

5

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ДЛИННОХОДОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК



5.1. НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На современном уровне добычи нефти наибольшее распространение при механизированном способе эксплуатации скважин получили штанговые скважинные насосные установки, электропогружные центробежные насосные установки, компрессорный газлифт.

Электроцентробежные насосы используются для откачки нефти при больших дебитах скважины. Газлифтный метод применяется при наличии дешевого природного газа. Наибольшее распространение, до 70 % общего фонда скважин, получили штанговые скважинные насосные установки.

Столь широкое применение ШСНУ связано с простотой конструкции и обслуживания работы поверхностного привода – станка-качалки и сопутствующего оборудования. Для дальнейшего совершенствования этого способа добычи необходимо повысить эффективность глубинно-насосных установок за счет повышения надежности всех узлов. По данным нефтепромысловых управлений, средний межремонтный период ШСНУ составляет 150–200 сут, растет число простаивающих скважин, увеличиваются затраты на проведение подземных текущих ремонтов скважин. В зарубежной практике также наблюдаются подобные явления.

Одним из главных недостатков штанговой скважинной насосной установки является циклический характер ее работы с малым периодом цикла и большой асимметричностью нагрузок при высоком верхнем пределе. Циклическим воздействием подвергаются все элементы установки от двигателя до приемного клапана глубинного насоса. Интенсивность накопления усталостных явлений в элементах штанговой установки

составляет 7 200–21 600 циклов в сутки. Аварии на ШСНУ возникают в результате постепенного разрушения материала штанг при большом числе повторно-переменных напряжений.

Существенным недостатком является высокая стоимость подземного ремонта скважин, оборудованных ШСНУ. В результате аварий возникают простои скважин, загрязняется призабойная зона пласта, задалживаются агрегаты для глушения и ремонта. Проведение подземного ремонта требует значительных затрат ручного труда.

Указанные недостатки, усугубляющие в своей совокупности друг друга, создали в условиях большого фонда скважин такую ситуацию, при которой дальнейшее развитие нефтяной отрасли без разработки и внедрения новых технических средств стало затруднительным.

Бороться с быстрым наступлением усталостного разрушения элементов штанговой колонны и всей глубинно-насосной установки можно путем увеличения выносливости металла штанг, сокращения числа циклов работы при сохранении производительности установки, снижения напряжений в элементах установки без уменьшения полезного напора. Ускорить процесс подземного ремонта скважин и исключить ряд негативных последствий, связанных с ним, можно, если использовать непрерывно наматываемую штанговую колонну.

Анализ различных технических решений показывает, что в наибольшей мере реализация указанных решений обеспечивается длинноходовыми глубинно-насосными установками.

Применяемые в настоящее время отечественные ШСНУ имеют длину хода плунжера насоса до 4,5 м, зарубежные выпускаются с длиной хода до 7,6 м.

Практика показывает, что с увеличением длины хода плунжера насосной установки возрастает подача насоса, увеличивается коэффициент его наполнения и улучшаются энергетические характеристики установки в целом.

Анализ кинематической схемы шарнирного четырехзвенника, взятого за основу станка-качалки, свидетельствует, что при увеличении длины хода балансирного привода возрастают его габариты, масса и крутящий момент на валу редуктора. Так, например, станок-качалка фирмы "Луфкин" (США) типа APJ 3648 с длиной хода 7,6 м имеет массу 24,8 т и вращающий момент на валу редуктора 402 кН·м при грузоподъемности 248 кН.

Кинематическая схема преобразующего механизма балансирных станков-качалок практически не поддается дальнейшему совершенствованию, так как конструкции

механизма присущ органический недостаток, связанный с компоновкой элементов четырехзвенника. Поэтому конструирование балансирных глубинно-насосных установок приводит к резкому увеличению габаритов и металлоемкости станков-качалок, что недопустимо с позиций дальнейшего развития научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности.

Глубинно-насосные установки с балансирным приводом имеют относительно низкий КПД из-за невысоких коэффициентов наполнения насосов. Подсчет коэффициентов подачи на многих месторождениях Урало-Поволжского нефтяного региона показывает, что их значения не превышают 0,4–0,5. Например, средний коэффициент подачи ШСНУ в АО "Татнефть" составляет не более 0,5. В результате энергозатраты при использовании балансирных глубинно-насосных установок превышают энергозатраты при других механизированных способах эксплуатации скважин.

Исследования показывают, что основные показатели работы ШСНУ (коэффициент наполнения, срок службы штанг и непосредственно насоса, межремонтный период) улучшаются при увеличении длины хода плунжера насоса. Поэтому перед разработчиками новой техники для эксплуатации скважин стоит задача по созданию насосных механизмов, способных эффективно работать как в нормальных технико-технологических условиях, так и при добыче нефти с аномальными свойствами. Таким механизмом является длинноходовая насосная установка.

5.2. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДНУ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С АНОМАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ

К нефтям с аномальными свойствами условно отнесем высоковязкие и высокогазированные скважинные флюиды. Высоковязкая нефть представляет собой, как правило, эмульсию типа нефть – вода, обладающую высоким содержанием парафина и смол. Высокогазированная нефть отличается небольшой вязкостью, но значительное содержание газа и выделение его при ходе всасывания снижают коэффициент наполнения цилиндра насоса, а иногда приводят к полному срыву подачи. Поэтому имеются затруднения при эксплуатации скважин, продуцирующих нефть с аномальными свойствами. Наиболее простыми и перспективными, с точки зрения

эффективной откачки газированной нефти, являются длинноходовые насосные установки с гибким тяговым элементом [172]. Наглядно прослеживается необходимость использования таких установок для откачки больших объемов жидкости из глубоких скважин, особенно при добыче высокогазированной нефти.

В связи с этим представляется актуальной проводимая в ОАО "Оренбургнефть" работа над новыми способами подъема жидкости на дневную поверхность. Одним из перспективных направлений является использование длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом, самоуплотняющимися плунжерами и рабочим цилиндром из насосно- компрессорных труб.

Принцип работы установки заключается в том, что наземный привод производит наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом перемещения плунжера. Возвратно-поступательное движение ленты с плунжером и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости на поверхность. Движение плунжера вверх и вниз осуществляется путем реверсирования приводного двигателя. Производительность установки определяется скоростью движения плунжера, длиной его хода и уровнями жидкости в скважине в конце хода вверх или вниз, связанными с интенсивностью притока жидкости в скважину. Первый опытный образец ДНУ с ленточным механизмом подъема был изготовлен в НГДУ "Бузулукнефть" и прошел промысловые испытания на Покровском месторождении в 1978 г.

Принципиальная схема насосной установки представлена на рис. 5.1. В компоновку первой установки входит закрепленный на раме редуктор 10. На валу редуктора размещены бобина 9, на которую наматывается лента, электродвигатель 15, клиноременная передача 14, расположенная горизонтально, механизм реверсирования 11, тормоз 13, направляющий ролик 8, станция управления 16. Рама крепится на фундаменте. Центрирование ленты при спуске в скважину обеспечивается направляющим роликом, закрепленным в соответствии с положением оси скважины.

Опытная эксплуатация первой ДНУ с ленточным тяговым механизмом подтвердила работоспособность насосного агрегата, но также выявила ряд недостатков, к которым относятся:

малый диаметр сматывающего барабана, что значительно увеличивает влияние изгибающего момента на напряжения изгиба ленты;

применение направляющего ролика, что дополнительно накладывает на ленту напряжения изгиба и приводит к снижению ресурса ленты;

несовершенство командно-управляющей аппаратуры установки, приводящее к возникновению проблемы с защитой ленты от перегрузок и делающее невозможным оперативное изменение скорости движения плунжера.

Дальнейшее совершенствование ДНУ было направлено на устранение выявленных недостатков, что привело к созданию целого ряда модифицированных конструкций, которые рассматриваются ниже.

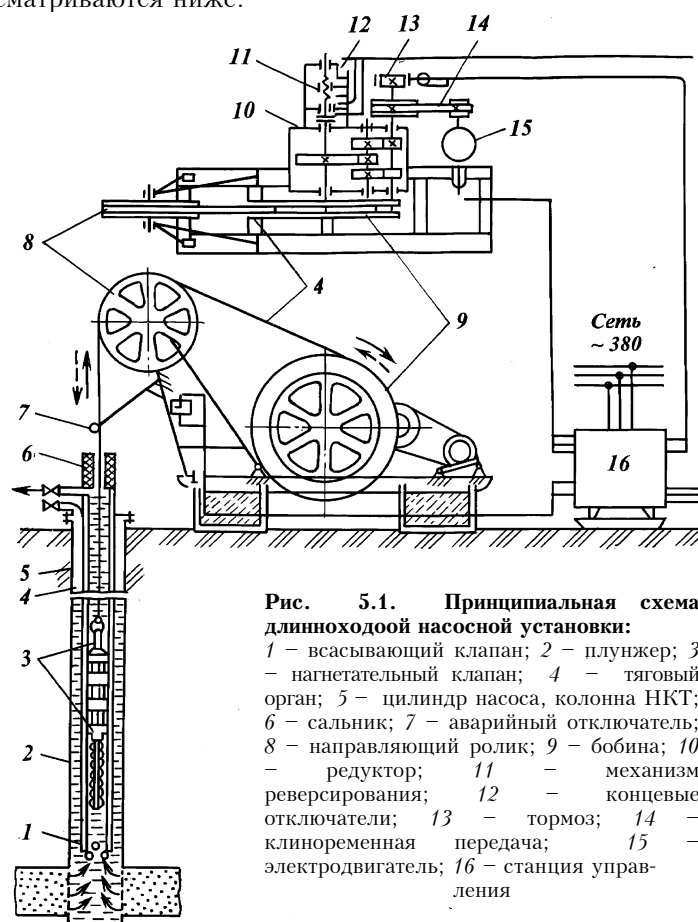


Рис. 5.1. Принципиальная схема длинноходоой насосной установки:

1 – всасывающий клапан; 2 – плунжер; 3 – нагнетательный клапан; 4 – тяговый орган; 5 – цилиндр насоса, колонна НКТ; 6 – сальник; 7 – аварийный отключатель; 8 – направляющий ролик; 9 – бобина; 10 – редуктор; 11 – механизм реверсирования; 12 – концевые отключатели; 13 – тормоз; 14 – клиноременная передача; 15 – электродвигатель; 16 – станция управления

Первый опыт эксплуатации длинноходовых насосных установок показал, что внедрение их на промыслах позволит решить проблемы, которые не решаются существующими механизированными способами эксплуатации скважин. Наиболее существенная из них – возможность эффективной откачки из глубоких скважин высокогазированной нефти.

Практика разработки нефтяных месторождений на первом этапе показывает, что на работу скважины существенное влияние оказывает газовый фактор. Поэтому часто на новых нефтяных месторождениях в период их освоения возникают проблемы с подъемом газированной жидкости. Из работ целого ряда авторов известно, что отрицательное влияние газа на работу насосных агрегатов связано со следующими факторами:

попадающий в цилиндр газ занимает часть рабочего объема цилиндра;

содержащийся во вредном пространстве газ, расширяясь и выходя из раствора, снижает коэффициент наполнения насоса.

Для борьбы с вредным влиянием газа на работу глубинного насоса в первую очередь предлагается уменьшить относительный объем вредного пространства за счет увеличения длины хода плунжера. Поэтому длинноходовая насосная установка в этом отношении является универсальным техническим средством для добычи высокогазированной нефти, особенно из глубоких скважин при больших дебитах. В этом плане создание надежной ДНУ для ОАО "Оренбургнефть" является актуальной задачей.

5.3. ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛИННОХОДОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С ЛЕНТОЧНЫМ МЕХАНИЗМОМ ПОДЪЕМА

Длинноходовые насосные установки с ленточным механизмом подъема имеют ряд существенных особенностей, которые обуславливают высокие технико-экономические показатели эксплуатации скважин и широкую область применения по дебитам и напорам.

Эти особенности следующие:

не ограниченная в пределах глубины скважин длина хода плунжера;

использование в качестве штанг длинномерной высокопрочной ленты;

применение плунжера глубинного насоса специальной конструкции, обеспечивающего сохранение герметичности пары поршень – цилиндр до полного износа уплотнительных

элементов, выполненных из износостойких и твердых материалов;

использование в качестве цилиндра глубинного насоса колонны насосно-компрессорных труб.

Возможность обеспечения большой длины хода установки позволяет:

многократно сократить число циклов работы, что увеличивает долговечность установки, так как отдалается наступление времени усталостных разрушений деталей (или позволяет работать при более высоком уровне нагрузок с той же долговечностью);

полностью устранить или существенно снизить действие динамических сил, которые в обычных установках составляют до 30–50 % статической нагрузки;

значительно увеличить (в 3–4 раза) среднюю скорость движения плунжера, от которой зависит производительность установки;

резко уменьшить потери длины хода (на 90–95 %), связанные с упругим удлинением штанг.

Применение в качестве штанг высокопрочной ленты дает возможность:

производить ремонт скважины по замене насоса без бригады подземного ремонта и специальных агрегатов с помощью собственного привода силами двух операторов (простой скважины при этом уменьшается с 16 до 2 ч);

отказаться от глушения скважины;

снизить расходы на тяговый орган и установку в целом, так как стоимость ленты в 1,2–1,5 раза меньше стоимости штанг, а ее использование дает возможность снизить стоимость привода за счет уменьшения грузоподъемности при одинаковой полезной нагрузке;

уменьшить износ плунжерной пары вследствие замены толкания плунжера движением его под собственным весом.

