ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЭОВАНИЮ

ГОУ ВПО «ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

КАФЕДРА ГОРНЫХ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ МАШИН

Курсовая работа на тему:

**«Выбор штанговой насосной установки и режима ее работы, обеспечивающего заданный отбор нефти»**

Выполнила: ст.гр.МОН-05:

Рудковская Е. М.

Проверил преподаватель:

Крысин Н. И.

Пермь,2009

**Содержание**

Введение\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 3

Общие сведения о станках – качалках\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 4

Исходные данные\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 12

Расчётная часть\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 13

Заключение\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 32

Список литературы\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 33

**Введение**

Привод станка-качалки является одним из важнейших компонентов штанговой скважинной насосной установки, предназначенной для подъема пластовой жидкости из скважин. Станок - качалка обеспечивает перемещение плунжера насоса посредством колонны насосных штанг. Этот вид насосных установок является наиболее массовым в нефтедобывающей промышленности, и в настоящее время ими оснащено свыше половины всего фонда действующих скважин.

**Общие сведения о станках – качалках**

Станок-качалка являются достаточно консервативным комплексом оборудования, основные конструктивные элементы которого не меняются на протяжении многих десятилетий. Основной областью применения станка - качалки являются скважины с глубиной подвески насоса до 1500 м и дебитами пластовой жидкости до 20 м3/сутки, что характерно для примерно 80% всего фонда скважин в стране. Незначительное число СК обеспечивает подъем жидкости при глубине подвески до 2750 м или дебите до 60 м3/сутки.

В основном на отечественных нефтепромыслах применяются станки - качалки с длиной хода 2,5-3 м и максимальной нагрузкой в точке подвеса 60-80 кН. Нужно отметить, что основные параметры фонда скважин изменяются очень медленно, а поэтому и необходимость в изменении характеристик станков-качалок отсутствует. В тоже время разнообразие условий эксплуатации, например, пробная эксплуатация скважин, требует новых типов приводов, которых обеспечивают расширение возможностей данных устройств.

ШСНУ включает:

а) наземное оборудование - станок-качалка (СК), оборудование устья, блок управления;

б) подземное оборудование - насосно-компрессорные трубы (НКТ), штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

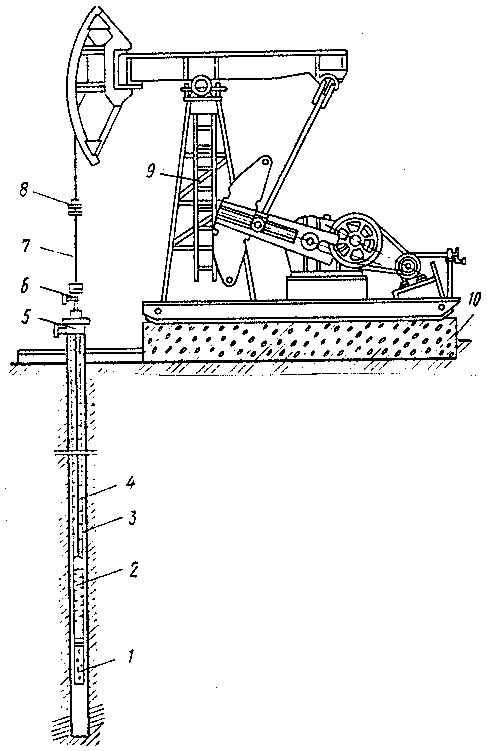
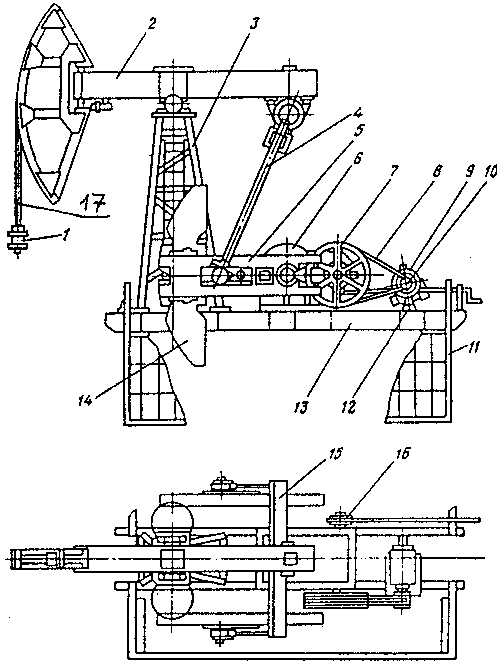


