

На правах рукописи

Щуров Игорь Вячеславович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ КИНЕМАТИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая
отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Уфа 2002

Диссертация выполнена в филиале ОАО «Самаранефтегаз» «Экспресс-нефтедобыча» и Самарском государственном техническом университете (СамГТУ)

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор Люстрицкий
Владимир Мстиславович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор Зейгман Юрий
Вениаминович

кандидат технических наук,
ст. науч. сотр. Валишин
Юнер Гаянович

Ведущая организация:

Нефтегазодобывающее управление «Уфанефть» ООО «Башнефть»

Защита состоится “25” октября 2002 г. в 11³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.212/289/04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062. г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «___» сентября 2002 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета, Матвеев Юрий
доктор технических наук, профессор Геннадьевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы.

Выбор рациональных конструкций насосных подъемников жидкости из скважины и режимов их работы является **одной из актуальных задач** в нефтедобыче и приобретает в последнее время всё большее значение.

Это объясняется, тем, что каждое промышленное предприятие стремится за счет увеличения производительности и эффективности эксплуатации скважин снизить затраты на добычу нефти и повысить прибыльность процесса разработки нефтяных месторождений.

Поступающая из пласта на забой скважины жидкость обладает определенным количеством энергии. Задача инженера-технолога состоит в том, чтобы с одной стороны, рационально использовать имеющуюся в его распоряжении пластовую энергию, с другой – максимально снизить удельные затраты дополнительной энергии для подъема жидкости с забоя на поверхность.

Число фонтанирующих скважин на нефтяных промыслах быстро сокращается. В ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ», например, количество фонтанных скважин составляет менее 2% от числа действующих. В то же время число скважин, в которых подъем жидкости производится скважинными штанговыми насосами составляет 65% действующего фонда.

Научные и инженерные проблемы извлечения жидкости из скважины с помощью глубинных штанговых насосов детально разрабатывались и в настоящее время продолжают разрабатываться в нашей стране и за рубежом. Несмотря на большой объем проделанных теоретических и экспериментальных исследований решение проблемы в этом направлении нельзя признать законченным по следующим причинам.

Гидродинамические особенности движения скважинной продукции и кинематика штанговой скважинной насосной установки чрезвычайно сложны. Причиной этого является то, что изменение любого технологического

параметра работы установки подчас ведет к результатам, которые трудно прогнозировать. Например, увеличение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости в стволе скважин при неизменных значениях числа качаний балансира станка-качалки и длине хода точки подвеса штанговой колонны приводит к увеличению давления на приеме насоса. За счет этого можно ожидать уменьшения отрицательного влияния свободного газа на работу насоса, увеличения коэффициентов его наполнения и подачи насосной установки в целом. Однако, при этом неизбежно возрастут вес штанговой колонны и выталкивающая сила, действующая на колонну насосных штанг. В свою очередь это приведет к дополнительной деформации штанг, увеличению сил гидродинамического и механического сопротивления при их движении. В результате вместо ожидаемого увеличения производительности насосной установки может произойти ее снижение.

Теоретическое решение данной проблемы осложняется тем, что газонефтеводная смесь, движущаяся в скважине, относится к сложным термогидродинамическим системам. Основными физическими свойствами продукции скважин являются – плотность, сжимаемость, температурная деформация, вязкость и поверхностное натяжение. Все перечисленные свойства зависят от температуры и давления. Кроме того, эта смесь обладает рядом дополнительных свойств: взаимной растворимостью компонентов, различием в молекулярном давлении на границах раздела фаз, фазовыми переходами, усадкой, дисперсностью фаз и способностью образовывать стойкие высоковязкие водонефтяные эмульсии. При правильном выборе режима работы штанговой насосной установки перечисленные свойства газожидкостных смесей могут вызывать дополнительные осложнения и снижение технологической эффективности эксплуатации скважин.

