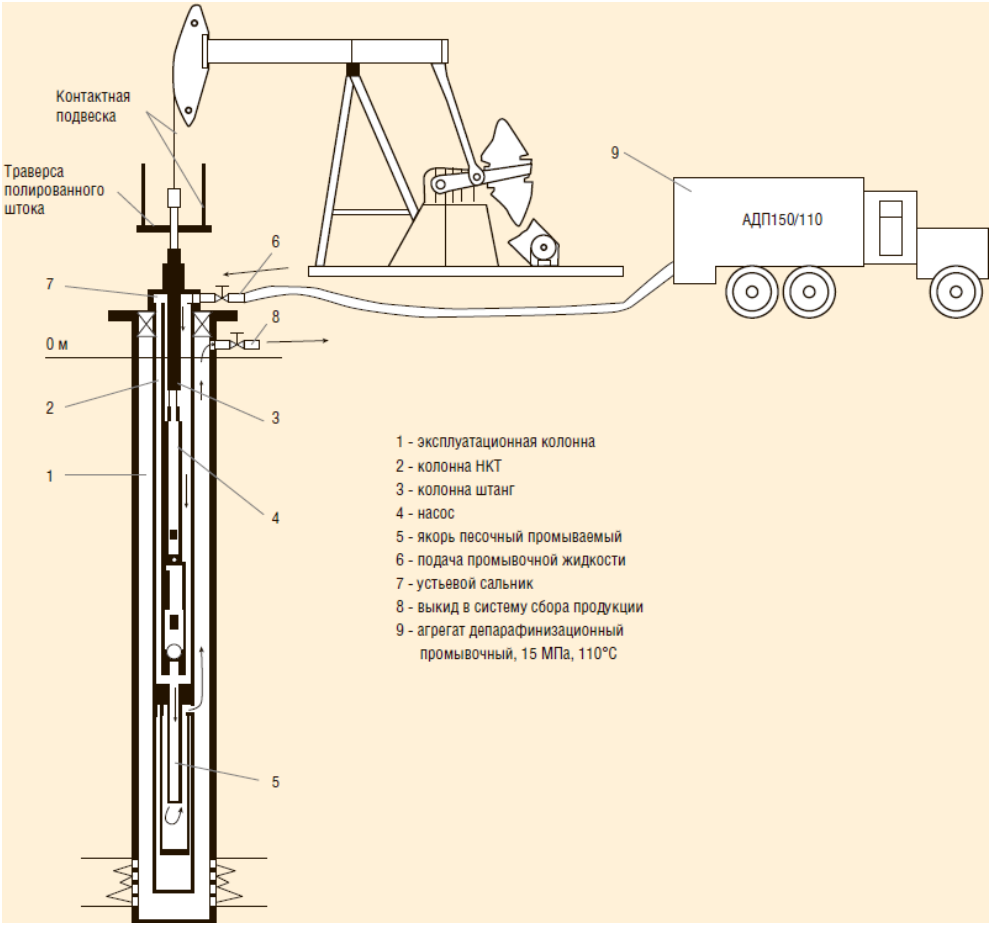


Рисунок 18 – Схема установки якоря песочного промываемого

Устройство обеспечивает защиту глубинно-насосного оборудования от негативного воздействия мехпримесей (включая износ рабочих органов, заклинивание) и быструю очистку контейнера и зумпфа от накопленных примесей, в том числе без воздействия на пласт. Эффект достигается за счёт работы системы клапанов и каналов, которые позволяют надёжно удерживать столб жидкости в лифте во время работы и проводить вымывание накопленных примесей в сторону устья методом прямой промывки. В таблице 7 приведены технические характеристики якоря песочного промываемого.