Схема штанговой насосной установки.

Штанговая глубинная насосная установка (рис. 1) состоит из скважинного насоса *2* вставного или невставного типов, насосных штанг *4*, насосно-компрессорных труб *3*, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске *8* устьевой арматуры, сальникового уплотнения *6*, сальникового штока *7*, станка качалки *9*, фундамента *10* и тройника *5*. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра.

# Станки-качалки

Станок-качалка является индивидуальным приводом скважинного насоса.



Станок – качалка

1-подвеска устьевого штока;2-балансир;3-стойка;4-шатун;5-кривошип;6-редуктор;7-ведомый шкив; 8-ремень;9-электродвигатель; *10*– ведущий шкив; *11* ‑ ограждение; *12* – поворотная плита; *13* – рама; *14* – противовес; *15* – траверса; *16* – тормоз; *17 ‑*канатная подвеска

Основные узлы станка-качалки - рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно-подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной салазке.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска *17* (рис. 13). Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока-7 на рис. 2) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие). За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравновешивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравновешивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т. д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

СК в силу заложенного в них принципа действия и необходимости уравновешивания обладают высокой металлоемкостью — в среднем 15-25 т - и поэтому требуют сооружения массивного железобетонного фундамента или стального основания. В большинстве случаев СК монтируются рядом с устьем скважины и не меняются в течение всего периода их эксплуатации. Область применения станков-качалок ограничена условно прямолинейными и мало искривленными скважинами. Наличие значительных неуравновешенных масс не позволяет использовать их на морских промыслах, а на заболоченных территориях требуется сооружение дорогостоящих фундаментов, стоимость которых может превышать стоимость самих СК.

Современные СК состоят из рамы, стойки, преобразующего механизма (балансир, траверс, шатуны, кривошипы), редуктора, клиноременной передачи и приводного двигателя. Фактический срок службы этого оборудования, исходя из мирового опыта, составляет более 20-30 лет. Его ремонт или замена являются чрезвычайно трудоемкими и дорогостоящими операциями, что обусловлено, в частности, значительной массой и габаритами оборудования.

Совершенствование станков-качалок идет в направлении разработки новых типоразмеров с аналогичными или близкими параметрами взамен имеющихся, а также проектирования устройств, основанных на иных принципах действия. К примерам последних следует отнести станки-качалки с гидроприводом, бесбалансирные станки-качалки ленточного типа, цепные и др. Однако если по техническим параметрам эти устройства существенно превосходят традиционные станки-качалки, то по надежности до настоящего времени их превзойти не удалось. Поэтому в ближайшие 5 -10 лет этот вид приводов будет по-прежнему монополистом на нефтяных промыслах.

СК является машиной, конструкция которой совершенствовалась в течение всей истории нефтедобывающей промышленности. В существующих ныне конструкциях изменений не предвидится. Энергоемкость и удельная мощность СК определяются прочностными показателями материалов, изменений которых также не предвидится. Можно, конечно, сделать балансир из углепластика, а при изготовлении редуктора использовать нанотехнологии, но и цена у таких изделий будет космическая.