В связи с этим необходимо продолжить теоретические и экспериментальные исследования по поиску новых технических и технологических решений, направленных на улучшение условий работы в скважинах штанговых насосных установок. Следует учитывать, что любые

теоретические разработки нуждаются в экспериментальной проверке. В условиях скважины, когда длина насосного подъемника достигает 1500 и более метров, а диаметральные размеры сильно ограничены, экспериментальные исследования в скважинах выполнить сложно. В то же время без базы экспериментальных данных трудно рассчитывать на повышение надежности последующих теоретических разработок.

Целью настоящей работы является экспериментальное определение кинематики плунжера штангового насоса и разработка на этой основе рекомендаций по выбору типа и конструкции насосных установок и увеличению их производительности.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе **сформулированы и решены следующие научно-технические задачи исследований.**

1. Анализ причин низкой эффективности работы штанговых насосных установок в двух, наиболее напряженных, условиях - при подъеме высоковязкой продукции скважин с повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов нефти и при работе штанговых насосов в скважинах с большим свободным газосодержанием жидкости.
2. Разработка и изготовление глубинного прибора, позволяющего определять истинную длину хода плунжера и кинематические характеристики в процессе работы глубинного насоса.
3. Разработка методик проведения испытаний и стендов для определения работоспособности прибора.
4. Проведение промысловых испытаний прибора и оценка надежности его работы в скважинах.
5. Разработка рекомендаций по выбору типа глубинных насосов, позволяющих увеличить производительность скважин при неизменных рабочих параметрах станков-качалок.

В диссертационной работе применялись следующие **методы исследований.**

1. Аналитический – для анализа эффективной работы штанговых насосных установок в различных условиях с целью изучения причин низкой производительности скважин.
2. Теоретический – для исследования влияния вязкости откачиваемой жидкости на коэффициент подачи штанговых насосных установок.
3. Экспериментальный – для моделирования работы штангового насоса и исследования технологических параметров глубинного прибора на лабораторных стендах и в промысловых условиях.
4. Эмпирический – с целью разработки методов совершенствования добычи нефти штанговыми насосами и увеличения производительности установок.

Для получения надежной информации в подъемниках и обработки лабораторных, стендовых и промысловых данных применялись современные контрольно-измерительные приборы, соответствующее программное обеспечение и вычислительная техника. При проведении аналитических исследований использовались классические положения математического анализа, уравнения математической физики и гидродинамики, описывающие физические процессы в скважине.

Автором защищаются следующие положения.

1. Результаты анализа причин низкой производительности штанговых насосных установок, где показано, что дебиты скважин, эксплуатирующихся этими установками, не соответствуют результатам расчета, полученным по существующим методикам.
2. Разработка принципиально новой измерительной схемы и конструкция прибора для исследования кинематики плунжера глубинного насоса и для определения длины его хода.
3. Разработка двух лабораторных стендов для обоснования и выбора технологических параметров и первичных датчиков прибора, а также для определения геометрических размеров его звеньев.
4. Результаты опытно-экспериментальных исследований кинематики плунжера штангового насоса в реальной скважине.

5. Результаты анализа работы насосов различных конструкций на основе которых разработаны рекомендации по выбору типа штангового глубинного насоса, при котором подача установки будет наибольшей.

Научная новизна работы заключается в следующем.

1. Показано, что наиболее значимой причиной низкой производительности глубинно-насосных установок не зависимо от свойств откачиваемой жидкости является большая продольная деформация штанговой колонны, которой невозможно избежать при использовании серийных насосов вставного и невставного типов.
2. Установлено, что силы вязкого трения в подъемнике в меньшей степени влияют на динамику работы штанг и меньше способствуют снижению КПД установки, чем продольный изгиб штанговой колонны.
3. Создана принципиально новая измерительная схема и изготовлен прибор для исследования кинематики плунжера глубинного насоса с погрешностью определения положения плунжера в цилиндре насоса в любой момент времени не более 5 см.
4. Экспериментально исследована кинематика плунжера штангового насоса в реальной скважине. Показано, что плунжер насоса начинает свое движение вниз из верхней мертвой точки с большим запаздыванием по сравнению с движением точки подвеса штанговой колонны (ТПШК). Движение плунжера из ВМТ происходит неравномерно в пульсирующем режиме. Скорость движения плунжера насоса резко изменяется от нуля до значений, в несколько раз превышающих максимальное значение скорости ТПШК, а потери длины его хода в 2...3 раза больше расчетных.
5. Установлено, что увеличение производительности скважинных штанговых установок может быть достигнуто только с помощью насосов с принудительным движением плунжера вниз. При этом коэффициенты подачи установок и их КПД увеличатся на 50...60%.