Длинноходовая установка с ленточным механизмом подъема может работать в непрерывном и периодическом насосном режиме с подачей за один ход до 3–4 м³ жидкости, а также в режиме свабирования с отбором жидкости с глубины до 5000–5500 м.

5.4. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ДНУ С ЛМП

Одной из первых попыток осуществить работу ДНУ с ЛМП являются опыты на скв. 259 Покровского месторождения, которые проводили в объединении "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью в 1975 г. Впервые здесь удалось осуществить насосный режим эксплуатации скважины с длиной хода плунжера 95 м.

Из области производительностей и напоров ДНУ с ЛМП (рис. 5.2) видно, что ДНУ с лентой 3,5×95 мм при высоте подъема жидкости 1500 м может обеспечить подачу жидкости в количестве 400 м³/сут, в то время как ДНУ с лентой 3,0×50 мм при той же высоте подъема может подать 100 м³/сут жидкости.

При работе ДНУ с ЛМП в режиме свабиrowания подача ДНУ с лентой 3,5×95 мм составит 640 м³/сут, а ДНУ с лентой 3,0×50 мм – 160 м³/сут при одной и той же высоте подъема жидкости.

Принципиальная схема ДНУ с ЛМП представлена на рис. 5.3.

Установка работает следующим образом. Вначале в скважину спускают насосно-компрессорные трубы 10, которые выполняют роль цилиндра насоса с установленным на нижнем конце всасывающим клапаном 14. Затем с помощью привода в колонну НКТ спускают ленту 2 механизма подъема с закрепленным на нем плунжером 12 с утяжелителем 11 и нагнетательным клапаном 13.

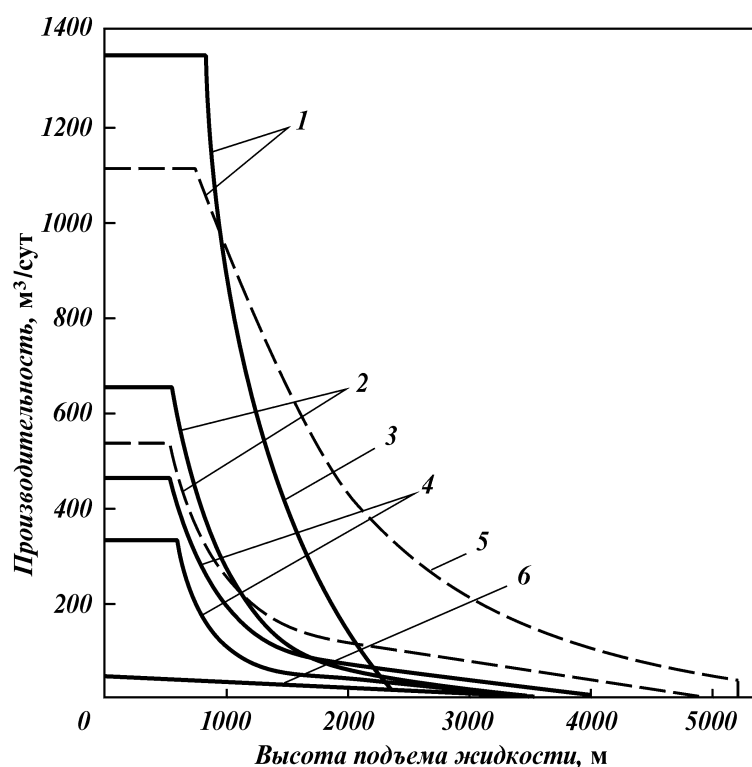


Рис. 5.2. Область производительностей и напоров ДНУ с ЛМП:
 1 – ДНУ с лентой 3,5×95 мм; 2 – ДНУ с лентой 3,0×50 мм; 3 – помпирование ДНУ; 4 – границы ШСНУ по ГОСТу; 5 – свабиrowание с помощью ДНУ; 6 – фактическая граница для ШСНУ

В процессе спуска утяжелитель увлекает вниз набор цилиндрических уплотнительных элементов плунжера 12, соединенных с лентой и проходящих через устьевой сальник.

При ходе ленты вверх осуществляется всасывание жидкости в цилиндр насоса через всасывающий клапан, а при ходе плунжера с утяжелителем вниз происходит нагнетание жидкости через нагнетательный клапан.

Наземный привод осуществляет наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интер-

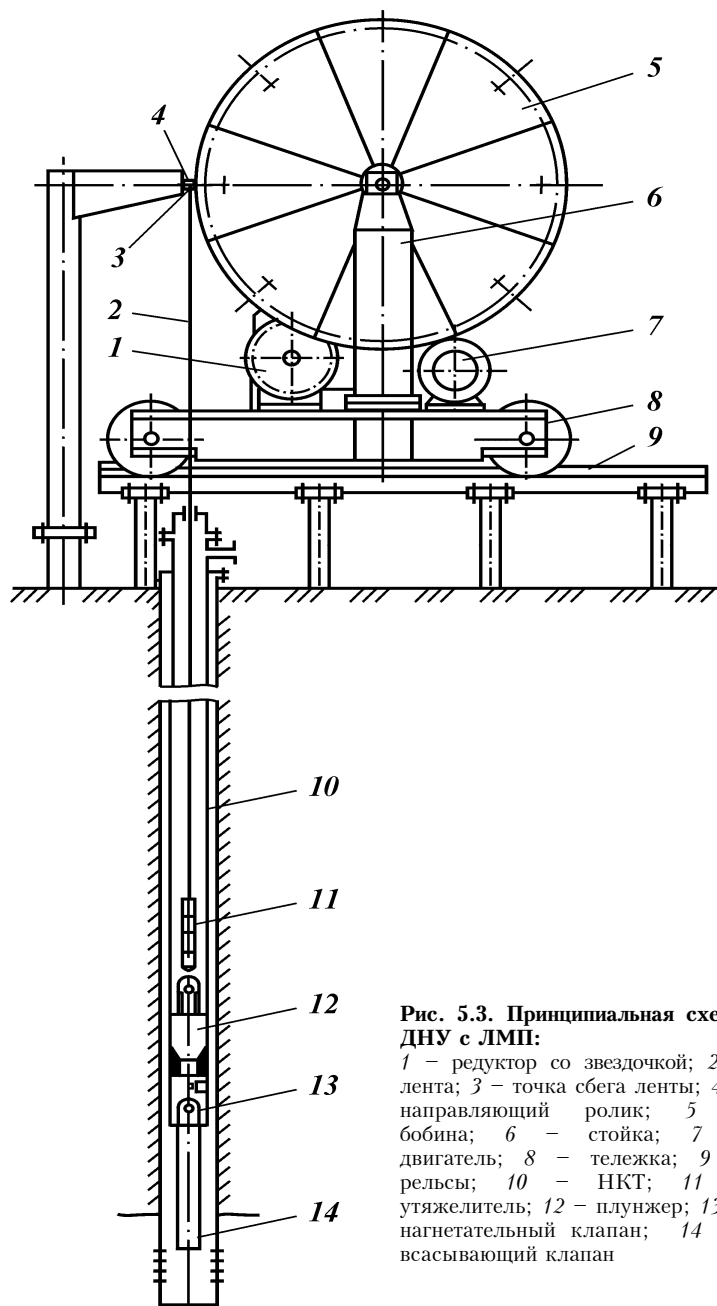


Рис. 5.3. Принципиальная схема ДНУ с ЛМП:

1 - редуктор со звездочкой; 2 - лента; 3 - точка сбег лент; 4 - направляющий ролик; 5 - бобина; 6 - стойка; 7 - двигатель; 8 - тележка; 9 - рельсы; 10 - НКТ; 11 - утяжелитель; 12 - плунжер; 13 - нагнетательный клапан; 14 - всасывающий клапан

валом движения плунжера. Ход плунжера вниз происходит за счет прикрепленного к нему груза *11*. Возвратно-поступательное перемещение плунжера и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости из скважины. Переключение с хода "вверх" на ход "вниз" осуществляется путем реверсирования двигателя. Длина хода плунжера регулируется изменением места установки конечных переключателей на винте механизма реверсирования, а производительность установки – введением в цикл соответствующих пауз в конце хода "вниз" или "вверх".

5.5. ДНУ С ЛМП КОНСТРУКЦИИ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Для проверки работоспособности привода насосной установки в реальных условиях и отработки конструкций наземного оборудования и привода в б. ПО "Оренбургнефть" в 1978 г. были начаты опытно-промышленные испытания ДНУ.

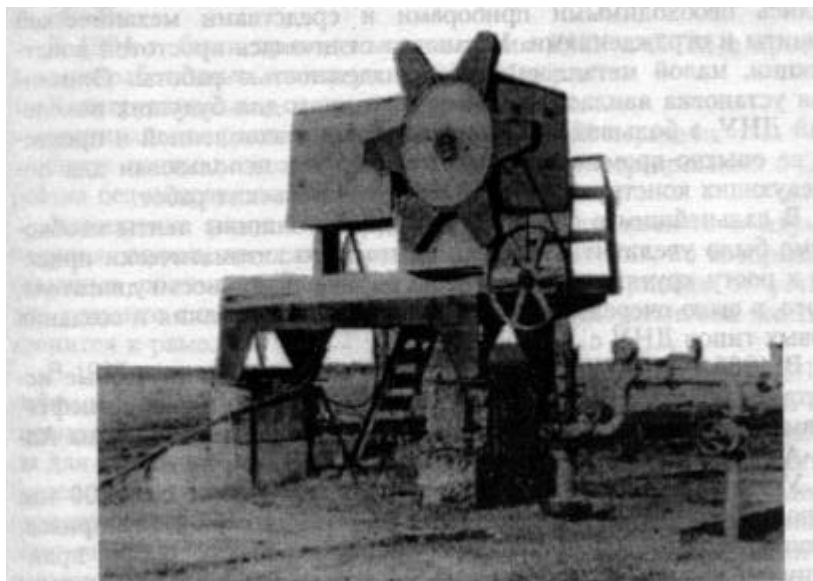


Рис. 5.4. Насосная установка с ЛМП конструкции ОАО «Оренбургнефть»

Для этой цели ранее была разработана конструкция и изготовлен экспериментальный образец ДНУ (рис. 5.4).

Передача движения плунжеру осуществлялась с помощью ленточного механизма подъема, закрепленного на приводной бобине наземного привода ДНУ. Бобина, являющаяся составной частью блок-привода, посредством кинематической связи (цилиндрический редуктор – клиноременная передача) приводилась во вращение от электродвигателя. Клиноременная передача предназначалась для изменения скорости перемещения плунжера. Реверсирование вращения бобины осуществлялось с помощью специального винтового механизма реверсирования. Блок-привод устанавливался на станину и имел возможность продольного перемещения по ней. Такое соединение блок-привода со станиной упрощало условия монтажа наземного привода на скважине и позволяло провести необходимые спускоподъемные операции, профилактические ремонтные и прочие работы на устье скважины без демонтажа наземного привода.

Станина привода, неподвижно закрепленная на железобетонном фундаменте у устья скважины, служила для поглощения возникающих в силу различных причин вибраций. Для ликвидации вертикальных перемещений ленточного тягового органа (ЛТО) относительно оси скважины, обусловленных постоянно изменяющимся радиусом намотки ленты на бобину в процессе ее вращения, наземный привод оборудовался направляющим роликом. Для проведения различного рода наладочных, профилактических работ была предусмотрена площадка обслуживания.

Безопасность работы наземного привода, автоматическая остановка его в случае возникновения аварийной ситуации обеспечивались необходимыми приборами и средствами механической защиты и ограждениями. Установка отличалась простотой конструкции, малой металлоемкостью, надежностью работы. Описанная установка явилась ценным прототипом для будущих поколений ДНУ, а большой объем информации, накопленной в процессе ее опытно-промышленных испытаний, был использован для последующих конструкторских и исследовательских работ.

В дальнейшем в связи с изменением толщины ленты необходимо было увеличить диаметр бобины, что автоматически привело к росту крутящего момента на бобине и мощности двигателя, а это, в свою очередь, потребовало совершенствования и создания новых типов ДНУ с ЛМП.

В 1986 г. в НГДУ "Бузулукнефть" прошла промысловые испытания ДНУ с ЛМП, разработанная б. ПО "Оренбургнефть" совместно с институтом "ВНИИметмаш" и изготовленная на Алма-Атинском заводе тяжелого машиностроения.

Установка состояла из опорного ролика диаметром 1500 мм, неподвижно закрепленного на стойке. На него опирался привод, смонтированный на качающихся опорах и работающий по принципу перевернутого маятника. Привод включал электродвигатель, редуктор, на валу которого насажена бобина для намотки ленты, тормоз, узел переключения и установки длины хода плунжера, станцию управления.

Вращение от электродвигателя на редуктор передавалось через зубчатую муфту.

Принципиальным отличием привода являлось использование специальной механической следящей системы, обеспечивающей вертикальный сбег ленты с бобины в скважину через сальник.

Конструкция предусматривала откидывание привода при проведении ремонта скважины на расстояние 1 м от устья.

Недостатки этого привода состояли в следующем:

большие вибрации установки из-за высокой скорости движения плунжера ($v = 1,65$ м/с);

малый диаметр сматывающего барабана;

отсутствие возможности регулировать скорость движения плунжера вверх и вниз, что не позволяло применять асимметричный цикл работы насосной установки;

невозможность самозапуска установки после прекращения подачи электроэнергии;

несовершенство аппаратуры защиты от перегрузки и недогрузки ленточного элемента в случае его обрыва.

С целью устранения вибрации установки был смонтирован дополнительный редуктор, что позволило снизить скорость движения плунжера до 0,55 м/с и заменить электродвигатель с 50 кВт на 36 кВт.