Перспективы изменения стоимости СК можно отследить по следующим характеристикам. Основную долю в общем балансе составляет стоимость материалов. Для наиболее распространенных СК с максимальным усилием в точке подвеса 60-80 кН собственная масса составляет 15-20 т. Из них на стальной прокат с минимальной механической обработкой приходится около 30%, литой чугун — 45%, на стальные детали с механической обработкой — 15%, остальное — на покупные изделия. Динамика изменения стоимости этих материалов в совокупности с механосборочными работами позволяет прогнозировать увеличение цен на 5-8% в год без учета инфляции.

Основными конкурентами в области применения штанговых скважинных насосных установок с приводом от СК в настоящее время являются гидропоршневые, электровинтовые, диафрагменные, струйные и штанговые винтовые насосные установки. Первые четыре типа установок стоят существенно дороже, а последний является основным конкурентом для эксплуатации прямолинейных и малоискривленных скважин. Винтовые штанговые насосные установки характеризуются более низкой ценой наземной части, не требуют сооружения фундамента и достаточно надежны. Их внедрение является скорее организационной, чем технической проблемой, о чем свидетельствует опыт их эксплуатации в Канаде.

СК характеризуются тремя основными параметрами: длиной хода точки подвеса штанг, максимальной нагрузкой в точке подвеса штанг и крутящим моментом на выходном валу редуктора.

Новый отечественный стандарт, гармонизированный со стандартом API, предусматривает ряд значений длины хода – от 0,41 до 7,62. Исследования зависимостей массы и габаритов балансирных станков-качалок показывают, что подобная схема привода может быть реализована только для длины хода, не превышающей 6,1 м. При дальнейшем увеличении длины требуется масса привода свыше 60 т, что делает нереальным его изготовление, монтаж и обслуживание в условиях массовой эксплуатации. Поэтому длина хода точки подвеса штанг свыше указанной величины не должны регламентироваться вообще.

Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг является вторым основным параметром привода. Ее значения в процессе эксплуатации обусловлены большим количеством факторов — это условный диаметр применяемого скважинного насоса, глубина его подвески, физические характеристики пластовой жидкости и др. Поэтому выбор значений максимальной нагрузки, как правило, сводится к выбору ряда круглых чисел, составляющих арифметическую прогрессию. За всю историю отечественного нефте-промыслового машиностроения в серийном производстве были освоены станки-качалки с грузоподъемностью до 80 кН включительно. Опыт эксплуатации этого оборудования на отечественных промыслах показывает, что потребность в приводах с максимальным усилием менее 40 кН практически отсутствует.

Третьим основным параметром является величина крутящего момента на выходном валу редуктора. Этот параметр - комплексный и при одном и том же числе двойных ходов характеризует производительность станка-качалки, поскольку зависит и от длины хода, и от полезной нагрузки в точке подвеса штанг. Редукторы, реализующие стандартные значения крутящего момента, обеспечивают создание до 5 типоразмеров приводов, которые отличаются длиной хода и усилием в точке подвеса штанг.

Ремонт СК выполняется собственными силами предприятий. При этом приходится обычно заменять только редуктор, срок службы которого в настоящее время недопустимо низок. Ситуация отслеживается машиностроителями – часть из них прекратили выпуск СК, а некоторые ограничиваются изготовлением редукторов. Это ведет к истощению техноло-гической базы, разрушению отлаженного производства и застою в развитии нового оборудования.

К основным недостаткам балансирных СК следует отнести:

- низкий срок службы редуктора (если у американских производителей он составляет 20 лет, то отечественные работают в среднем 5 лет);   
-разрушение элементов преобразующего механизма;   
- неудовлетворительное центрирование канатной подвески, обусловленное неточностью изготовления головки балансира и приводящее к ускоренному износу устьевого уплотнения;

- неудобство перестановки пальцев шатунов;   
- высокая трудоемкость перемещения грузов при уравновешивании;   
- неудобство обслуживания клиноременной передачи;   
- неудобство поворота головки балансира перед выполнением подземного ремонта скважин.