Практическая ценность

Разработан и изготовлен глубинный прибор для измерения длины хода и исследования динамики плунжера штангового скважинного насоса, который позволяет определить причины и величину продольной деформации штанговой колонны.

Разработаны рекомендации по выбору оптимального варианта технологических рабочих параметров скважин (глубины подвески насоса, его диаметра, диаметра штанговой колонны, длины хода полированного штока, числа качаний балансира СК), при которых подача установки будет наибольшей.

Реализация результатов исследований

Промысловые научные исследования проводились на базе глубинно-насосных скважин месторождений НГДУ «Первомайнефть» и «Кинельнефть» ОАО «Самаранефтегаз». На скв. 54 Ново-Аманакского месторождения НГДУ «Кинельнефть» проведены испытания прибора для исследования работы штанговых насосов. Целью испытаний являлись проверка метода измерения скорости и длины хода плунжера глубинного насоса и эффективность работы прибора в скважине. На основании полученных данных разработаны рекомендации по применению двухплунжерных насосов. Эти насосы были испытаны на промыслах НГДУ «Первомайнефть» и «Кинельнефть» в законсервированных скважинах. При переводе этих скважин на двухплунжерные насосы коэффициенты подачи насосных установок оказались выше среднестатистических по НГДУ в 1,5...2,2 раза, дебит жидкости скважин составлял 10...30 м³/сут.

Апробация работы.

Основные положения и результаты исследований по теме диссертации докладывались и обсуждались:

- на Всероссийском семинаре «Перспективы внедрения новых технологий в разработке нефтяных залежей» (г. Самара, «СамараНИПИнефть», 14 октября 2000 г.),

- на Всероссийской научной конференции ученых и студентов «Нефтегазовые и химические технологии» (г.Самара, Самарский государственный технический университет, 23-24 октября 2001 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 6 печатных работ, в том числе четыре статьи в научно-технических журналах и сборниках и две работы в тезисах докладов конференций, получено решение о выдачи патента на изобретение.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дано обоснование актуальности поставленной проблемы и показано, что для повышения к.п.д. штанговых насосных установок имеются большие резервы. Во введении сформулированы цели и задачи исследований.

Первая глава посвящена анализу работы штанговых насосных установок, существующих методик расчета ее рабочих параметров и методов контроля работы плунжерного насоса. Показано, что рабочие параметры штанговой насосной установки и надежность работы ее звеньев определяются действующими нагрузками на штанговую колонну, плунжер насоса и головку балансира станка-качалки (СК).

По существующим в настоящее время методикам расчет и подбор оборудования штанговой насосной установки производится по величинам экстремальных нагрузок на балансиры СК - P_{MAX} и P_{MIN} . Если из числа переменных нагрузок, действующих в подъемнике, оставить только инерционные, то получим известные формулы

$$\left. \begin{aligned} P_{MAX} &= K_A \cdot P_{ум} + P_{жс} + \frac{S_{ну} \cdot n^2}{1790} \cdot P \\ P_{MIN} &= K_A \cdot P_{ум} - \frac{S_{ну} \cdot n^2}{1790} \cdot P \end{aligned} \right\} (1)$$

где $P_{жс}$ - вес жидкости в подъемных трубах; $P_{ум}$ - вес штанговой колонны; K_A - некоторый постоянный коэффициент; $S_{ну}$ - длина хода полированного штока; n - число качаний балансира СК в минуту; P - вес штанг (или жидкости, а в некоторых расчетных формулах их сумма) движущихся с переменной

скоростью. (Значения K_A , P , $P_{ж}$ в формулах И.М.Муравьева, И.А.Чарного, Милса и др. имеют некоторые числовые различия).