В 1984 г. были проведены испытания ДНУ с ЛТМ с приводом, разработанным институтом "ВНИИнефть".

Конструктивными отличиями ее являются:

вертикальное расположение клиноременной передачи;

спуск ленты в скважину через сальник непосредственно с барабана без направляющих приспособлений;

размещение рамы с оборудованием на фундаменте с двумя направляющими полосами прямоугольного сечения, по которым с помощью роликов производится откатывание привода от устья при ремонте скважины. В рабочем положении установка жестко крепится к раме.

В 1985 г. прошли испытания ДНУ с ЛМП конструкции ВНИИнефти и б. ПО "Оренбургнефть". Преимуществом этой установки по сравнению с аналогичными являются более щадящие условия работы для ленточного механизма подъема. В данном случае лента изгибается только на бобине: сила прижатия барабана к ролику здесь ничтожно мала. Установка имеет цевочное зацепление с бобиной. Этот вид зацепления отличается менее жесткими требованиями к изготовлению и обслуживанию. Во время ремонта скважины установка откатывается от устья усилием одного человека.

К основным недостаткам этой конструкции относятся:

наличие ударных нагрузок на установку из-за невозможности точной подгонки главной шестерни и цевок, расположенных по ободу сматывающей бобины;

сильные вибрации установки.

Для транспортировки ЛМП от цеха по его изготовлению до скважины в НГДУ "Бузулукнефть" было сконструировано и изготовлено сматывающее устройство на базе автомобиля КраЗ-255 с приводом от тягового двигателя автомобиля.

В 1994 г. в ОАО "Оренбургнефть" были начаты испытания ДНУ с ЛМП шведской фирмы "Лидан инжиниринг".

Установка являлась механизмом с гидравлическим объемным приводом, используемым в качестве привода плунжера скважинного насоса, с длиной хода до 200 м. Такие установки были смонтированы на скв. 777, 779 Покровского месторождения и предназначены для подъема нефти из скважины. Тяговым органом служила высокопрочная стальная лента, находящаяся в бобинной намотке барабана, ребрами на барабане являлись регулируемые по высоте стержни. Один конец ленты заправлялся на барабане, а другой соединялся с плунжером насоса. Соединение рабочего колеса (барабана) с ведущим валом осуществлялось через предохранительную фрикционную втулку. Гидравлический привод установки обеспечивал максимальное натяжение ленты до 120 кН.

Установки снабжались двумя плунжерами диаметром 50 мм, выполненными в виде четырех модулей, в качестве груза к плунжерам использовались 20 штанг диаметром 19 мм.

Гидравлический привод установки был выполнен по замкнутой схеме циркуляции рабочей жидкости, и поэтому при ходе вниз мощность торможения трансформировалась (рекуперировалась) в энергию, возвращаемую во внешнюю сеть питания привода.

Система безопасности гидравлического привода предусматривала автоматическую остановку при падении

давления в приводе, которая сбрасывала давление в приводе, выключала насос и включала тормозную систему.

Тормоз срабатывал и при отключении электроэнергии во внешней электрической сети.

На передвижной платформе с четырьмя опорными катками располагался гидромоторный привод, который состоял из высокомоментного гидравлического мотора с предохранительной фрикционной втулкой и реактивной тягой, двух опорных кронштейнов, тормозного барабана, ленточного тормоза с гидроцилиндром. Рабочее колесо (барабан) имело емкость для размещения 1500 м стальной ленты толщиной 3,5 мм и шириной 45 мм. Минимальный диаметр первого слоя намотки стальной ленты в бобину составлял 2,3 м. Скорость спуска и подъема плунжера в скважину регулировалась и составляла от 0 до 1,5 м/с. Мощность электропривода 90 кВт, частота вращения 1480 об/мин, напряжение 380 В. Давление в гидросистеме: номинальное 16 МПа; максимальное 35 МПа.

Предусмотрено ручное и автоматическое управление.

В панели шкафа управления установлен компьютер ПЛС с операционным терминалом МАК10 и системой обогрева.

ДНУ с ЛМП фирмы "Лидан инжиниринг" имела следующие преимущества:

- плавное регулирование скорости спуска и подъема плунжеров в диапазоне 0–1,6 м/с;

- увеличение минимального диаметра первого слоя намотки на бобину до 2,3 м;

- компьютерное обеспечение контроля и регулирования рабочих параметров установки, позволяющее с пульта управления задавать необходимые параметры работы установки, менять их в процессе работы, вести оперативный контроль за рабочими параметрами;

- четыре степени защиты, обеспечиваемые применением рабочих концевых выключателей, аварийных концевых выключателей, датчиков контроля за параметрами компьютера, в программу которого вводились параметры максимальных и минимальных нагрузок для защиты установки от перегрузок и при исчезновении нагрузки;

- совмещение силового агрегата и системы управления в одном аппаратном блоке;

- поддержание в аппаратном шкафу заданной температуры с помощью калорифера и терморегулятора;

- значительное снижение шумовых характеристик благодаря применению гидропривода.

Недостатками установки являлись:

большая мощность главного электродвигателя привода установки;

отсутствие самозапуска установки после посадки напряжения в питающей сети;

невозможность запуска установки в работу в зимнее время после длительных остановок без предварительного нагрева масла в гидросистеме до 25 °С.

5.6. РАСЧЕТ ДНУ

Проектирование длинноходовых насосных установок производится известными инженерными методами, применяемыми при расчетах кинематических связей узлов машин и механизмов. Для привязки расчетов к условиям эксплуатации приняты следующие ограничения:

плунжер насосной установки не поднимается выше динамического уровня жидкости в скважине;

цикл работы установки принят симметричным;

скорости перетока жидкости в зазорах между грузом и стенкой трубы и между лентой и стенкой трубы приняты равными;

динамические нагрузки ввиду их незначительности не учитываются.

Принимается следующая последовательность проектирования рабочих параметров насосной установки.

1. Подача насоса за один цикл, м³/ц,

$$q_{\text{ц}} = f_{\text{п}} S \alpha, \quad (5.1)$$

где $f_{\text{п}}$ – площадь сечения НКТ, в которых перемещается плунжер; S – длина хода плунжера; α – коэффициент подачи насоса.

Коэффициент подачи насоса при различном числе пакеров, составляющих плунжер, рекомендуется определять по формулам:

для 6-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,93 \cdot 0,809 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}};$$

для 10-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,97 \cdot 0,482 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}};$$

для 12-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,98 \cdot 0,423 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}},$$

здесь L_n – высота подъема жидкости.

2. Необходимое число циклов работы установки в течение суток

$$Z = Q/q_{ц}, \quad (5.2)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Продолжительность цикла можно установить при известном числе циклов

$$T = 1440/Z, \text{ мин.} \quad (5.3)$$

3. Размер бобины в конце хода плунжера вверх

$$D_2 = 2(D_1^2 + \delta S/\pi)^{0,5}, \quad (5.4)$$

где D_1 – начальный диаметр бобины; δ – толщина ленты.

Число оборотов бобины за ход вверх или вниз

$$m = S/\pi/2(D_n - D_b) = (D_2 - D_1)/\delta. \quad (5.5)$$

Частота вращения бобины

$$n_6 = 2m/T. \quad (5.6)$$

Передаточное отношение клиноременной передачи

$$i_{кл} = n_{дв} (n_6 - i_{ред}), \quad (5.7)$$

где $n_{дв}$ – частота вращения вала двигателя; $i_{ред}$ – передаточное отношение редуктора.

Если $i_{кл} > 4$, то рекомендуется выбрать двигатель с меньшей частотой вращения вала.

4. Кинематические соотношения между угловой и линейной скоростями рассчитывают по известным формулам.

Начальная скорость подъема плунжера

$$v_1 = n_{дв} \pi D_1 / i_{кл} i_{ред}. \quad (5.8)$$

Конечная скорость подъема плунжера

$$v_2 = n_{дв} \pi D_2 / i_{кл} i_{ред}. \quad (5.9)$$

Средняя скорость подъема или спуска плунжера

$$v_c = 2S/T. \quad (5.10)$$

5. Силовые параметры определяют исходя из следующих соотношений.

Нагрузка на верхнюю часть ленты подъемного механизма при ходе плунжера вверх

$$G_v = G_{\text{ж}} + G_{\text{л}} + G_{\text{тр}} + G_{\text{д}} + G_{\text{гр}}, \quad (5.11)$$

где $G_{\text{ж}}$ – нагрузка от веса жидкости; $G_{\text{л}}$ – нагрузка от веса ленты; $G_{\text{тр}}$ – нагрузка от трения ленты о стенки насосно-компрессорных труб; $G_{\text{д}}$ – нагрузка, необходимая для преодоления буферного давления; $G_{\text{гр}}$ – нагрузка от веса груза утяжелителя.

При ходе плунжера вниз нагрузка на подъемный механизм

$$G_{\text{н}} = G_{\text{л}} + G_{\text{гр}} - G_{\text{тр}}. \quad (5.12)$$

Вращательный момент на валах привода насосной установки рассчитывают исходя из нагрузок на ленту подъемного механизма.

Вращающий момент на валу бобины

$$M_{1\text{в}} = G_6 D_1 / 2. \quad (5.13)$$

Вращающий момент на валу редуктора

$$M_{2\text{в}} = G_6 D_1 / 2 i_{\text{ред}}. \quad (5.14)$$

Соответственно для хода вниз

$$M_{1\text{н}} = G_{\text{м}} D_2 / 2; \quad M_{2\text{н}} = G_{\text{м}} D_2 / 2 i_{\text{ред}}.$$

6. Мощность двигателя при ходе плунжера вверх

$$N = G_{\text{в}} D_1 n_{\text{дв}} / i_{\text{ред}} i_{\text{кл}} \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{кл}} \beta, \quad (5.15)$$

где $\eta_{\text{ред}}$, $\eta_{\text{кл}}$ – КПД соответственно редуктора и клиноременной передачи; β – коэффициент наполнения насоса.

Энергия, потребляемая из электросети за сутки,

$$A_{\text{сут}} = 12(N_{\text{ср}} / \eta_{\text{дв.в}} - K_{\text{т}} N_{\text{дв.н}} / \eta_{\text{дв.в}}), \quad (5.16)$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент генерации энергии в электросеть при ходе ленты вниз.

Полезная энергия, идущая на подъем жидкости в течение суток,

$$A_{\text{пол}} = Q L_{\text{н}} \rho_{\text{ж}}, \quad (5.17)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность откачиваемой жидкости.

Коэффициент полезного действия длинноходовой насосной установки

$$\eta = A_{\text{пол}}/A_{\text{сут}}. \quad (5.18)$$

7. Прочностные показатели ленты можно определить из следующих зависимостей.

Запас прочности ленты

$$K = \sigma_{\text{вр}}/(G_{\text{в}}/f_{\text{л}} + \nu E_{\text{л}}/D_1), \quad (5.19)$$

где $\sigma_{\text{вр}}$ – временное сопротивление на разрыв материала ленты; $f_{\text{л}}$ – площадь сечения ленты; ν – коэффициент Пуассона; $E_{\text{л}}$ – модуль упругости материала ленты.

Предельное время наработки на отказ ленты

$$T_{\text{пред}} = Z_{\text{доп}}/365 \cdot 2K_{\text{э}}, \quad (5.20)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – допустимое число циклов изменения нагрузки; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин.

Для проектирования длинноходовой насосной установки необходимо использовать исходные данные о геолого-физических и технологических условиях эксплуатации конкретной скважины.

5.7. РАСЧЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДНУ

В глубинно-насосных установках балансирного типа, в которых вращательное движение кинематически преобразуется в возвратно-поступательное перемещение плунжера, длина хода плунжера штангового насоса прямо пропорционально влияет на производительность установки.

В длинноходовых установках с наматыванием тяговой ленты на рабочий барабан и реверсированием за счет переключения направления вращения привода длина хода плунжера оказывает иное влияние на производительность насоса. Рассмотрим это влияние для случаев симметричного и асимметричного циклов, с выходом и без выхода плунжера из-под динамического уровня жидкости в скважине, в непрерывном режиме движения и с паузой в какой-либо части цикла для ожидания накопления жидкости. Для упрощения задачи не будем учитывать изменение производительности за счет деформации тяговой ленты и влияния газа как функции длины хода.

Подача жидкости за один симметричный цикл в случае выхода плунжера из-под динамического уровня

$$q = f_{\text{п}} \alpha_1 h_{\text{п}}, \quad (5.21)$$

где f_{Π} – площадь сечения плунжера, м^2 ; α_1 – средний за цикл коэффициент подачи; h_{Π} – глубина погружения плунжера под динамический уровень, м .

При этом производительность установки

$$Q = f_{\Pi} \alpha_1 h_{\Pi} / T, \quad (5.22)$$

где $T = 2S / \pi D_{\text{ср}} n_6$ – период цикла (здесь S – длина хода плунжера; $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр бобины; n_6 – частота вращения бобины).

При бобинном способе наматывания ленточного тягового элемента средний диаметр бобины

$$D_{\text{ср}} = 0,5 D_0 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}], \quad (5.23)$$

где D_0 – начальный диаметр бобины (плунжер вниз).