Таблица 7 – Технические характеристики якоря песочного промываемого

Характеристики	Значение
Тип используемого насоса	25-106-RHBM, 25-125-RHBM, 25-150-RHBM, 25-175-RHBM
Диаметр обсадной колонны, мм	до 168
Расход жидкости, $м^3$/сут.	до 420
Давление промывки, МПа ($кгс/см^2$)	8 (80)
Объём накопителя мехпримесей, $м^3$ (л)	0,07 (70)
Габаритные размеры: диаметр, мм длина, мм масса, кг	 152 22640 720
Коэффициент сепарации (при расходе до 30 $м^3$/сут.),%	до 95

Специальные клапаны для штанговых глубинных насосов

Более 95 % всех штанговых насосов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудованы шаровыми клапанами. Оптимальные конструкция и материал клапанов определяются условиями эксплуатации УШГН. Например, при откачке вязкой жидкости необходимо увеличение массы шара при минимальном его диаметре. При наличии АСПО адгезия поверхности шара и седла по отношению к парафину должна быть минимальной. При работе в наклонно-направленных скважинах размер клетки клапана должен обеспечивать минимальное время посадки шара на седло. Оптимизация всех рабочих параметров закладывается в конструкцию клапанов, которые будут представлены на испытания.

Новые клапаны изготовлены из материала, специально разработанного для работы в агрессивных средах (рис. 19). Карбид кремния и карбид бора в составе материала предотвращают налипание на клапаны парафина, солей и смол, что обеспечивает увеличение коэффициента подачи насоса и наработку на отказ насосного оборудования, а также сокращение затрат на термическое и химическое воздействие и проведение текущего ремонта скважин.

Рисунок 19 – Специальные клапаны для штанговых глубинных насосов

Экономический эффект от внедрения специальных клапанов для штанговых глубинных насосов проявляется за счёт увеличения наработки на отказ, сокращения преждевременных отказов и уменьшения объёмов текущего ремонта скважин и ремонтных работ.

Потенциальный фонд для внедрения специальных клапанов соответствует фонду скважин с УШГН и осложнённых АСПО и составляет около 250 скважин.

Комплект оборудования для прогрева и закачки реагентов в пласт

И ещё одна разработка, на которой хотелось бы остановиться отдельно, – это комплекс УДП-4, предназначенный для прогрева/пропарки пласта нефтяных скважин паром, подачи реагентов в призабойную зону пласта и последующей добычи нефти специальным насосом (рису. 20).

Оборудование может применяться при разработке месторождений высоковязкой нефти, добыча которой зачастую невозможна без температурной обработки пластовой, надпластовой и призабойной зон. В комплексе используется специальный штанговый дифференциальный насос с полым штоком, предназначенный для подачи рабочего агента (пара) в зону ниже установки насоса.

Принцип работы УДП-4 выглядит следующим образом: тепловой агент с температурой до 300 °С (или химический реагент) подаётся в колонну полых штанг и далее через шток насоса НН2СП (рис. 21) и специальный клапан поступает в призабойную зону пласта. В качестве лифтовой колонны используются трубы НКТ, а в качестве канала подвода пара / реагента – полые штанги и полый шток специального насоса.