Из формул (1) следует, что «зависание» штанговой колонны при средних рабочих параметрах насосных установок должно возникать только при $n > (21...24)$ мин⁻¹. Показано, что, расчетные формулы для определения коэффициента подачи штанговых установок дают завышенные результаты по сравнению с фактическими.

В табл.1 приведены данные о распределении коэффициентов подачи установок (КПУ) в скважинах ОАО «Самаранефтегаз» (июнь 2001г.). Как видно из табл. 1, средние КПУ в обоих НГДУ низкие, хотя закономерность их распределения практически одинаковая. В НГДУ «Первомайнефть» извлекаются маловязкие нефти с большим газовым фактором (до 350 м³/м³). В НГДУ «Кинельнефть» – нефти содержат большое количество парафина и смол.

Таблица 1

Количество скважин, работающих в различных интервалах коэффициентов подачи установок

НГДУ	Всего скважин	Средн. КПУ	Распределение скважин по КПУ, %							
			0,0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	
«Первомайнефть»	99	0,273	24	29	15	9	7	6	4	6
«Кинельнефть»	581	0,269	27	17	19	13	6	6	7	5

Анализируя несоответствие расчетных и фактических данных при расчете движения штанговых колонн установлено, что в расчетах не учитываются силы трения и продольный изгиб штанговой колонны. Для объяснения причин низкого значения КПУ и разработки рекомендации по увеличению производительности скважин предложен способ экспериментального

получения графиков пути и скорости плунжера в виде функции угла поворота кривошипа $СК$ или функции времени.

Вторая глава посвящена разработке конструкции прибора для исследования кинематики плунжера штангового насоса. Даны обоснования принципиальной структурной схемы прибора, его конструкции, даны результаты метрологических исследований параметров датчиков.

Для передачи сигнала от глубинных датчиков положения плунжера в цилиндре насоса используется электрический кабель. Идущие по кабелю на поверхность сигналы, поступают в формирователь импульсов, затем в счетчик импульсов в цифровой аналоговый преобразователь и, наконец, передаются на регистрирующий прибор (компьютер).

В качестве первичных датчиков используются магнито-чувствительные элементы, срабатывающие в момент прохождения мимо них постоянного магнита. Магнит жестко закреплен на нижней штанге так, чтобы он, с одной стороны, не мешал спуско-подъемным операциям штанговой колонны, с другой – не мешал движению потока жидкости в трубе. Первичные датчики вынесены из зоны потока жидкости за промежуточную защитную трубу из немагнитного материала. Весь прибор заключен в кожух, который обеспечивает сохранность датчиков и их коммуникаций во время спуско-подъемных операций в скважине, а также жесткую и прочную связь между насосом и подъемником.

В глубинном датчике предусмотрены две цепочки герконов, расположенных в два ряда, геометрически смещенных друг относительно друга в направлении движения плунжера. В каждой цепочке герконы включены параллельно. Расстояние между герконами в каждой цепочке в приборе принято равным 100 мм, а смещение цепочек друг относительно друга – 25 мм.

В третьей главе рассматриваются результаты промысловых испытаний прибора и исследований работы штангового насоса в скважине.

В начале были сформулированы требования к условиям эксперимента:

- скважина должна относиться к числу вертикальных, чтобы исключить влияние кривизны ее ствола на работу насоса;

- газовый фактор должен быть небольшим, чтобы уменьшить
- влияние попутного газа на заполнение цилиндра насоса;
- условия эксплуатации насоса в скважине должны быть напряженными, чтобы по результатам исследований можно было проанализировать влияние различных факторов на его работу.