При использовании каната диаметром d_k с правильной усадкой в m рядов и M слоев

$$D_{\text{ср}} = 0,25 \pi m^2 / S (2D_0 + 3^{0,5} d_k M)^2. \quad (5.24)$$

Производительность ДНУ с ЛМП как функции длины хода для случая $S > h_{\Pi}$ или $S = h_{\Pi}$

$$Q = 0,25 \pi D_0 n_6 f_{\Pi} \alpha_1 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] \cdot h_{\Pi} / S. \quad (5.25)$$

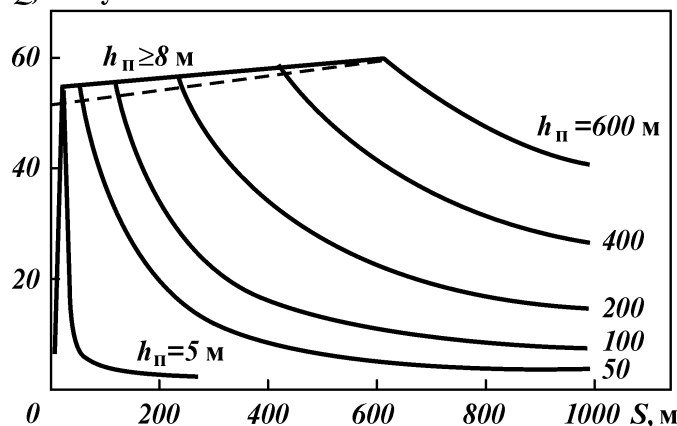


Рис. 5.5. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и глубины его погружения под динамический уровень h_{Π}

Если плунжер не выходит из-под динамического уровня для случая $S < h_{\Pi}$, то

$$Q = 0,25 \pi D_0 n_6 f_{\Pi} \alpha_1 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}]. \quad (5.26)$$

На рис. 5.5 показаны графики функции $Q(S, h_{\text{п}})$.

Расчеты выполнены при начальном диаметре бобины $D_0 = 1$ м, частоте вращения бобины $n_6 = 10$ об/мин, коэффициенте асимметрии цикла $C = n_{6\text{ вн}}/n_{6\text{ вв}} = 1$, коэффициенте подачи $\alpha_1 = 0,8$ и продолжительности паузы $T_{\text{п}} = 0$.

Видно, что во всех случаях, когда длина хода плунжера превышает его погружение под динамический уровень, производительность установки снижается с ростом длины хода S , и тем больше, чем меньше значение погружения. Увеличение длины хода в пределах погружения $h_{\text{п}}$ при $n_6 = \text{const}$ дает увеличение производительности ДНУ с ЛМП за счет ускорения набегания тягового элемента на бобину.

На рис. 5.6 приведена зависимость $Q(S, T_{\text{п}})$.

Полный период цикла складывается из длительности подъема плунжера, последующего спуска и паузы в течение цикла.

Расчеты выполнены при коэффициенте подачи насоса $\alpha_1 = 0,6$, коэффициенте асимметрии цикла $C = 1,0$, глубине погружения плунжера под динамический уровень $h_{\text{п}} = 400$ м. Время паузы в цикле составляло $T_{\text{п}} = 0; 100; 200; 500$ с, $D_0 = 1$ м, $n_6 = 10$ об/мин.

Заменяя в уравнении

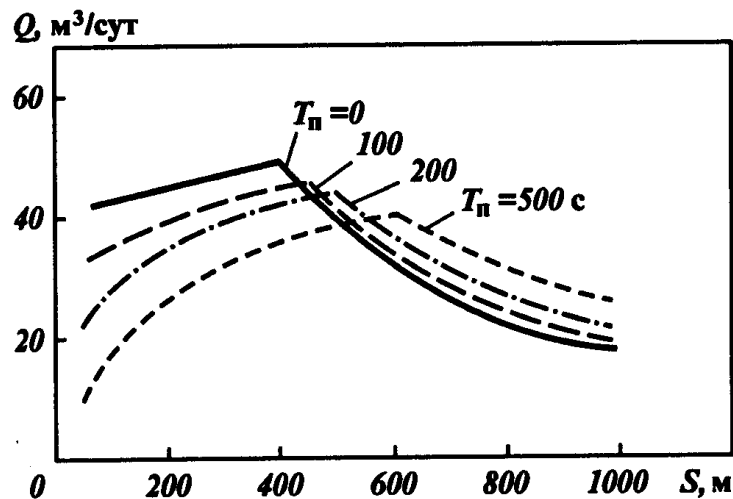


Рис. 5.6. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и продолжительности паузы в цикле T_{Π}

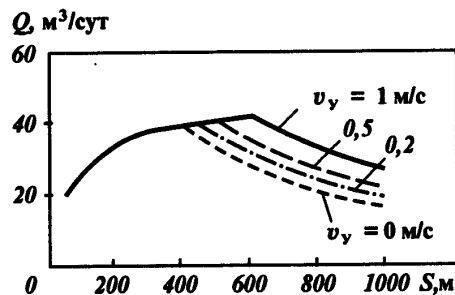


Рис. 5.7. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и скорости изменения уровня жидкости в трубах v_y

$$Q = f_{\Pi} \alpha_1 h_{\Pi} / T$$

период T на его новое значение $S = h_{\Pi} + v_y T_{\Pi}$, получаем

$$Q = f_{\Pi} \alpha_1 (h_{\Pi} + v_y T_{\Pi}) / [4S / \pi D_0 n_6 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\Pi}], \quad (5.27)$$

где v_y – средняя скорость изменения уровня жидкости в трубах за время паузы T_{Π} .

Для случая $S = h_{\Pi} + v_y T_{\Pi}$ производительность установки

$$Q = f_{\Pi} \alpha_1 S / [4S / \pi D_0 n_6 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\Pi}]. \quad (5.28)$$

Анализ уравнения (5.27) с паузой в цикле или при $S = h_{\Pi} + v_y T_{\Pi}$ и графика (см. рис. 5.6) показывает, что введение паузы в цикл может сказаться как положительно, так и отрицательно на производительности ДНУ с ЛМП. Очевидно, что производительность установки с паузой будет выше, если правая часть уравнения (5.27) окажется больше, чем правая часть уравнения (5.25).

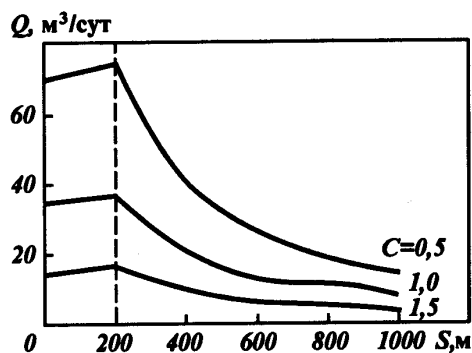


Рис. 5.8. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и степени асимметрии цикла C

Если $S > h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}$, то дебит $h_{\text{п}} > 400$ м с паузой выше, чем паузы в цикле. Из этого следует условие повышения производительности ДНУ с ЛМП при введении паузы

$$v_y > \pi D_0 n_6 / 4 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] h_{\text{п}} / S. \quad (5.29)$$

На рис. 5.7 приведена зависимость $Q(S, v_y)$. Видно, чем выше скорость v_y жидкости в скважине, тем больше дебит при $S > h_{\text{п}}$.

Расчеты выполнены при $\alpha_1 = 0,6$; $C = 1$; $T_{\text{п}} = 200$ с; $h_{\text{п}} = 400$ м ($v_y = 0$).

На рис. 5.8 приведена зависимость $Q(S, C)$ при отсутствии паузы в цикле $T_{\text{п}} = 0$ и коэффициенте подачи насоса $\alpha_1 = 0,5$. В случае асимметричного цикла работы ДНУ с ЛМП для периода цикла и коэффициента подачи насоса будут справедливы уравнения:

$$T_{\text{ас}} = S / \pi D_{\text{ср}} (1 - C) / n_{6 \text{ вн}} \quad (5.30)$$

или

$$T_{\text{ас}} = S / \pi D_{\text{ср}} (1 - C) / n_{6 \text{ вв}} \quad (5.31)$$

и

$$\alpha_{\text{ас}} = 1 - C(1 - \alpha_1),$$

где $C = n_{6 \text{ вн}} / n_{6 \text{ вв}}$ – коэффициент асимметричности цикла, т.е. отношение частот вращения бобины при спуске и подъеме плунжера.

Из графиков (см. рис. 5.8) видно, что производительность ДНУ с ЛМП при $C = 0,5$ выше, чем при $C = 1$ и $C = 1,5$. Таким образом, асимметричность цикла влияет на производительность ДНУ при любой длине хода плунжера. Если плунжер не выходит из-под динамического уровня жидкости, то это влияние более сильно.

Для асимметричного цикла работы ДНУ справедливы следующие уравнения для расчета ее производительности:

при $S = h_{\text{п}}$

$$Q = \pi D_{\text{ср}} n_{6 \text{ вн}} f_{\text{п}} [(1 - C(1 - \alpha_1)) / (1 + C)]; \quad (5.32)$$

при $S \geq h_{\text{п}} + v_y T$

$$Q = [f_{\text{п}} (1 - C(1 - \alpha_{\text{св}})) (h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}})] / [(2S(1 + C) / \pi D_0 n_{6 \text{ вн}} [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] + T_{\text{п}})]; \quad (5.33)$$

при $S \leq h_{\text{п}} + v_y T_{\text{в}}$

$$Q = [f_{\text{п}}(1 - C(1 - \alpha_1))S] / [(2S(1 + C) / \pi D_0 n_0 \text{вн} [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\text{п}}]. \quad (5.34)$$

Уравнения (5.33) и (5.34) являются общими зависимостями $Q(S)$ для всех рассмотренных случаев. Приняв соответствующие значения C и $T_{\text{п}}$, можно получить зависимость производительности от длины хода плунжера при симметричном ($C = 1$) и асимметричном ($C \neq 1$) циклах, при непрерывной ($T = 0$) и периодической ($T \neq 0$) работе установки.

5.8. НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА УСТАНОВКУ

В процессе работы ДНУ с ЛМП на нее действуют статические нагрузки от веса столба жидкости $G_{\text{ж}}$, веса ленточного механизма подъема $G_{\text{л}}$, веса груза-утяжелителя и плунжера $G_{\text{тр}}$, сил трения $G_{\text{тр}}$ и сил давления на плунжер $G_{\text{р2}}$, обусловленные избыточным буферным давлением и перепадами, возникающими при разрыве и сближении столбов жидкости.

При этом возможны три случая сочетания действующих нагрузок:

длина хода плунжера меньше или равна глубине погружения плунжера под динамический уровень жидкости в скважине, т.е. $S \leq h_{\text{п}}$ (рис. 5.9);

длина хода плунжера больше глубины погружения, но меньше удвоенного значения глубины погружения, т.е. $h_{\text{п}} < S < 2h_{\text{п}}$ (рис. 5.10);

длина хода плунжера больше удвоенного значения глубины погружения.

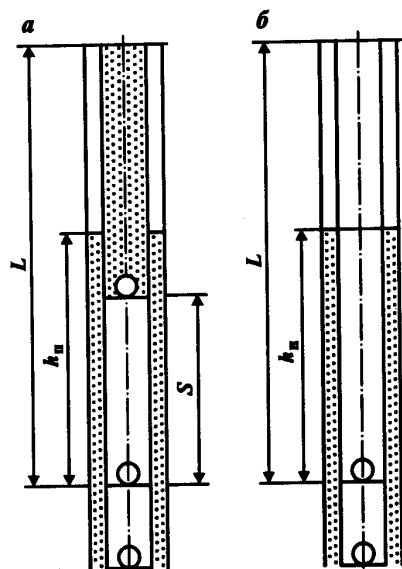


Рис. 5.9. К расчету нагрузок, действующих на установку:
а – при $S < h_n$; б – $S = h_n$

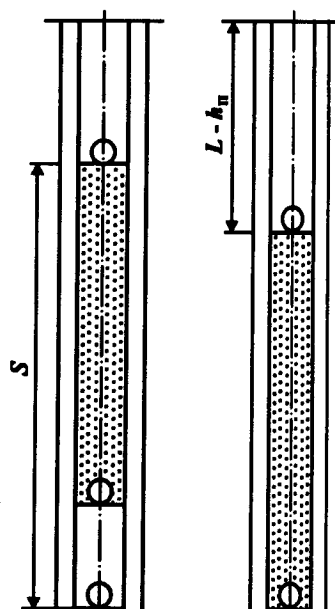


Рис. 5.10. К расчету нагрузок, действующих на установку
при $h_n < S < 2h_n$

Теоретические динамограммы работы ДНУ с ЛМП для всех трех случаев показаны на рис. 5.11. На динамограммах указаны расчетные нагрузки в точке набегания тяговой ленты на барабан для характерных позиций плунжера: 1, 2 – нижняя и верхняя мертвые точки; 3, 4 – точки входа и выхода плунжера из-под динамического уровня; 5 – положение плунжера, когда уровень поднимаемой жидкости достигнет устья скважины. Погружение принято равным 200 м.

Анализ статических нагрузок показывает, что они мало изменяются при перемещении плунжера в пределах погружения под уровень жидкости и существенно зависят от длины хода при выходе плунжера из-под динамического уровня.