Говоря о перспективах развития штангового способа эксплуатации скважин и соответственно о перспективах совершенствования приводов штанговых скважинных насосов необходимо иметь в виду, что вновь вводимые в эксплуатацию месторождения по своим масштабам не сравнимы с ранее освоенными - они располагаются в основном в труднодоступных, заболоченных районах с вечно мерзлыми грунтами. Бурение скважин на таких территориях ведется, как правило, с кустов наклонно-направленными скважинами, эксплуатация которых штанговыми насосами затруднительна. А к перспективным относятся районы шельфа и морские месторождения, на которых применение механических СК нереально.

Поэтому необходимости в каком-нибудь существенном совершенствовании конструкции СК сегодня нет. Основное направление их развития должно заключаться в увеличении надежности, облегчении обслуживания и снижении металлоемкости в рамках существующих отработанных схем. Последнее подразумевает, например, применение одноплечных СК с пневматическим уравновешиванием, которые по сравнению с двуплечными, аналогичными по параметрам, имеют меньшие габариты и массу.

Ситуация с балансирными СК отнюдь не означает прекращения работ по созданию приводов, основанных на иных принципах действия. Развитию этих работ благоприятствует упомянутый выше новый стандарт на приводы штанговых насосов, который не регламентирует устройство и кинематическую схему приводов, а только их выходные параметры.

При этом можно выделить новые приводы с использованием цепной передачи, выпуск которых налажен в Татарии, гидравлические приводы с пневматическим уравновешиванием, выпускаемые ОАО "Мотовилихинские заводы" (Пермь) и гидравлический привод с инерционным уравновешиванием, разработанный в РГУ нефти и газа им. И. М.Губкина.

Основой для создания гидроприводных установок послужили выпускавшиеся серийно гидравлические приводы с использованием насоснокомпрессорных труб в качестве уравновешивающего груза «АГН». Выпускаются они пока опытно-промышленными партиями, но факт ведения этих работ свидетельствует о возможности массового появления приводов штангового насоса нетрадиционных конструкций.

Основными достоинствами гидравлического привода, независимо от способа уравновешивания, являются:

- монтаж непосредственно на устье скважины и отсутствие необходимости в фундаменте. Это позволяет запустить его в работу через 2-3 часа после начала монтажа и исключает необходимость центрирования;   
- простота регулирования режима работы в достаточно широком диапазоне длины хода точки подвеса штанг и числа двойных ходов - от 15 до 1 хода в минуту;   
- отсутствие необходимости в уравновешивании инерционных приводов;   
- малая, порядка 1 – 1,5 т, масса, что позволяет доставлять их на скважину с помощью вертолетов.

Так что можно прогнозировать, что в ближайшие годы спрос на станки-качалки останется на прежнем уровне, каких-либо изменений в балансирных приводах не произойдет, а дальнейшее развитие приводов будет идти в направлении создания и совершенствования нетрадиционных конструкций.

**Исходные данные**

|  |  |
| --- | --- |
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм | 146 |
| Глубина скважины *L*0, м | 1800 |
| Д Диаметр эксплуатационной колонны(внутренний), Д с, мм | 130 |
| П Планируемый дебит жидкости *Q* ж пл , м3/сут | 33 |
| О Объёмная обводнённость жидкости, В | 0 |
| П Плотность дегазированной нефти, н, кг/м3 | 820 |
| П Плотность пластовой воды в, кг/м3 | 1300 |
| П Плотность газа (при стандартных условиях) г 0, кг/м3 | 1,6 |
| Газовый фактор *G*0, м3/м3 | 40 |
| В Вязкость нефти н , м2/с | 310-6 |
| В Вязкость воды в , м2/с | 10-6 |
| Д Давление насыщения нефти газом, *р*нас, МПа | 8,9 |
| П Пластовое давление *р*пл, МПа | 10,1 |
| У Устьевое давление *р*у, МПа | 1,6 |
| С Средняя температура в стволе скважины, К | 310 |
| К Коэффициент продуктивности *К*пр, м3/(с Па) | 1,0310-3 |
| О Объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения, b нас | 1,12 |