Исходя из этого для исследования была выбрана скв.54 пласта В₁ Ново-Аманакского месторождения. Нефть этой залежи относится к числу тяжелых, парафинистых и сернистых. Перед началом исследований скважина работала со следующими параметрами: насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм; комбинированная колонна штанг: первая ступень - $d_{шт.1} = 25$ мм, $l_{шт.1} = 264$ м, вторая ступень - $d_{шт.2} = 22$ мм, $l_{шт.2} = 840$ м, третья ступень - $d_{шт.3} = 25$ мм, $l_{шт.3} = 80$ м, четвертая ступень - $d_{шт.4} = 22$ мм, $l_{шт.4} = 8$ м, пятая ступень - $d_{шт.5} = 19$ мм, $l_{шт.5} = 8$ м.; насос НН2Б-43 был установлен на глубине 1200 м; длина хода

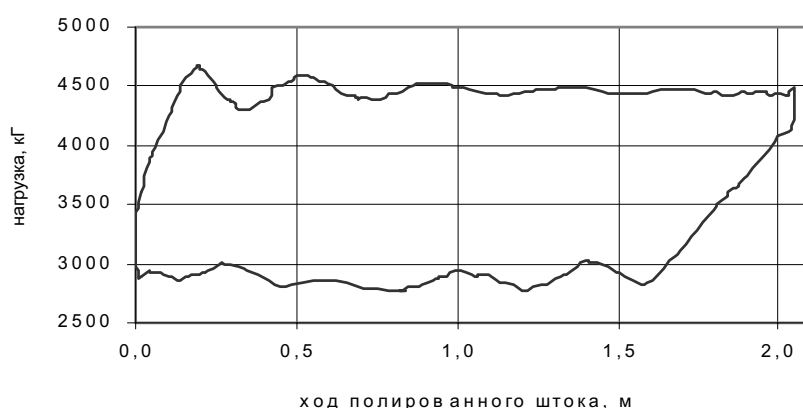


Рис.1 Динамограмма, снятая на скв.54 в период ее исследования точки подвеса штанг 2,05 м, число качаний балансира 3,5 в минуту.

На рис.1 приведена динамограмма, снятая через 10 дней после непрерывной работы СК, по которой можно судить, что глубинный насос работает удовлетворительно, существенного влияния попутного газа на его заполнение не наблюдается. Дебит скважины по жидкости составил 10,6 м³/сут, обводненность – 62 %, динамический уровень 472 м.

По результатам замеров длина хода плунжера оказалась в пределах 1,35...1,4 м., что соответствует коэффициенту наполнения насоса 0,93...0,96.

Потеря длины хода плунжера составила 0,65...0,7м., а расчетное значение упругой деформации штанг и труб 0,24 м. Остаток 0,41...0,46 м (63...66%), приходится на потерю длины хода из-за продольного изгиба штанг.

К началу второго цикла исследований дебит жидкости скважины составлял 7,7 м³/сут.

На рис.2 и 3 приведены графики скорости движения плунжера и ТПШК в функции угла поворота кривошипа, полученные во втором цикле исследований. Как видно из рис.3, скорость движения плунжера в конце хода вниз и вверх носит крайне неравномерный, пульсирующий характер. Максимальное значение скорости во много раз превышает скорость ТПШК. Резкое изменение скорости плунжера неизбежно должно привести к возникновению значительных инерционных нагрузок на штанги, трубы и плунжер насоса. Однако на динамограммах, снятых в ТПШК, этого не обнаруживается. Причина - возникающие динамические нагрузки действуют только в нижней части насосного подъемника и, распространяясь по колонне, они затухают.

В четвертой главе проанализирована эффективность применения штанговых насосов различных конструкций, оценено влияние вязкости жидкости на их работу и опыт работы двухплунжерных насосов.

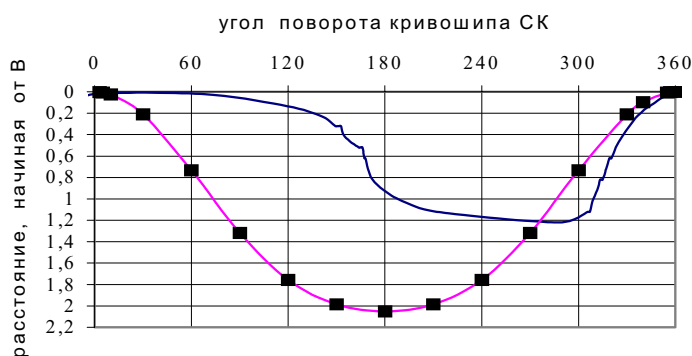


Рис.2 График пути плунжера насоса (1) и точки подвеса штанговой колонны (2) в функции угла поворота кривошипа СК