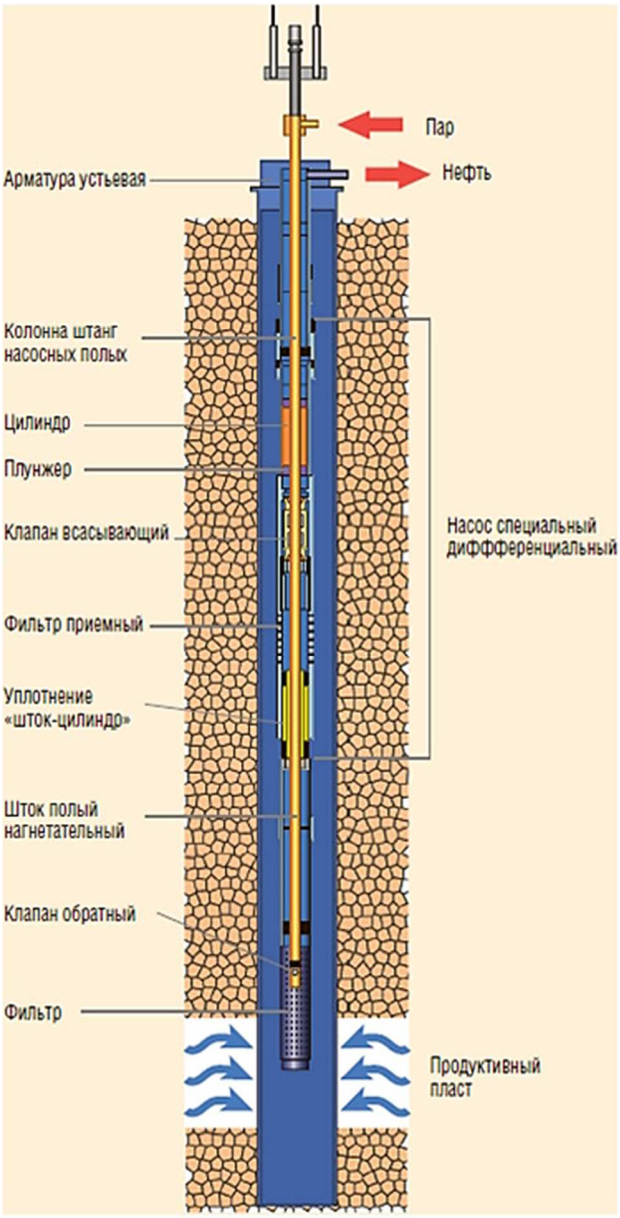


Рисунок 20 – Комплекс оборудования для прогрева и закачки реагентов в пласт

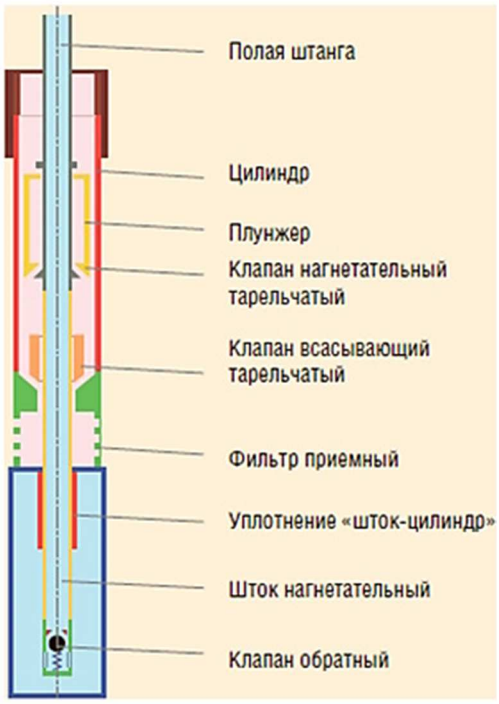


Рисунок 21 – Насос НН2СП

Выбор оптимального решения при модернизации конструкции установок штангового глубинного насоса

Для добычи нефти из скважин с осложнёнными условиями чаще всего используют именно штанговые глубинные насосы, особенно на поздней стадии разработки. Что

касается последующего развития добычи нефти, то она характеризуется более сложными геолого-промысловыми условиями, более сложной техникой добычи нефти и новыми технологиями.

В условиях эксплуатации скважин с различными осложнениями, например, механическими примесями, увеличивается износ плунжерной пары, что ведёт к росту утечек. Обводнение вызывает повышение вязкости эмульсии, что сказывается на коэффициенте наполнения и подаче насоса.

Стоит помнить и о том, что в процессе разработки нефтяного месторождения изменяются пластовое давление, дебит скважин, обводнённость продукции, коррозионные условия среды, свойства смеси и т.д. В широких пределах изменяются также параметры, характеризующие работу оборудования: нагрузки на головку балансира, штанги, трубы, а также число ходов и длина хода головки балансира станка-качалки, конструкция колонны штанг и труб, глубина их подвески. Эти факторы (каждый в отдельности и все вместе) влияют на показатели работы ШСНУ, определяя оптимальный режим её работы.