**Расчётная часть**

1.Определим дебит нефти по формуле IV.4:

Q н.с. =Q ж.пл.\*(1 - В)/86400 = 32/86400 = 3,81\*10-4 м3/с

**2.**Определим забойное давление:

P заб. = Р пл. – Q н.с./К пр. = 10,1 - 3,82\*10-4 /1,03\*10-3  = 12\*106 - 0,337 = 6,36 МПа

3.Строим кривую распределения давления

0 =  н.д. + b нас. \* Р нас. = 820 + 1,12\*8,9 = 829,97 кг/м3

Р = 1,6; 2; 3; 4; 5; 7; 8,9

Плотность нефти от давления:

ж.(Р) = 0 - b нас.\*Р = 829,97 – 1,12\*Р

Коэффициент растворимости:

а = (*G*0 \*  н.д. )/1000(Рн. – Рат) = (40\*820)/1000(8,9 – 0,1)=3,73 МПа

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Р, МПа | | | | | | | | |
| 1,6 | 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 8.9 |  |  |
| ρ ж , кг/м3 | 829.97 | 828.18 | 827.73 | 826.61 | 825.49 | 824,37 | 822,13 |  |  |
| ρ г , кг/м3 | 25,6 | 32 | 48 | 64 | 80 | 112 | 142,4 |  |  |
| υ \* 103 , | 0,827 | 0.624 | 0.356 | 0,222 | 0,142 | 0,050 | 0,0005 |  |  |
| q \* 103 , | 0,466 | 0,468 | 0,471 | 0,475 | 0,480 | 0,487 | 0,494 |  |  |
| ϕ | 0,378 | 0,314 | 0,207 | 0,139 | 0,094 | 0,035 | 0,004 |  |  |
| ρ с ,  кг/м3 | 526 | 578 | 666 | 721 | 755 | 799 | 819 |  |  |
| ε | 0,808 | 0,848 | 0,907 | 0,940 | 0,961 | 0,986 | 1 |  |  |
| dP/dl,МПа/м | 0,00671 | 0,00702 | 0,00751 | 0,00777 | 0,00793 | 0,00813 | 0,00822 |  |  |
| l ,м | -------- | 58,3 | 137,7 | 130,9 | 127,4 | 249,1 | 232,4 |  |  |
| L ,м | -------- | 58,3 | 195,9 | 326,8 | 454,2 | 703,3 | 935,7 |  |  |

 ж. = 0 - b нас. Р = 829,97 – 1,12\*Р

При заданном давлении Р массовое количество постурающего вместе с нефтью растворённого газа составит:

Q(Р) = а(Р – Р ат.)Qск.г106/ н.д. = 3,73(Р – 0,1)33000\*1,6\*106/820 = 240\*(Р – 0,1)

Секундный объёмный расход жидкой фазы:

Q(Р) = (Qск. + Q(P))/86400 ж(Р) = 33000 + 240(Р – 0,1)/86400 ж(Р)

.г.(Р) = г 0 \*Р\*10

Секундный объёмный расход свободного газа, приведённый к атмосфкрному давлению и температуре 200 С:

υо. = Qск.\*[(G\* н.д. /1000) – а(Р – Р ат.)]/86400\* н.д. = 33000[(40\*820/1000) – 3,73(Р – 0,1)]/86400\*820

υ(P) = P ат.\* υо.(Р)\*Т/Р\*То. = 0,1\*υо.(Р)\*310/Р\*293

To = 200 C = 293 К

Рат. = 0,1 МПа

ε = dP/  ж. gdl = ((q о. + аo.)/(q+ аo.+ υ))+a1\*υ2+a2\*q1.75+а3\*υ\*q

аo = 0,785d2\*10-4=0,3018\*10-2 м2

a1 = 2,57

a2 = 635

а3 = 1861

Глубину спуска насоса выбираем, исходя из оптимального давления на приёме, примерно равного 4,6 МПа. По графику находим что при *L*н=420м Р*пр=* 4,6 МПа., эту глубину выбираем в качестве глубины спуска.