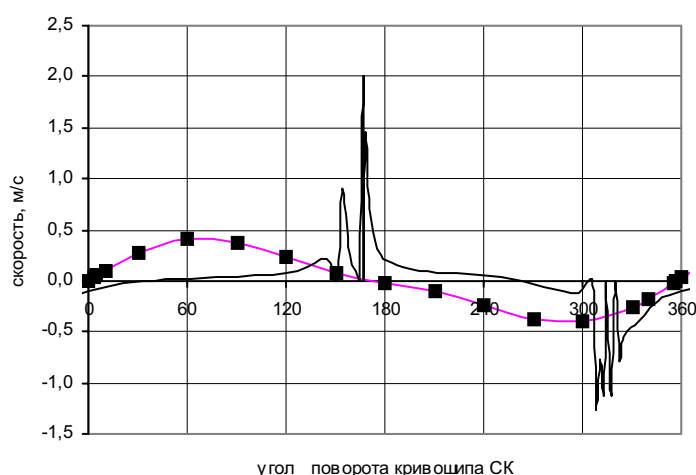


Рис.3 График скорости плунжера насоса (1) и точки подвеса штанговой колонны (2) в функции угла поворота кривошипа СК
Основными причинами неудовлетворительной работы ШСНУ являются зависание штанг при их ходе вниз и большая потеря хода плунжером насоса из-за продольной деформации штанговых колонн.

Зависание штанговых колонн обычно связывают с условиями, когда откачиваются высоковязкие эмульсионные нефти. Однако, силы вязкого трения в подъемнике оказывают меньшее влияние на условия работы штанговой колонны и КПД установки, чем продольный изгиб колонны. При использовании серийных насосов избежать продольного изгиба колонны невозможно. Для этого необходимы насосы других конструкций. Наиболее эффективными в этом плане являются двухплунжерные штанговые насосы.

Двухплунжерный насос (ДПН) состоит из обычного серийного насоса НН и подвижного разделителя, диаметр которого больше диаметра плунжера работающего насоса. Разделитель обеспечивает дополнительное сосредоточенное усилие, действующее на штанговую колонну, и которое обеспечивается весом жидкости в насосно-компрессорных трубах. Это усилие предотвращает возникновение продольного изгиба штанговой колонны при ее движении вниз.

Величина этого усилия равна

$$\Delta P_1 = (f_{nl}^{\sigma} - f_{nl}^m) \cdot g \cdot [L_{нас} \cdot (\bar{\rho}_{тр} - \bar{\rho}_{зм}) + \bar{\rho}_{зм} \cdot H_{\sigma}] \quad (2)$$

Здесь $f_{пл}^6$ - площадь сечения большого плунжера; $f_{шт.}$ - площадь сечения штанг; $L_{нас}$ - глубина установки насоса в скважине; H_0 - динамический уровень жидкости в скважине; $\bar{\rho}_{мп.}$, $\bar{\rho}_{зн}$ - средние значения плотностей газожидкостной смеси в подъемнике и газонептяной - в затрубном пространстве.

В табл. 2 приведены значения минимального дополнительного усилия на плунжерную группу насоса при ходе штанг вниз в зависимости от соотношения диаметров плунжерных пар при $L_{нас} = 1500$ м., $\bar{\rho}_{мп.} = 900$ кг/м³, $\bar{\rho}_{зн} = 450$ кг/м³.

Таблица 2

Дополнительное усилие на штанговую колонну при использовании насоса ДПН-1, кН

Диаметр меньшег о плунжер а	Диаметр большого плунжера, мм.			
	95	70	57	44
32	41,6	20,2	11,6	4,7
44	36,9	15,4	6,8	-
57	30,0	8,6	-	-
70	21,4	-	-	-

ДПН испытывались на Мухановском, Дмитриевском и Михайлово-Кохановском месторождениях НГДУ «Первомайнефть». Нефти этих месторождений относятся к маловязким (3...10 мПа·с). Газовый фактор достигает 200 и более м³/м³. Для испытания ДПН подбирались малодебитные скважины с низким коэффициентом подачи насосов.