По мере увеличения S происходит значительное снижение нагрузок при ходе вверх, хотя снятие нагрузки от столба жидкости происходит не сразу. Одновременно с этим перераспределяются значения нагрузок. Если при $S < h_n$ максимальная нагрузка возникает в начале хода плунжера вверх, то при $S > h_n$ она возрастает и достигает максимума при

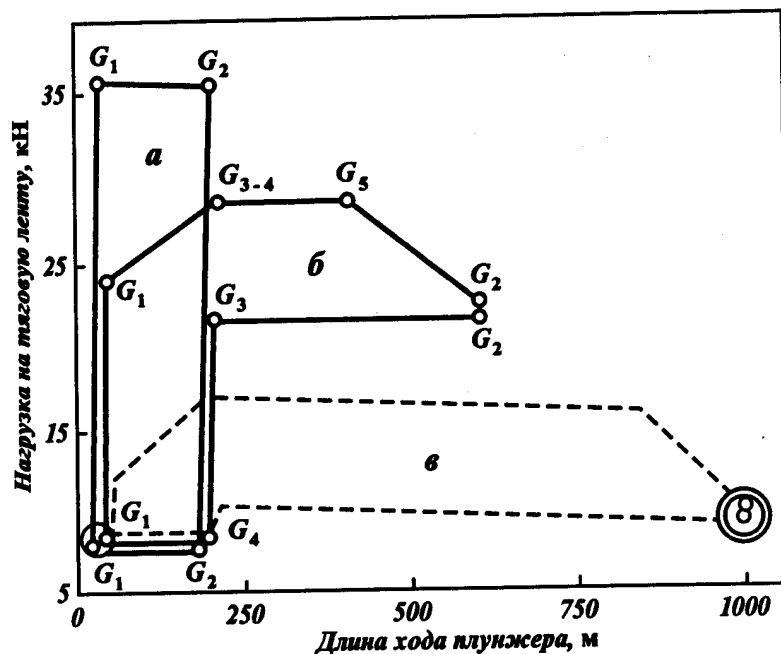


Рис. 5.11. Теоретические динамограммы ДНУ с ЛМП для случаев: $a - S < h_{\text{п}}$; $b - h < S < 2h_{\text{п}}$; $v - S > 2h_{\text{п}}$; G_1, G_2, G_3, G_4, G_5 – расчетные нагрузки в точке набегания тяговой ленты на барабан для характерных позиций 1, 2, 3, 4, 5

прохождении позиций 3, 4, 5. Амплитудное значение нагрузок также мало изменяется при $S < h_{\text{п}}$ и снижается с увеличением длины хода при $S > h_{\text{п}}$, особенно при $S > 2h_{\text{п}}$. В режиме свабирования с длиной хода плунжера, равной глубине подвески насоса, максимальные и амплитудные нагрузки уменьшаются в 3 раза по сравнению с нагрузками для случая $S < h_{\text{п}}$.

Динамические нагрузки в ДНУ с ЛМП относительно невелики из-за характерных особенностей установки. Избыточная динамическая нагрузка пропорциональна относительной скорости движения плунжера и составляет около 10 % максимальной нагрузки.

5.9. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

В качестве цилиндра насоса и подъемной колонны используются стальные бесшовные насосно-компрессорные трубы, гладкие с высаженными наружу концами, изготовленные по ГОСТ 633–88. Трубы и муфты не должны иметь раковин, закатов, расслоений, трещин, вмятин и других механических нарушений.

На концах НКТ должны быть выполнены фаски под углом 30–40° к оси трубы. Во избежание заклинивания плунжера насосно-компрессорные трубы должны быть откалиброваны с помощью шаблона на овальность.

Выбор НКТ. Работа ДНУ с ЛМП характеризуется изменением нагружения колонны труб и ленточного механизма подъема в течение цикла. При ходе вверх ленты и плунжера трубы испытывают внутреннее гидростатическое давление как в радиальном, так и в осевом направлении. В радиальном направлении давление передается боковой поверхности труб, а в осевом – на поверхность, равную разности площадей канала трубы и плунжера насоса.

При ходе ленты и плунжера насоса вниз гидростатическое давление в осевом направлении передается на всю площадь канала трубы. На колонну насосно-компрессорных труб также действует осевая нагрузка от веса труб. Вес ленты в нормальных условиях на колонну не передается, однако в аварийной ситуации, когда происходит обрыв ленты, нагрузка на колонну увеличивается. При расчете следует принимать, что вся нагрузка от веса ленты, плунжера и груза-утяжелителя передается трубам.

Расчет на прочность. Исходные данные для расчета:

1. Конструкция эксплуатационной колонны:
 - глубина скважины H , м;
 - внутренний диаметр обсадной колонны D_0 , мм;
 - интервалы и интенсивность искривления ствола скважины от устья, градус/10 м.
2. Технологический режим работы скважины:
 - предполагаемый отбор жидкости из скважины (дебит или подача насоса) $Q_{\text{ж}}$, м³/сут;
 - длина колонны НКТ L , м;
 - уровень (динамический) жидкости в скважине $L_{\text{д}}$, м;
 - устьевое и забойное давления p_2 , p_c , МПа;
 - плотность жидкости в скважине ρ , кг/м³;
 - давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}$, МПа;
 - средняя площадь сечения ленты $F_{\text{л}}$, м²;

вес модульных плунжеров $q_{пл}$, Н;
 вес груза-утяжелителя $q_{гр}$, Н;
 вес ленты $q_{л}$, Н;
 площадь плунжера насоса $F_{пл}$, м².

Растягивающая нагрузка, действующая в верхней части произвольной i -й секции,

$$G_{p(k)} = \sum l_i (q_i + q_{жи})g + g(L - \sum l_i)q_i + q_{л}g + q_{гр}g + q_{пл}g, \quad (5.35)$$

где l_i – длина i -й секции, м; q_i – масса 1 м трубы i -й секции, кг/м; $q_{жи}$ – масса 1 м жидкости в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными трубами и лентой, кг/м; $q_{л}$ – масса ленты в колонне, кг; g – ускорение свободного падения, м/с²; $q_{гр}$ – масса груза утяжелителя, кг; $q_{пл}$ – масса плунжера, кг.

Масса 1 м жидкости в кольцевом пространстве

$$q_{жи} = \rho(F_{bi} - F_{шти}),$$

где F_{bi} – площадь канала трубы i -й секции; $F_{шти}$ – площадь поперечного сечения штанг, м²; ρ – плотность жидкости внутри колонны.

Внутреннее давление $p_{вн}$ определяется как разность гидростатических давлений внутри колонны и за колонной насосно-компрессорных труб.

На участке колонны от устья до динамического уровня жидкости в скважине внутреннее давление изменяется пропорционально длине участка:

на участке $0 < l < L_d$ $p_{вн} = \rho g l$;

на участке $L_d < l < L$ $p_{вн} = \rho g L_d$,

где l – расстояние до рассматриваемого сечения.

3. Методика расчета колонны НКТ

Диаметр и длину НКТ выбирают с учетом условий эксплуатации и технологических ограничений: динамического уровня, отбора жидкости из скважины, давления насыщения нефти газом и др.

Общая глубина спуска насоса

$$L = L_d + p_{п}/\rho g, \quad (5.36)$$

где L_d – динамический уровень жидкости в скважине, м; $p_{п}$ – давление на приеме насоса (или давление насыщения), Па.

Длину секций колонны НКТ определяют из условия прочности на растяжение. Стрэгивающие $Q_{ст}$ и растягивающие $Q_{т}$ нагрузки рассчитывают по формулам:

$$Q_{\text{ст}} = \pi D_{\text{ср}} b_{\text{т}} \sigma_{\text{т}} 10^{-3} / [1 + \eta D_{\text{ср}} / 2l_{\text{р}} \text{ctg} (\alpha + \varphi)]; \quad (5.37)$$

$$Q_{\text{т}} = \pi D S \sigma_{\text{т}} 10^{-3}, \quad (5.38)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр сечения по впадине 1-го витка резьбы (в основной плоскости), мм; $b_{\text{т}}$ – толщина стенки трубы по впадине того же витка резьбы, мм; $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала труб, МПа; η – коэффициент разгрузки, $\eta = b_{\text{т}} / S + b_{\text{т}}$; $l_{\text{р}}$ – длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм; α – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, равный 60° ; φ – угол трения, принимаемый в расчетах, равный 7° ; S – толщина стенки трубы, мм.

Средний диаметр сечения по впадине 1-го витка резьбы

$$D_{\text{ср}} = D - 2h - b_{\text{т}},$$

где D – наружный диаметр трубы, мм; h – глубина резьбы, мм.

Критическая длина колонны, при которой происходит потеря устойчивости нижнего участка,

$$l_{\text{кр}} = 2,55[El_0(q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})^2]^{1/3} / \Upsilon_{\text{ж}}(F_{\text{пл}} - F_{\text{л}}), \quad (5.39)$$

где $l_0 = \pi / 64(D^4 - d^4) + ab^3 / 12$ – осевой момент инерции труб и ленты, м^4 ; q – вес 1 м трубы, Н/м; $q_{\text{л}}$ – вес 1 м ленты, Н/м; $q_{\text{ж}} = \Upsilon_{\text{б}}(F_{\text{т}} - F_{\text{л}})$ – вес жидкости внутри колонны труб, Н/м ($F_{\text{т}}$ – площадь проходного канала труб, м^2); $F_{\text{пл}}$ – площадь плунжера, м^2 ; $F_{\text{л}}$ – площадь сечения ленты, м^2 ; D , d – наружный и внутренний диаметры труб, м; a – ширина ленты, м; b – толщина ленты, см.

Если $L > l_{\text{кр}}$, то для повышения устойчивости целесообразно в нижней части колонны устанавливать толстостенные трубы или применять хвостовик. Вес хвостовика, при котором $L = l_{\text{кр}}$, определяют из выражения

$$Q_{\text{хв}} = \Upsilon_{\text{ж}}(F_{\text{пл}} - F_{\text{л}})L - 2,55[El_0(q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})^2]^{1/3}. \quad (5.40)$$

При $L > l_{\text{кр}}$ длина искривленного участка

$$l_{\text{и}} = 4,65[El_0 / (q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})]^{1/3}. \quad (5.41)$$

Чтобы обеспечивать устойчивость и прямолинейность по всей длине колонны, наибольшее значение

$$Q_{\text{хв}} = (F_{\text{пл}} - F_{\text{л}})\Upsilon_{\text{ж}}L. \quad (5.42)$$

Для наклонно направленных и искривленных скважин расчет колонн НКТ производится по вышеприведенным формулам, как и для вертикальных скважин, но при коэффициенте запаса прочности

$$n_1^1 = n_1 / (1 - n_1 C_0 \alpha), \quad (5.43)$$

где $n_1 = 1,3$ – нормативный коэффициент запаса прочности; α – интенсивность искривления, град/10 м;

$$C_0 = ED_{\text{нкт}} / 2 \cdot 573 \sigma_T, \quad (5.44)$$

здесь E – модуль упругости, МПа (для стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа); $D_{\text{нкт}}$ – наружный диаметр трубы, м; σ_T – предел текучести, МПа.

Таблица 5.1

Характеристики ЛМП

Толщина и ширина, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Масса 1 м, кг/м	Толщина и ширина, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Масса 1 м, кг/м
2 × 45	90	0,7065	3,5 × 45	157,5	1,2364
2,5 × 45	112,5	0,8831	3,5 × 95	332,5	2,6101
3,0 × 50	150	1,1775	3,2 × 50	160	1,2560

При расчете конкретной колонны следует использовать данные определенного месторождения. Геометрические и весовые характеристики ленты приведены в табл. 5.1.

Плунжер ДНУ – один из основных элементов ДНУ с ЛМП, от которого зависит работоспособность и надежность установки [172]. Поэтому работы по его совершенствованию продолжаются. Эффективность работы плунжера определяли экспериментальным путем.

В процессе опытных работ было изучено влияние конструктивных факторов на степень перекрытия внутренней полости насосно-компрессорных труб уплотнительным элементом плунжера – пакером, а также проверялась герметизирующая способность пары плунжер – НКТ.

Для исследования был выбран плунжер (рис. 5.12), который состоит из верхней присоединительной головки 1, уплотнительных элементов-пакеров 2, нагнетательного клапана 3 и нижней присоединительной головки 4.

Схема уплотнительного элемента-пакера приведена на рис. 5.13.

На герметизирующую способность пакера оказывают влияние толщина и количество поперечных перегородок, расстояние между перегородками и соосность пакера и трубы. В разработанной конструкции пакера для насосно-компрессорных труб диаметром 60 и 73 мм принято пятикратное перекрытие потока жидкости с расстоянием между перегородками 8 и 15 мм.

Результаты стендовых испытаний показали, что при изменении угла наклона НКТ в пределах от 0 до $1^{\circ} 20'$ утечки через пакер увеличиваются по линейному закону с темпом 0,3 % утечек на $1'$ угла наклона.

При дальнейшем увеличении наклона пакера утечки резко возрастают. Для прямолинейной колонны труб и разработанной конструкции плунжера длинноходового насоса коэффициент подачи насоса изменяется в зависимости от скорости подъема плунжера (табл. 5.2), а максимальный угол наклона и утечки жидкости зависят от длины плунжера.