5.По диаграмме А.Н.Адонина выбираем диаметр насоса, который для

Lн. = 420м и *Q* ж пл = 33 м3/сут равен 55 мм.

По таблице IV.23 выбираем насос НСВ1,пригодный для неосложнённых условий эксплуатации.

6.Колонна НКТ для насоса НСВ1 – 55 в соответствии с таблицей IV.25 выбирается с условным диаметром dнкт = 89 мм и толщиной стенки 6,5 мм.

Для труб этого диаметра Dтн = 0,089 м, Dтв = 0,076 м

fтр = π(Dтн - Dтв)/4 = 16,8\*10-4 м2

7.Для давления Рпр определим объёмный коэффициент нефти:

bн(Рпр) = 1+(bнас - 1)[( Рпр – 0,1)/(Рнас – 0,1)] 1/4 =

= 1+(1 - 1,12)[(4,6 – 0,1)/(8,9 – 0,1)] 1/4=1,1

Количество растворённого газа:

Г(Рпр) = Го[(Рпр – 0,1)/(Рнас – 0,1)] с = 40[(4,6 – 0,1)/(8,9 – 0,1)] 0,454 = 29,50 м3/м3

Расход свободного газа:

Qг(Рпр) = [Го - Г(Рпр)]Zp0\*Тскв\* Q н.с. / Рпр\*T0 = (40 – 29,5)0,1\*310\*3,81\*10-4//4,6\*293 = 1,49\*10-4 м3/с

Подачу жидкости:

Qж(Рпр) = Qнbн(Рпр) + Qв = 3,81\*10-4\*1,1 = 4,19\*10-4 м3/с

8.Коэффициент сепарации газа по формуле IV.194:

σс/о = fмеж/Fc = (Dc2 – Dтн2)/ Dc2 = (0,1502 – 0,0892)/ 0,1502 = 0,65

σс = σс/о/[1+36,5Qж(Рпр)/ Dc2\* π/4 = 0,65/[1+36,5\*4,19\*10-4\*4/3,14\*0,1502]=

= 0,34

Трубный газовый фактор:

Gн.о. = Gо – [Го - Г(Рпр)] σс = 40 – [40 – 29,5]0,34 = 36,27 м3/м3

Новое давление насыщения Р'нас = 5,5 МПа

9.Определим давление на выкиде насоса:

Рвык = 8,5 МПа

Определим среднюю плотность смеси в колонне НКТ:

ρсм.т. = (Рвык - Ру)/Lн\*g = (8,5 – 1,6) \*106/420\*9,8 = 1676 кг/м3

10.Определим максимальный перепад давления в клапанах при движении через них продукции скважины:

Согласно таблице IV.1 dкл.в. = 30 мм, dкл.н = 25 мм

Предварительно определим расход смеси через всасывающий клапан:

Qкл = Qж(Рпр) + Q'г(Рпр)

Q'г(Рпр) = [Gн.о. - Г(Рпр)] Zp0\*Тскв\* Q н.с. / Рпр\*T0 =

= (36,27 – 29,5) 0,1\*310\*3,81\*10-4/4,6\*293 = 0,59\*10-4 м3/с

Qкл = (4,2+ 0,59) \*10-4 = 4,79\*10-4 м3/с

Максимальная скорость движения смеси в седле всасывающего клапана и число Рейнольдса:

υmax = 4 Qкл/d2кл.в. = 4\*4,79\*10-4/0,0302 = 2,1 м/с

Reкл = dкл.в.\* υmax/ж= 0,030\*2,1/3\*10-6 = 2,1\*104

По графику IV.1 определим коэффициент расхода клапана при Reкл= 2,1\*104 ,

Мкл = 0,3. Перепад давления на всасывающем клапане:

ΔРкл.в. = υ2max\*ж. /2 М2кл = 2,12\*820/2\*0,32 = 0,2 МПа

Аналогично определим перепад давления на нагнетательном клапане:

Поскольку Рвык > Р'нас, то Q'г(Рвык) = 0 и Qкл = Qж(Р'нас)

bн(P'нас) = 1+(1,12 - 1)\*[(5,5 – 0,1)/(8,9 – 0,1)] 1/4 = 1,11

Qж(Р' нас) = Qн.с. bн(P'нас) = 3,81\*10-4\*1,11 = 4,23\*10-4 м/c

υmax = 4\*4,23\*10-4/0,0252 = 2,71 м3/с

Reкл = 0,025\*2,71/3\*10-6 = 2,3\*104

Мкл = 0,4

ΔРкл.н = 2,712\*820/2\*0,42 = 0,19 МПа

Тогда давление в цилиндре насоса при всасывании Рвс.ц. и нагнетании Рнагн.ц. и перепад давления, создаваемый насосом ΔРнас. будут:

Рвс.ц. = Рпр - ΔРкл.в = 4,6 – 0,2 = 4,4 МПа

Рнагн.ц. = Рвык + ΔРкл.н = 8,9 + 0,19 = 8,69МПа

ΔРнас = Рнагн.ц. – Рпр = 8,69 – 4,60 = 4,09 МПа

11.Определим утечки в зазоре плунжерной пары по IV.38, вторым членом пренебрегаем:

qут = (1 + 3/2 + С2э)πDплδ3(Рвык - Рвс.ц)/12жlпл ж=

= (1 + 3/2\*0,52)3,14\*0,055(10-4) 3(8,9– 4,4)106/12\*3\*10-6\*1,2\*820 = 0,27\*10-4 м3/с

Проверяем характер течения в зазоре:

Re = qут/πDплж= 2.7\*10-5/3,14\*0,055\*3\*10-6 = 52<1000

Следовательно, режим течения жидкости в зазоре ламинарный.

Определяем коэффициент наполнения:

Qж(Рвс.ц.)≈ Qж(Рпр)≈4,19\*10-4 м3/с

Г(Рвс.ц.) = 40[(4,4 – 0,1)/(8,9 – 0,1)] 0,454 = 28,9м3/м3

Q'г(Рвс.ц.) = (36,27 – 29,5)0,1\*310\*3,81\*10-4/4,4\*293 = 0,62\*10-4 м3/с

Qсм = (4,19 + 0,62) 10-4 = 4,81\*10-4 м3/с

βвс = Q'г(Рвс.ц.)/Qсм = 0,62/4,81 = 0,128

Проверяем условие Рвс.ц.< P'нас. Поскольку оно выполняется, то в цилиндре во время хода всасывания имеется свободный газ. Тогда коэффициент наполнения

ηнап определяем:

Коэффициент утечек по формуле IV.43:

lут = qут/2 Qсм(Рвс.ц.) = 0,27\*10-4/2\*4,81\*10-4= 0,028

Газовое число по формуле IV.44:

R = Q'г(Рвс.ц.)/ Qж(Рвс.ц.) = 0,62\*10-4/4,19\*10-4 = 0,148

Рнагн.ц. = 8,69 МПа > Р'нас = 5,5 МПа

Следовательно коэффициент наполнения определяем по формуле IV.47:

δη2 = mвр/(1 + R){(bж (Рвс.ц.)/ bж (Р'нас))[1 + R/(1 - B)] - 1} =

= 0,1/(1 + 0,148){(1,1/1,11)[1 + 0,148/1] - 1} = 0,012

В расчёте принято bж(Р) = bн(Р).