При эксплуатации установки штангового глубинного насоса наиболее слабым звеном является колонна штанг, условия работы которой характеризуются разнообразием факторов как технического, так и технологического порядка. Таким образом, можно выделить основные виды осложнений при эксплуатации УШГН:

1) большое содержание механических примесей;
2) наклонно-направленные скважины;
3) большое газосодержание;
4) высоковязкие нефти, АСПО.

На данный момент предлагаются следующие пути решения данных проблем:

- использование специального вставного насоса RHAM-Z-1W4W, плунжер которого оснащён полимерными пластичными кольцами, или внедрение насоса специального серии СПР, он может применяться для добычи нефти с высоким содержанием механических примесей (до 2,5 г/л);
- использование канатных штанг;
- применение фильтров, песочных якорей и газовых сепараторов;
- внедрение специального оборудования для прогрева и закачки реагента в пласт (УДП-4), насос специальный серии СПР также применяется для добычи высоковязких эмульсий с динамической вязкостью до 2500 сПз (мПа · с).

За счёт внедрения данных технологий удалось достичь следующих результатов:

- средняя текущая наработка СПМ-24 в скважинах компании превышает 300 сут. при дебитах нефти от 0,6 до 2 $м^3$/сут. и соответствующих параметрах работы станка-качалки;
- после прохождения испытаний насосов RHAM-Z в Краснодарском крае, где с их помощью удалось повысить среднюю наработку до 300 и более сут. За всё время опытно-промысловых испытаний зафиксирован один клин насоса при эксплуатации в скважине с кратковременными залповыми выбросами песка объёмами более 26 тыс. мг/л. Тем не менее, насосы успешно прошли испытания и рекомендованы к промышленному внедрению.

На месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» внедрены и находятся в работе порядка 36 УШГН с канатной штангой. В результате применения УШГН на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» дебит нефти участвовавших в испытаниях скважин увеличился в 2 раза и более. Кроме того, внедрение компоновок способствовало увеличению коэффициента подачи насоса и частоте качаний, а также снижению влияния свободного газа на приёме насоса на работу скважин, благодаря заглублению насоса.

Результаты опытно-промысловых испытаний УШГН в АО «Самаранефтегаз» также свидетельствуют об улучшении показателей работы скважин. Размещённые благодаря применению канатных штанг специальные насосы СПР 44/24-04 на глубинах 1025 и 970 м обеспечили прирост добычи (табл. 8).

Таблица 8 – Показатели работы скважин в АО «Самаранефтегаз» до и после внедрения УШГН с канатной штангой

Параметры	скважина № 1		скважина № 2	
	до внедрения	после внедрения	до внедрения	после внедрения
Насос	НН2Б-44	СПР 44/24-04	ЭЦН5 30-650	СПР 44/24-04
Глубина спуска, м	700	1025	684	970
Композитные (стеклопластиковые) насосные штанги, м	–	250	–	250
Динамический уровень, м	618	573	600	544
Окно врезки бокового ствола, м	780–782	780–782	800–802	800–802
$Q_{жидкости}$, м^3/сут.	9	17,3	9	22
$Q_{нефти}$, тонн/сут.	6	11,447	6,6	14,616

В перспективе планируется внедрение этого оборудования на месторождениях других нефтяных компаний, работающих на территории Западной Сибири.

Внедрение УДП-4 позволяет:

- увеличить эффективность и скорость обработки (снижение времени на проведение операции по сравнению с обратной промывкой через затрубное пространство);
- понизить расход рабочего агента благодаря применению полых насосных штанг;
- исключить операции спуска и подъёма глубинно-насосного оборудования при каждой обработке;
- иметь низкие тепловые потери и, как следствие, высокую температуру обработки.