Глубины подвески ДПН в скважинах, длина хода полированного штока и число качаний балансира СК везде оставались такими же, как и при эксплуатации скважин, трубными насосами НН-2. Как показали результаты испытаний, коэффициенты подачи насосных установок на всех скважинах повысились в 1,4...1,5 раза. Одновременно с этим снизилась амплитуда нагрузок на балансиры СК, а, следовательно, и приведенное напряжение в штангах.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Проведен анализ причин низкой производительности штанговых насосных установок. Показано, что причиной низких значений коэффициентов подачи ШСНУ является большая продольная деформация штанговой колонны, возникающая при ее ходе вниз.
2. Разработаны новая измерительная схема прибора для исследования кинематики плунжера штангового насоса и глубинный прибор, который позволяет измерять длину хода плунжера штангового скважинного насоса и получать динамические характеристики его движения во времени. Разработаны два лабораторных стенда для обоснования и выбора технологических параметров прибора, а также для определения геометрических размеров в его звеньях. Для оценки надежности работы прибора в реальных условиях проведены опытно-экспериментальные работы на скважине.
3. Проведены экспериментальные исследования кинематики плунжера штангового насоса в скважине. Показано, что общие потери длины хода плунжера насоса, по сравнению с длиной хода ТПШК, в 2...3 раза больше значений, рассчитываемых с учетом упругой деформации штанг. Плунжер свое движение из верхней мертвой точки вниз начинает с большим запаздыванием и движется неравномерно. Скорость движения плунжера изменяется от нуля до значений, в 2...3 раза превышающих максимальную скорость точки подвеса штанговой колонны. Особенно неравномерно плунжер движется в конце своего хода вниз и вверх. Это приводит к разрушению штанговой колонны.
4. Показано, что силы вязкого трения в подъемнике меньше влияют на динамику работы штанг и КПД установки, чем продольный изгиб штанговой колонны., которого при использовании серийных насосов типа НН и НВ избежать невозможно. Для этого необходимы насосы других конструкций.

5. Увеличение производительности ШСНУ может быть достигнуто с помощью насосов принудительного движения плунжера вниз. При этом коэффициенты подачи установок и их КПД увеличиваются на 50-60%. Наиболее перспективными в этом плане являются двухплунжерные насосы. Разработаны рекомендации по выбору оптимального варианта технологических рабочих параметров скважин (глубины подвески насоса, его диаметра, диаметра штанговой колонны, длины хода точки ее подвеса, а также числа качаний балансира *СК*), при которых подача установки, оборудованной двухплунжерными насосами, будет наибольшей.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Щуров И.В. Влияние вязкости откачиваемой жидкости на величину гидродинамического трения штанг.// НТЖ «Интервал». - Самара. Изд-во ООО «Саар-Волга» - 2000, № 6 (17). – С. 24-25.
2. Гончаров Н.А., Щуров И.В. Применение двухплунжерных насосов для откачки нефти в НГДУ «Первомайнефть»././ НТЖ «Интервал». - Самара. Изд-во ООО «Саар-Волга» - 2000, № 11 (22). – С. 22-24.
3. Щуров И.В. Кинематика плунжера глубинного штангового насоса для откачки нефти. // НТЖ «Интервал». - Самара. Изд-во ООО «Саар-Волга» - 2002, № 4 (39). – С. 25-27.
4. Люстрицкий В.М., Щуров И.В. Коэффициент подачи установки и деформация штанговых колонн. // НТЖ Нефтепромышленное дело. - М.: ВНИИОЭНГ, - 2002, № 8. – С. 11-14.
5. Пат РФ. № 2184844. Устройство для контроля работы глубинного штангового насоса /Кузнецов В.А., Люстрицкий В.М., Щуров И.В. Опубл. 10.07.2002. Бюл. № 19.

Соискатель

И.В.Щуров