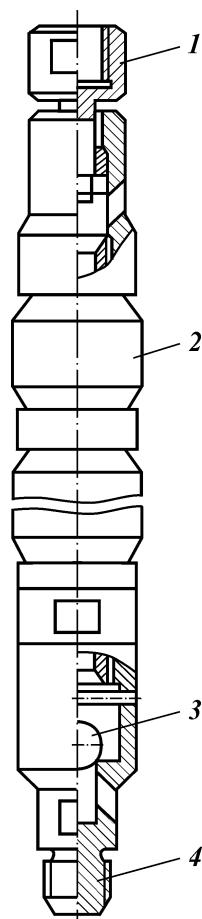
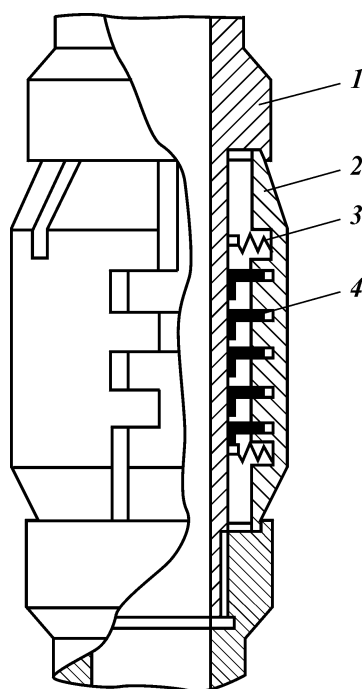


Рис. 5.12. Схема плунжера ДНУ с ЛМП

Рис. 5.13. Схема уплотнительного элемента – пакера ДНУ с ЛМП:

1 – корпус; 2 – вкладыш; 3 – пружины; 4 – перегородки



Длина плунжера, мм	200	1000	1400	2000	2600
Угол наклона плунжера к оси трубы	1° 36'	0° 19'	0° 11'	0° 9'	0° 7'
Утечки жидкости, %	18,50	7,0	4,0	3,2	2,6

Обработка данных стендовых испытаний позволила получить общие аналитические выражения для расчета утечек в виде

$$Q_{\text{ут}} = f_{\text{ш}} (2\Delta p / \rho \xi N)^{0,5}, \quad (5.45)$$

где Δp – перепад давления на пакере; ρ – плотность жидкости; N – число пакеров в плунжере; ξ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления одного пакера; $f_{\text{ш}}$ – площадь трубы. (Для пакера диаметром 62 мм $\xi = 18\,400$.)

Таблица 5.2

Зависимость коэффициента подачи насоса от скорости подъема плунжера

Скорость подъема плунжера, м/с	Перепад давления, МПа	Число пакеров в плунжере	Коэффициент подачи насоса
0,6	4,0	7	0,78
		14	0,85
		21	0,88
	8,0	7	0,70
		14	0,78
		21	0,82
	12,0	7	0,62
		14	0,73
		21	0,78
	4,0	7	0,89
		14	0,92
		21	0,94
1,2	8,0	7	0,85
		14	0,89
		21	0,91
	12,0	14	0,87
		21	0,89
	4,0	14	0,92
		21	0,94
	8,0	7	0,85

Уплотнение плунжера в трубах достигается прижатием уплотнительных элементов – вкладышей 2 к внутренней стенке трубы под действием пружин 3 (см. рис. 5.13). Образующиеся при выдвигании уплотнительных элементов боковые щели между ними перекрываются поперечными выступами вкладышей 2, выдвигающихся из продольных пазов под действием пружин 3. Рассмотренная конструкция плунжера изготовлена и внедрена в ОАО "Оренбургнефть".

В табл. 5.3 приведено насосное оборудование опытного участка, где внедрен описанный выше плунжер. Видно, что в скважины, оборудованные ДНУ, как правило, спускают два 4-модульных плунжера диаметром 50 мм, между плунжерами устанавливают колонну штанг диаметром 19 мм и длиной 120–160 м. Колонны штанг между плунжерами играют роль утяжелителя для плунжера. Такое расположение плунжеров позволяет получить коэффициент подачи насоса для 4-модульного плунжера до 0,76–0,80.

Подача насосов на опытном участке от 10 до 40 м³/сут; длина хода плунжера 90–100 м, продолжительность хода вверх 80–190 с, вниз 180–240 с. Продолжительность паузы между ходами вверх и вниз составляет от 6 до 600 с, число циклов за сутки 150–270.

Продолжительность работы предложенных плунжеров в скважине достигла более 1,5 лет, после чего их заменяют.

При большом количестве плунжеров в скважинном насосе сила трения доходит до 100 Н.

Таблица 5.3

Характеристика насосного оборудования опытной установки

Номер скважины	Тип ленты	Тип глубинного оборудования
101	ДНУ с ЛМП ВНИИМетмаша	Лента из стали марки 30ХГСА сечением 45×3,5 мм термообработанная, два плунжера 4-модульные диаметром 50 мм, 15 штанг Ш19, лента длиной 1000 м
304	То же	Лента из стали марки ЧС-38 сечением 50×3,0 мм термообработанная, два плунжера 4-модульные, 10 штанг Ш19
776	"	Лента из стали марки ЧС-38 термообработанная сечением 50×3,0 мм, два плунжера 4-модульные, 25 штанг Ш19
274	"	Лента из стали сечением 45×35 мм, один плунжер 4-модульный, 10 штанг Ш19, лента длиной 1100 м
777	ДНУ с ЛМП "Лидан инжиниринг"	Лента из стали марки 30 ХГСА сечением 50×3,0 мм, два плунжера 4-модульные, 20 штанг Ш19, лента длиной 1060 м
779	То же	Лента из стали марки ЧС-44 сечением 45×3,5 мм, два плунжера 4-модульные, 20 штанг Ш19, лента длиной 1060 м

Наработка плунжера диаметром 50 мм составила 738 сут, а плунжера диаметром 62 мм – 502 сут (скв. 777).

В ходе исследований:

установлено влияние толщины поперечных перегородок, их количества, а также расстояния между перегородками и соосности пакера и трубы на утечки жидкости между пакером и НКТ;

проведена серия опытов по выявлению герметизирующей способности плунжера, собранного из ряда последовательно размещенных пакеров;

разработана и внедрена специальная конструкция плунжера глубинного насоса, обеспечивающего сохранение герметичности пары поршень – цилиндр до полного износа уплотнительных элементов, выполненных из износостойких и прочных материалов;

практика показала, что в скважины, оборудованные ДНУ с ЛМП, лучше спускать по два 4-модульных плунжера с установкой между плунжерами колонны штанг длиной 120–160 м.

5.10. КОНСТРУКЦИЯ КЛАПАННОГО УЗЛА

Нагнетательный клапанный узел ДНУ с ЛМП состоит из следующих основных элементов (рис. 5.14): корпуса клапанной коробки 4, седла 6, шарового клапана 5, нижней присоединительной головки 7, окон 8 для входа жидкости в надклапанную зону, ограничителя перемещения шарового клапана в клапанной коробке 3, груза 10 для перемещения плунжера с нагнетательным клапаном вниз, шплинтового соединения плунжера с грузом 9 и верхнего соединения клапанного узла с полым корпусом пакера 1 с установленными на нем подпружинными плашками 2 с перегородками.

5.11. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДНУ С ГИБКИМ ТЯГОВЫМ ЭЛЕМЕНТОМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДНУ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ ЭТАПЕ

Первый опытный образец ДНУ с ЛМП был установлен на скв. 259 Покровского месторождения в 1977 г. Скважина имела следующую характеристику: диаметр обсадной колонны 168 мм; глубину скважины 2360 м; обводненность продукции 99 %; статический уровень 148 м; коэффициент продуктивности 1–6 м³/(сут·МПа); плотность пластовой жидкости 1132 кг/м³.

В скважину были спущены НКТ диаметром 73 мм с райбированными торцами, проверенные шаблоном диаметром 60 мм. Приемный клапан был установлен на глубине 798 м. На штангах длиной 192 м был спущен плунжер, затем прикреплен лента 0,8×50 мм и с помощью самой установки произведен дальнейший спуск плунжера до глубины 780 м.

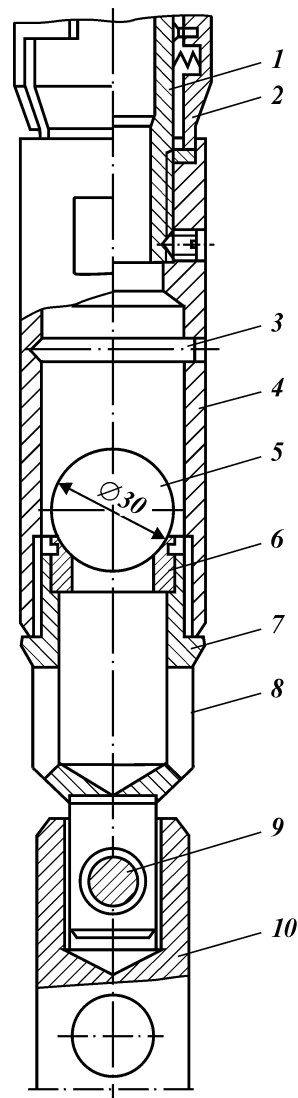
Первое испытание установки в автоматическом режиме при длине хода 95 м показало возможность проведения детальных исследований ее работы. Наблюдалась интенсивная подача жидкости в замерную емкость при сравнительно спокойных режимах работы установки.

В процессе испытаний проводилось изменение скорости подъема плунжера в пределах от 0,41 до 1,77 м/с. Продолжительность одного цикла изменялась от 2 мин 34 с до 5 мин 40 с.

Подача жидкости в сутки достигла 170 м³, за один цикл – 0,296 м³.

Применявшаяся в первых испытаниях лента имела вторую группу прочности ($\sigma_b = 1600 \div 1900$ МПа). Испытания образца этой ленты на разрывной машине показали: $\sigma_b = 1850$ МПа, предельная нагрузка 75 кН. Однако в ходе испытаний после 20-суточной работы установки произошел обрыв ленты в месте заделки нижнего конца при нагрузке около 20 кН. По внешнему виду излома разрушение носило усталостный характер. В дальнейшем испытания на скважине продолжались при других длинах хода на различных режимах работы. Использовались термически обработанные ленты размером 0,8×50 и 1,0×50 мм из стали марки 65Г заводского изготовления. В ходе испытания была установлена достаточно высокая надежность работы ДНУ с ЛМП. Вместе с тем обнаружены и некоторые недостатки. При работе установки с заводской лентой происходит обрыв ее после 500–4000 циклов. Термический отпуск ленты при 500 °С позволил существенно повысить ее работоспособность.

В процессе испытаний были отмечены три отказа, связанные с обрывом клиновых ремней на приводе и выходом из строя деталей станции управления. После 196 сут работы установка была демонтирована в связи с переходом на испытания ДНУ с ЛМП в малообводненной скважине. Испытаниями установлено также, что уплотнение устья



5.14. Нагнетательный клапан

скважины обычным способом с помощью мягкой набивки, прижимаемой сверху грунтовой, не обеспечивает требуемой герметичности.

Испытание модифицированного опытного образца ДНУ производилось на скв. 785 Бобровского месторождения. Продукция скважины была обводнена на 15 % (по объему), статический уровень находился на глубине 440 м.

Наземный привод опытного образца не имел направляющего ролика. Бобина размещалась непосредственно над устьем скважины, а редуктор и двигатель были закреплены на раме, которая могла быть отодвинута в случае подземного ремонта скважины. Направляющим устройством для входа ленты в сальник служил каток диаметром 180 мм.

Максимальная глубина спуска плунжера составляла около 570 м.

Испытание установки проводилось на следующих режимах: длина хода плунжера 86–104 м; интервал движения 432–536 м; длительность цикла 4,3–4,6 мин.

За время испытания отмечены случаи отключения установки из-за дефектов в станции управления. Ни одного обрыва ленты не наблюдалось.

После усовершенствования привода испытания ДНУ с ЛМП проводились на скв. 726 Покровского месторождения. Новый опытный образец ДНУ не имел принципиальных отличий от предыдущих конструкций. Скважина оборудована эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, насосно-компрессорными трубами диаметром 60 мм, плунжером под трубу диаметром 60 мм. Обводненность продукции 34 %, статический уровень 450 м. Тяговый элемент был собран из трех кусков ленты, соединенных клиновыми зажимами. Верхний и средний участки ленты имели толщину 1,0 мм, нижний – 0,8 мм. Все рулоны ленты были термообработаны. Максимальная глубина спуска плунжера 910 м.

Установка была запущена в работу со следующими рабочими параметрами: длина хода плунжера 238 м; интервал движения плунжера 672–910 м; продолжительность цикла 12,5 мин; теоретическая подача насоса 86 м³/сут.

Подача жидкости осуществлялась в сборную линию с обратным клапаном. Дебит скважины контролировался на замерной установке и составлял 72 м³/сут. Через 9 сут работы произошел обрыв ленты в верхнем зажиме среднего куска ленты. В месте обрыва обнаружено сужение ленты от 50 до 44–46 мм.

В связи с обрывом ленты была уменьшена нагрузка на тяговый элемент за счет спуска НКТ меньшего диаметра и плунжера под этот лифт. Подвеска плунжера включала штанги диаметром 19 мм, длиной 152 м и три куска ленты 1,0×50 мм длиной 210, 660 и 107 м, соединенных между собой клиновыми зажимами.

Опробование установки проводилось в следующем режиме: длина хода плунжера 88 м; продолжительность цикла 4,5 мин; подача насоса 59 м³/сут.

Через 30 сут подача жидкости прекратилась. Произведенный подземный ремонт показал, что произошел отворот плунжера от полуштанги.

К середине 1995 г. ДНУ с ЛМП были смонтированы на скв. 101, 776, 274, 304, 777, 779 Покровского месторождения. Отечественные приводы были смонтированы на скв. 101, 274, 304, 776. На ДНУ с ЛМП использована металлическая лента размером 1,5×45 мм из стали марки 30ХГСА. Нарботка ленточного механизма подъема без обрыва достигла 7010 ч (292 сут). Ленточные элементы выдержали до 19 271 рабочего цикла.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

ОАО "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью и другими организациями в течение ряда лет проводит промышленные испытания различных конструкций длинноходовых насосных установок. На 01.01.95 г. в эксплуатации находились шесть ДНУ, имеющих на четырех скважинах механические и на двух скважинах гидравлические приводы.