Литература

1. Оценка эффективности применения насосных установок различных конструкций для добычи нефти / Е.В. Безводицкий [и др.] // Наука как ключевой фактор развития современного общества: материалы I Международной научно-практической конференции (29 марта 2024 года, г. Краснодар). – Краснодар : Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, 2024. – С. 83–90.
2. Емельянов Е.Е. Анализ эффективности эксплуатации скважин в осложнённых условиях, оборудованных штанговыми насосными установками, на месторождениях России / Е.Е. Емельянов; Науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2018.
3. Анализ эффективности применяемых установок штанговых глубинных насосов в условиях добычи высоковязкой нефти / Т.Н. Иванова[и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 218–224.
4. Особенности выбора способа освоения шельфового месторождения и способа механизированной добычи углеводородного сырья / А.К. Нелин [и др.] // Наука. Новое поколение. Успех: материалы II Международной научно-практической конференции (17 апреля 2021 года, г. Краснодар) : в 2 т. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – Т. 2. – С. 27–31.
5. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ проблем снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации на Ай-Пимском месторождении // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов Международной научно-практической конференции (15-16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022.– С. 109.
6. Устройство для увеличения межремонтного периода работы штангового насоса / О.В. Савенок [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 64–66.
7. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин на Ключевом месторождении / И.И. Шаблий [и др.] // REFERATOTECH: Материалы Международной научно-практической конференции (24 октября 2020 года) : в 3 т. Сборник статей. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – Т. 3. – С. 245–250.
8. Шаблий И.И. Анализ проблем эксплуатации малодебитных скважин, оборудованных ШСНУ, в условиях Дарьинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 280–304.

9. Шаблий И.И. Оборудование и эксплуатация УШГН на примере Таймурзинского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 242–257.
10. Шаблий И.И. Анализ работы штанговых скважинных насосных установок на примере нефтяного месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 251–264.
11. Технико-технологические решения, направленные на повышение ресурса работы штанговых насосных установок / И.И. Шаблий [и др.] // Наука как ключевой фактор развития современного общества: материалы I Международной научно-практической конференции (29 марта 2024 года, г. Краснодар). – Краснодар : Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, 2024. – С. 575–583.
12. Анализ борьбы с осложнениями при работе скважин, оборудованных УСШН, на Сасимовском месторождении / И.А. Шауро [и др.] // REFERATOTECH: Материалы III Международной научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство «Новация», 2022. – С. 579–582.
13. Шиян С.И. Анализ причин обрывности штанговой колонны при эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, на Букаревском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, Д.В. Шутов, И.И. Шаблий // Научный потенциал вуза – производству и образованию. Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 157–170.
14. Шиян С.И. Направления совершенствования эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, и мероприятия по увеличению межремонтного периода скважин на Букаревском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, И.И. Шаблий, Д.В. Шутов // Научный потенциал вуза – производству и образованию. Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 171–177.
15. Шиян С.И. Применение беструбного гидробура для удаления песчаных пробок / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Research. Engineering. Extreme. 2021: Материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 362–370.
16. Шиян С.И. Устройство поддержания расчётного перепада давления в межтрубном пространстве путём перепуска затрубного газа в выкидной трубопровод / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3(651). – С. 56–58.
17. Шиян С.И. Гидроударное устройство для очистки призабойной зоны скважины / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 5(653). – С. 69–71.
18. Шиян С.И. Повышение надёжности работы всасывающего клапана штангового насоса / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 41–44.
19. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путём разработки комплекса технических устройств / С.И. Шиян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10(370). – С. 59–68.
20. Шиян С.И. Поддержание рентабельной выработки запасов нефти и экономическое обоснование использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации на нефтяном месторождении Новотроицкого поднятия Республики Татарстан / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 7(379). – С. 34–39.