Плунжеры ДНУ представляют собой многосекционные подпружиненные уплотнительные элементы, закрепленные на специальной трубе, снабженной стандартным клапанным узлом от скважинного плунжерного насоса. В качестве цилиндра насоса используется колонна НКТ (60×5 или 73×5,5). Испытаны два типа плунжеров диаметром 50 и 62 мм. На подвеске стальной ленты одновременно были установлены два и более плунжера, которые находились на расстоянии 100–500 м друг от друга. Число плунжеров на одной подвеске определяется потребным напором насоса и длиной подвески.

Количество груза под плунжерами для преодоления силы трения определяли исходя из значения суммарной силы трения, действующей на плунжеры. В качестве груза использовали обычные насосные штанги диаметром 19 мм в количестве 15–20 шт.

Тяговым элементом установки служила стальная лента сечением 45×2, 45×3, 45×3,5 или 50×3, изготовленная из стали марки 30ХГСА. Длина ленты в одной бобине составляла 1100 м.

Испытаны устьевые сальники трех типов, уплотнительные элементы которых поджимались к движущейся ленте усилием пружины или давлением откачиваемой жидкости.

Для приема и перемотки ленты с ДНУ были изготовлены агрегаты на шасси автомобиля КраЗ, зажимы ленты, устройство для соединения ленты со штангой и другие приспособления, необходимые для обслуживания ДНУ. С целью выявления микротрещин на ленте на ремонтной базе перед вывозом ее на скважину производили дефектоскопию на специальном стенде. Для оценки переменного усилия на тяговом механизме был сконструирован прибор, позволяющий фиксировать изменения усилия во времени на динамограмме и визуально наблюдать за нагрузкой.

Измерение энергетических параметров производили с помощью комплекта стандартных измерительных приборов. Уровень жидкости в скважине определяли прибором СКУ-1.

Замер производительности ДНУ через установку "Спутник" не вызывает каких-либо затруднений, но следует учесть, что продолжительность замера должна быть кратной целому числу продолжительности одного цикла работы ДНУ. Следовательно, для проведения замеров дебита данной скважины необходимо знать продолжительность одного цикла работы ДНУ.

При исследовании работы установки с механическим приводом (скв. 776) специальным приемом динамометрирования были выявлены силы трения в системе труба – плунжер – лента при ходе вверх и вниз, а также в устьевом сальнике. На динамограммах сумма сил трения при ходе вверх двух плунжеров диаметром 50 мм, каждый из которых составлен из четырех элементных подпружиненных (пакерных) уплотнений, а также ленты, достигала 3,21–3,74 кН, а при ходе вниз – 2,5–2,67 кН, на устьевом сальнике 0,6–0,7 кН. Значительное превышение суммы сил трения при ходе плунжера вверх над суммой сил трения при ходе плунжера вниз означает, что уплотнительные элементы (пакеры) плунжера прижимаются к стенке цилиндра (насосно-компрессорной трубы) не только за счет усилия пружины сжатия, но и за счет разности давления жидкости по обе стороны уплотнительного элемента.

При запуске ДНУ в работу колебаний нагрузки на ленту тягового механизма не возникает. Максимальная нагрузка на ленту ДНУ с механическим приводом достигается через 2–2,5 с после запуска, а на установке с гидравлическим приводом – через

3–4 с. Это означает, что установка с гидравлическим приводом более эффективна для работы ленточного тягового механизма. На такой установке предусмотрена возможность плавного регулирования скорости движения плунжера от 0 до 1,5 м/с как при ходе вверх, так и при ходе вниз, а также плавного регулирования длины хода плунжера. ДНУ с механическим приводом имеет одну скорость движения плунжера вверх, но при этом возможно плавное регулирование длины хода плунжера путем изменения положения конечных выключателей.

При эксплуатации ДНУ с механическим приводом было выявлено, что по показаниям счетчиков активной энергии и ваттметра при ходе плунжера вниз происходит генерация активной мощности. Это связано с тем, что скорость движения плунжера вниз соответствует режиму свободного падения в жидкости, что приводит к увеличению числа оборотов ротора асинхронного электродвигателя по сравнению с его номинальным значением. В данном случае электродвигатель работает в режиме асинхронного генератора с выдачей в сеть активной мощности и потреблением реактивной. Наличие такого режима работы несколько ухудшает средневзвешенный коэффициент мощности установки. Значение генерируемой и выдаваемой в сеть электроэнергии для ДНУ с механическим приводом составило от 7,6 до 10,4 % потребляемой. Однако при эксплуатации ДНУ с гидравлическим приводом (установка фирмы "Лидан инжиниринг", Швеция) при ходе плунжера вниз генерации активной мощности в электродвигателе с выдачей ее в электросеть не выявлено. Длинноходовая насосная установка производства этой фирмы является механизмом с гидравлическим объемным приводом и предназначена для применения в качестве привода плунжера скважинного насоса с длиной хода до 200 м. Емкость барабана этой установки рассчитана на 1500 м стальной ленты сечением 45×3,5. Гидромоторный привод с рабочим колесом и тормозной системой скомпонованы в одном передвижном блоке, установленном на фундаменте с двумя направляющими рельсами. Максимальное натяжение гидропривода 120 кН.

В зависимости от характеристики скважины, обслуживаемой данной установкой, рабочий цикл привода насоса может быть запрограммирован для выполнения работы в автоматическом режиме с установленными параметрами длины хода, скорости спуска и подъема, времени переключения при реверсировании, времени выдержки плунжера насоса в крайних положениях. По мере приобретения опыта эксплуатации и навыков исследования

работы ДНУ стало возможным сравнить работу этих установок различных типов и выявить общие закономерности.

Длина хода плунжеров насосов (табл. 5.4) обеспечивала их работу в погружном состоянии под динамическим уровнем жидкости в скважине. Видно, что ДНУ работали в большом диапазоне подачи насоса – от 2 до 82 м³/сут. При малых подачах насоса (менее 5 м³/сут) резко увеличивается удельный расход электроэнергии на подъем 1 т жидкости и снижается коэффициент подачи насоса. Удельный расход электроэнергии возрастает при снижении уровня жидкости в скважине и при отложении парафина и смол в подъемной трубе (скв. 777). Длинноходовые насосные установки обеспечивали достаточно высокий коэффициент подачи насоса от 0,55 до 0,79. Среднее значение удельных затрат электроэнергии при подъеме жидкости при динамическом уровне от 630 до 850 м с помощью ДНУ составляет 6,1–7,0 кВт·ч/т. В этом же интервале уровней жидкости в скважине на подъем также 1 т жидкости с помощью стандартного станка-качалки удельные затраты электроэнергии по данным ОАО "Оренбургнефть" составили 7,64 кВт·ч/т. Конструкцией ДНУ с механическим и гидравлическим приводами предусмотрена возможность передвижения плунжера в ручном режиме в интервале хода и до устья скважины. При эксплуатации ДНУ эта возможность использовалась для очистки от парафиносмолистых отложений стенки подъемной трубы. Однако ступенчатая колонна подъемных труб диаметром 60 или 73 мм не позволяет выполнить эту операцию в полном объеме. На скважинах, оборудованных ДНУ, использовалась также дозированная подача химического реагента через затрубное пространство. Не приводя данных о наработках и отказах, укажем, что срок службы плунжера для ДНУ и стальной ленты к ней соизмерим со сроком службы скважинного штангового насоса.

При эксплуатации ДНУ был выявлен также ряд недостатков, в том числе:

отсутствие надежной конструкции уплотнения движущейся стальной ленты в устьевом сальнике (быстрый износ уплотнительных элементов и неполное снятие нефтяной пленки с поверхности стальной ленты);

Таблица 5.4

Сравнительная таблица показателей работы ДНУ и ШСНУ

Номер скважины	Типоразмер установки	Подача насоса, м ³ /сут	Длина хода плунжера, м	Расход активной электроэнергии, кВт·ч/сут	Уровень жидкости в скважине, м	Удельный расход электроэнергии на подъем жидкости, кВт·ч/т	Коэффициент подачи насоса	КПД установки, %
777	8СК, насос НСН2Б-57	21,84	3,0	91,6	620	4,93	0,516	38,0
316	8СК, насос НСН2Б-44	13,60	1,8	100,8	840	7,64	0,565	33,7
777	Установка фирмы "Лидан инжиниринг", два плунжера диаметром 50 мм	36,25	95,0	189,6	630	6,10	0,780	31,3
		27,54	95,0	194,4	615	7,84	0,585	21,8
		28,60	95,3	201,6	855	7,0	0,618	25,5
274		47,60	134,50	319,7	800	6,28	0,550	34,8
280	ДНУ конструкции ВНИИнефти, два плунжера диаметром 50 мм	82,3	119,6	550,4	795	6,11	0,791	38,6
101	То же	3,87	78,2	24,0	750	8,1	0,237	27,0
		10,50	103,2	108,0	810	11,1	0,370	19,7
		6,44	115,0	43,2	849	7,45	0,200	33,6
779	Установка фирмы "Лидан инжиниринг", два плунжера диаметром 50 мм	59,8	100–30	190,8	372–500	3,65	–	43,7
Примечание. При работе на скв. 777 установки фирмы "Лидан инжиниринг" отмечено отложение парафина.								

недостаточная герметичность многосекционного плунжера при малой скорости движения вверх (менее 0,5 м/с);

повышенные вибрация и шум установки с механическим приводом.

Опыт эксплуатации позволил установить следующие особенности работы ДНУ:

существующие конструкции ДНУ с гидравлическим и механическим приводами, находящиеся в эксплуатации в ОАО "Оренбургнефть", вполне применимы для подъема жидкости из скважин с дебитом от 5 до 100 м³/сут;

при эксплуатации ДНУ с оптимальным погружением плунжера под динамический уровень жидкости обеспечивается достаточно высокий коэффициент подачи насоса от 0,55 до 0,79;

Удельные затраты электроэнергии на подъем 1 т жидкости с помощью ДНУ при сопоставимых условиях на 0,64–1,5 кВт·ч/т меньше по сравнению с ШСНУ.

ДНУ с гидравлическим приводом имеет определенные преимущества перед ДНУ с механическим приводом (возможность бесступенчатого регулирования скорости движения плунжера, бесшумная работа, малая вибрация установки).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ ДНУ

Устьевое уплотнение ленточного тягового элемента. Обычные сальниковые устройства для эксплуатации штанговых насосов не могут быть использованы для герметизации ленточного тягового элемента в длинноходовой насосной установке. Основные трудности уплотнения ленты возникают из-за наличия острых кромок, которые за короткое время прорезают эластичный уплотнительный элемент, нарушают его целостность и соответственно герметичность.

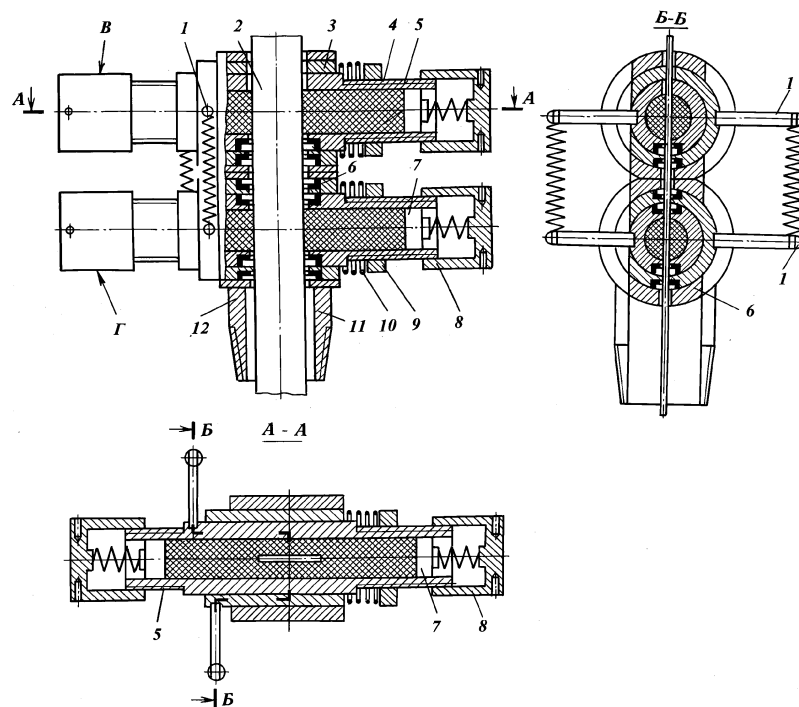


Рис. 5.15. Уплотнитель ленты ДНУ с ЛМП:

1 – рычаги; 2 – лента; 3, 4 – цилиндрические втулки; 5 – уплотнительный элемент; 6 – манжета; 7 – подпружиненные поршни; 8, 9 – нажимные гайки; 10 – пружина продольного перемещения; 11 – резьба соединения с устьевым оборудованием; 12 – корпус с уплотняющими блоками В и Г

В ОАО "Оренбургнефть" разработано новое устьевое уплотнение движущегося возвратно-поступательно гибкого элемента – ленты ДНУ [31].

На рис. 5.15 схематически изображено уплотнение ленты длинноходовой глубинно-насосной установки.

Уплотнение работает следующим образом. При движении ленты 2 уплотнительный элемент 5 сжимается в замкнутой камере, образованной внутренними поверхностями втулок 3 и 4, подпружиненными поршнями 7. Усилие сжатия регулируется гайкой 8, при этом происходит уплотнение ленты по всему ее периметру. Поворотные пружины, постоянно воздействуя на рычаги 1, вращают втулки 3 и 4 навстречу друг другу до контакта с лентой по ее ширине, крутящий момент регулируется

изменением длины рычагов 1 в зависимости от конкретных условий скважины.