References

1. Evaluation of the efficiency of using pumping units of various designs for oil production / E.V. Bezvoditsky [et al.] // Science as a key factor in the development of modern society: Materials of the I International scientific and practical conference (March 29, 2024, Krasnodar). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University named after I.T. Trubilin, 2024. – P. 83–90.
2. Emelyanov E.E. Analysis of the efficiency of well operation in complicated conditions, equipped with sucker rod pumping units, in Russian fields / E.E. Emelyanov; Scientific adviser Yu.A. Maksimova. – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2018.
3. Analysis of the effectiveness of the used rod installations deep-water pumps in high-viscosity oil production conditions / T.N. Ivanova [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 2. – P. 218–224.
4. Features of choosing a method for developing a shelf deposit and a method for mechanized production of hydrocarbons / A.K. Nelin [et al.] // Science. New generation. Success: Proceedings of the II International scientific and practical conference (April 17, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar : «Publishing House – South» LLC, 2021. – Vol. 2. – P. 27–31.

5. Savenok O.V. Analysis of the problems of well productivity decline during their operation at the Ai-Pimskoye field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: Abstracts of reports of the International scientific and practical conference (November 15–16, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022. – P. 109.
6. A device for increasing the repair period of a sucker-rod pumping unit / O.V. Savenok [et al.] // Oil field business. – 2023. – № 7(655). – P. 64–66.
7. Prevention and control measures with complications when operating wells on the Klyuchevoye field / I.I. Shabliy [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the International scientific and practical conference (October 24, 2020): in 3 volumes: collection of articles. – Krasnodar : Krasnodar: «Publishing House – South» LLC, 2020. – Vol. 3. – P. 245–250.
8. Shabliy I.I. Analysis of problems of operation of low-production wells equipped with rod well pumping unit under the conditions of the Dar'inskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 2. – P. 280–304.
9. Shabliy I.I. Equipment and operation of a sucker rod pump installations using the example of the Taimurzinskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 242–257.
10. Shabliy I.I. Analysis of the operation of sucker rod pumping units using the example of an oil field in the West Siberian oil and gas province // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 251–264.
11. Technical and technological solutions aimed at increasing the service life of sucker rod pumping units / I.I. Shabliy [et al.] // Science as a key factor in the development of modern society: materials of the I International scientific and practical conference (March 29, 2024, Krasnodar). – Krasnodar : Kuban State Agrarian University named after I.T. Trubilin, 2024. – P. 575–583.
12. Analysis of combat with complications when operating wells equipped with units of borehole sucker rod pumps, at Sasimovskoye field / I.A. Shauro [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the III International scientific and practical conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : «Novation» Publishing House, 2022. – P. 579–582.
13. Shiyan S.I. Analysis of the causes of rod string breakage during operation of wells equipped with a sucker rod pumping unit at the Bukarevskoye oil field / S.I. Shiyan, D.V. Shutov, I.I. Shabliy // Scientific potential of the university – production and education: a collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 157–170.
14. Shiyan S.I. Directions for improving the operation of wells equipped with a sucker rod pumping unit and measures to increase the inter-repair period of wells at the Bukarevskoye oil field / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy, D.V. Shutov // Scientific potential of the university – production and education: a collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941-1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 171–177.
15. Shiyan S.I. The use of a tubeless hydraulic drill for removing sand plugs / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Research. Engineering. Extreme. 2021: Proceedings of the International scientific and practical conference (June 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : «Publishing House – South» LLC, 2021. – P. 362–370.
16. Shiyan S.I. A device for maintenaning the designed pressure drop in a well annulus by bypassing the annulus gas into the gas flow pipeline / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Oil field business. – 2023. – № 3(651). – P. 56–58.
17. Shiyan S.I. Hydraulic impact device for cleaning the well bottom zone / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Oil field business. – 2023. – № 5(653). – P. 69–71.
18. Shiyan S.I. Increasing the reliability of the suction valve of the sucker-rod pumping unit / S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Oil field business. – 2023. – № 8(656). – P. 41–44.
19. Increase of oil wells operation efficiency by developing a complex of technical devices / S.I. Shiyan [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2023. – № 10(370). – P. 59–68.
20. Shiyan S.I. Maintenance of oil reserves profitable production and economic justification of using the technology of simultaneous-separate operation at an oil deposit of the Novotroitsky uplifting in the Republic of Tatarstan // S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 7(379). – P. 34–39.