Одновременно пружины 10 продольного перемещения сдвигают втулки 3 и 4 вдоль оси вращения до контакта с лентой по ее толщине с усилием, регулируемым с помощью нажимных гаек 9, замыкая камеру, образованную внутренними поверхностями втулок 3 и 4, с уплотняющим элементом по периметру ленты и автоматически копируя изменение ее сечения по ширине и толщине, тем самым препятствуя выносу уплотняющего элемента за пределы замкнутой камеры. При этом втулки 3 и 4 герметично разобщены между собой и корпусом 12 манжетами 6.

Уплотняющий блок совершает в корпусе 12 возвратно-поступательные движения, воспринимая поперечные колебания ленты, возникающие в процессе ее движения, и уменьшая их разрушающее влияние на уплотняющий элемент.

В результате такого исполнения устройства обеспечивается постоянный контакт с лентой втулок уплотняющего блока. Поджатие уплотняющего элемента осуществляется по толщине ленты, повышая надежность уплотнения в местах наибольшего его износа. Это увеличивает долговечность и надежность работы уплотнения.

Узел приемного клапана. Наличие "паузы" в работе установки приводит к накоплению газа, выделяющегося из нефти в приемном клапанном узле в полости подзапорного органа. Накапливающийся газ в начале хода плунжера вверх прорывается в цилиндр насоса. Это явление повторяется в каждом цикле работы. Попадание газа в цилиндр снижает коэффициент подачи насоса. На динамограммах работы ДНУ четко выявляется влияние газа на наполнение цилиндра насоса.

Известные шаровые клапаны и седла клапанов штанговых насосов не обеспечивают отвод газа при закрытом положении запорного органа.

Известно несколько конструкций газосепараторов для уменьшения влияния газа на работу погружных насосов. Однако они неудобны для применения и малоэффективны.

В ОАО "Оренбургнефть" были предложены новые технические решения по усовершенствованию клапанных узлов [172], позволяющие уменьшить влияние газа на работу насоса.

Конструкция узла приемного клапана приведена на рис. 5.16.

Клапанный узел состоит из корпуса 2, где размещен тарельчатый запорный орган 5 с седлом 6, являющимся переводной втулкой. Стержень 1 тарельчатого клапана скользит в отверстии направляющей втулки 3, где предусмотрены

специальные канавки для отводов механических примесей, попавших в кольцевой зазор между подвижным стержнем и отверстием втулки. На уровне запорного органа в седле предусмотрены радиальные каналы 8.

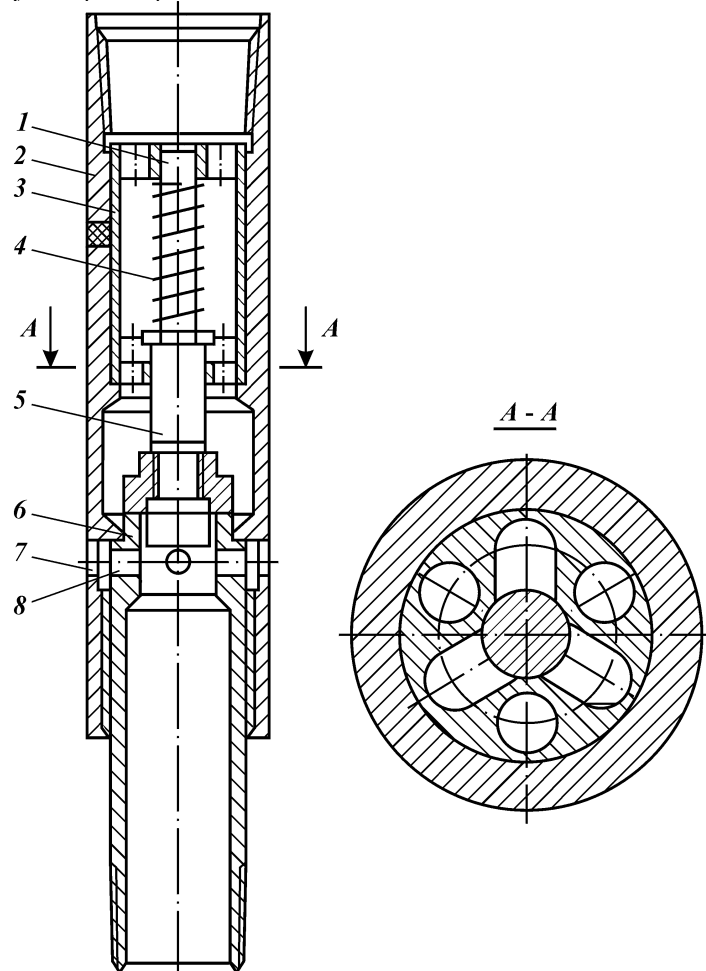


Рис. 5.16. Приемный клапанный узел

В корпусе клапанного узла на том же уровне также выполнены радиальные каналы 7.

При промысловых испытаниях такого клапана без пружины был зафиксирован случай невыпадения запорного органа на

седло. При осмотре выявлено, что запорный орган, прилипший к направляющей втулке и замазанный густой вязкой массой асфальтосмолопарафиновых отложений, находится в верхнем положении.

В дальнейшем для посадки на седло тарельчатый клапан был снабжен пружиной 4.

Клапан работает следующим образом. При ходе плунжера вниз тарельчатый запорный орган находится на седле и перекрывает проход жидкости. При этом газ, выделяющийся из нефти под запорным органом, по радиальным каналам отводится в затрубное пространство скважины. Отвод газа из-под запорного органа обеспечивает более полное заполнение цилиндра жидкостью при ходе плунжера вверх. Кроме того, использование тарельчатого клапана позволяет увеличить площадь проходного сечения каналов для жидкости примерно в 2 раза. При этом поперечный размер корпуса клапанного узла не увеличивается по сравнению со стандартным размером насоса применяемого типа. На плотность посадки тарельчатого клапана наклон насоса практически не оказывает влияния.

Клиновой зажим ленты. Соединение ленты с грузом или плунжером ДНУ производится с помощью специального клинового зажима. Виды присоединительных устройств для тяговой ленты описаны в работе [172].

В промышленных условиях постоянно совершенствуются различные конструкции зажимов ленты.

На рис. 5.17 показано клиновое устройство для зажима ленты, состоящее из корпуса 3 с клиновым отверстием, клина 4, ленты 1 и стакана 2 (предохранительное кольцо).

Под нагрузкой лента затягивает клин в отверстие корпуса. Стакан не позволяет корпусу перемещаться.

Следует отметить, что лента на выходе из конусного отверстия испытывает дополнительный изгиб в месте защемления клином. Были отмечены случаи обрыва ленты на выходе из клинового зажима.

В связи с этим была предложена другая конструкция зажима ленты и присоединения ее к плунжеру (рис. 5.18).

Зажим ленты состоит из двух элементов. В первом элементе конец ленты 1 двумя клиньями 2 зажимается в продольном канале втулки 6 и затягивается установочным винтом 5. Положение конца ленты с приваренными пластинками 4 фиксируется и регулируется в сквозном канале 3 втулки 6.

Во втором элементе зажима ленты ниппель 11 ступенчатой формы с резьбой 12 для муфты штанги закрепляется подвижно внутри переводной втулки 10 с помощью цилиндрической гайки

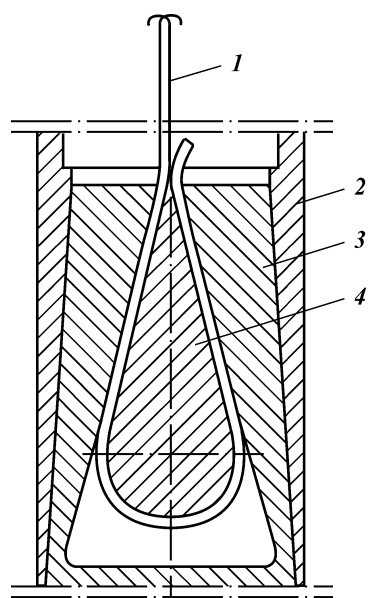


Рис. 5.17. Клиновое устройство для зажима ленты

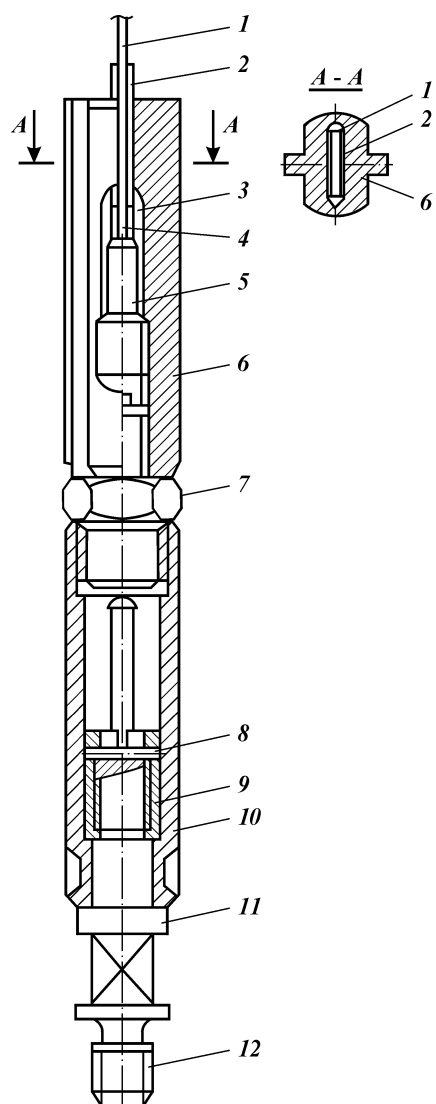


Рис. 5.18. Зажим ленты и присоединение ее к плунжеру

9. При этом последняя дополнительно закреплена с поперечным стержнем 8 к ниппелю. После закрепления втулки 10 на ниппеле проверяется легкость их вращения относительно друг друга. Это необходимо для того, чтобы случайный поворот плунжера при движении в подъемной трубе (цилиндре насоса) не передавался на ленточный механизм подъема. Первая и вторая части зажима соединяются между собой винтом 7 с резьбой на обоих концах.

Крепление другого конца длинномерной ленты к оболочке бобины выполняется внутри ее. Для этого между ребрами желоба прорезано окно, в которое вводят ленту и планкой с четырьмя отверстиями для болтов закрепляют изнутри. Прижатие ленты планкой с последующей затяжкой болтами к оболочке бобины обеспечивает достаточно надежное крепление ленты к бобине. Кроме рассмотренной конструкции закрепления ленты в бобине могут быть и другие, например клиновой зажим.

5.12. ПЕРСПЕКТИВЫ ШИРОКОГО ВНЕДРЕНИЯ ДНУ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Значительную долю в структуре фонда нефтедобывающих скважин отрасли составляют скважины, эксплуатируемые глубинными насосами, в том числе штанговыми насосными установками. Например, в ОАО "Оренбургнефть" фонд скважин, эксплуатируемых механизированным способом, составляет 96 %, в том числе оборудованных штанговыми насосами более 60 %.

Несмотря на проведение большого комплекса мероприятий по улучшению использования ШСНУ (повышение качества ремонтных работ, внедрение более совершенных насосов с повышенной надежностью, высокопрочных штанг и станков-качалок новых типов), достигнутые показатели работы скважин остаются невысокими.

В связи с этим представляется актуальной и перспективной проводимая в отрасли работа по созданию и освоению ДНУ с ЛМП, направленная на улучшение технико-экономических показателей работы скважин. В настоящее время опытная

партия таких установок проходит промысловые испытания в ОАО "Оренбургнефть".

ДНУ с ЛМП могут обеспечивать не ограниченную в пределах глубины скважины длину хода плунжера, возможность работы в непрерывном и периодическом режиме с подачей за один ход до 3–4 м³ жидкости, а также в режиме свабиrowания с отбором жидкости с глубины 5000–5500 м.

Возможность обеспечения большой длины хода плунжера ДНУ с ЛМП позволяет:

- многократно сократить число циклов работы и существенно снизить действия динамических сил, отрицательно сказывающихся на долговечности работы оборудования, особенно штанг;

- резко снизить потери длины хода плунжера, связанные с упругим удлинением штанг и труб;

- значительно увеличить производительность установки за счет увеличения скорости движения плунжера.

При применении вместо штанг высокопрочной ленты смену плунжера можно производить без глушения скважин, без участия бригад текущего подземного ремонта и использования специальных агрегатов, что сокращает время простоев скважин и эксплуатационные затраты.

В настоящее время с учетом результатов промысловых испытаний проводятся работы по совершенствованию конструкций и повышению надежности ДНУ с ЛМП.

Организованный в НГДУ "Бузулукнефть" специализированный участок по добыче нефти с применением ДНУ с ЛМП увеличивает фонд скважин, эксплуатирующихся с помощью этих установок.

ДНУ с ЛМП по сравнению со штанговыми насосными установками имеют лучшие энергетические показатели работы (удельный расход электроэнергии на подъем 1 т жидкости, общий коэффициент полезного действия, средневзвешенный коэффициент мощности). Однако слабым звеном всей установки остается прочность длинномерной ленты. Созданный НГДУ "Бузулукнефть" цех по укреплению рулонов ленты и ее термопластической обработке работает над совершенствованием техники и технологии упрочнения длинномерной ленты. Достигнуты определенные результаты по сварке кусков ленты, упрочнению швов и самой ленты, но процесс этот сложен и требует новых решений.

Использование длинномерной ленты перспективно и в компоновке со штанговой колонной, о чем свидетельствуют результаты проведенных экспериментов.