ηнап2 = (1 - lут)/(1 + R) - δη2 = (1 – 0,028)/(1 + 0,148) – 0,012 = 0,83

Определим коэффициент наполнения также для неравновесного характера процесса растворения газа по формулам IV.48 и IV.49:

δη3 = mвр/(1 + R){(1 + R)/(1 + R Рвс.ц/ Рнагн.ц.) - 1} =

= 0,1/(1 + 0,148){(1 + 0,148)/(1 + 0,148\*4,4/8,69) - 1} = 0,06

ηнап3 = (1 - lут)/(1 + R) – δη3 = (1 – 0,027)/(1 + 0,148) – 0,06 = 0,79

Определим коэффициент наполнения также для процесса неравновесного и при полной сепарации фаз по формуле IV.50:

ηнап.ч. = (1 - lут)/(1 + R) = (1 – 0,027)/(1 + 0,148) = 0,85

По формуле И.М.Муравьёва IV.51:

ηнап. = 1 – βвс(mвр + 1) = 1 – 0,125(0,1 + 1) + 0,86

Вероятные средние значения коэффициента наполнения ηср и соответствующие максимальные абсолютные отклонения δi соответственно по формулам IV.53 и IV.54:

ηнап.i ср = (ηнап.ч. + ηнап.i)/2

ηнап.2 ср = (0,85 + 0,83)/2 = 0,84

ηнап.3 ср = (0,85 + 0,79)/2 = 0,82

δi = + ηδ/2g , δi = - ηδ/2g

δ2 = + 0,006 , δ2 = - 0,006

δ3 = + 0,003 , δ3 = - 0,003

При дальнейших расчётах принимаем ηнап = 0,86. Коэффициент ηр.г., учитывающий усадку нефти, вычисляем по формуле IV.55:

ηр.г. = 1 – (bж (Рвс.ц.) – 1)(1 - В)/ bж (Рвс.ц.) = 1 – (1,1-1)/1,1 = 0,91

13.Определяем подачу насоса Wнас, обеспечивающую запланированный дебит нефти при получившемся коэффициенте наполнения по IV.197:

Wнас = Qж(Рвс.ц.)/ ηнап = 4,19\*10-4/0,86 = 4,87\*10-4 м3/с

При известном диаметре насоса можно определить необходимую скорость откачки, пользуясь формулой IV.15:

Sплn = 4Wнас/πD4пл = 4\*4,87\*10-4/3,14(0,055) 4 = 20,5м/мин

По диаграмме А.Н.Адонина для заданного режима рекомендуется использовать станки – качалки СК4 – 2,1-1600 по ГОСТ 5866 – 76.

Выбираем Sпл = 2 м, n = 11 кач/мин, N = 0,18 1/с

14.При выборе конструкции штанговой колонны, вначале воспользуемся таблицами АзНИИ ДН. По таблице IV.8 для насоса Ø55 мм выбираем одноступенчатую колонну штанг из углеродистой стали 40(σпр = 70 МПа) диаметром 19 мм, Предварительно установим значения следующих коэффициентов:

m = Dтв/dшт

m19 = 76/19 = 4

Мшт = 1/((m2 + 1)lnm/(m2 - 1) – 1)

Мшт19 = 1/(17\*0,61/15) = 1,75

mм = Dтв/dмуфт

mм19 = 76/42 = 1,81

Ммуфт = 0,032/((m2м + 1)lnmм/(m2м - 1) – 1)

Ммуфт19 = 0,032/0,077 = 0,42

Площадь плунжера насоса:

Fпл = πD2 пл/4 = 23,7\*10-4 м2

Гидростатическая нагрузка:

Рж = (Рвыкл – Рвс.ц.)Fпл = (8,9– 4,4)106\*23,7\*10-4 = 9717 Н

Коэффициенты динамичности при ходе вверх mв и вниз mн, а также плавучести штанг Карх и вспомогательный множитель М устанавливаются по:

mв = Sплn2/1440 = 2\*112/1440 = 0,168

mн = Sплn2/1790 = 2\*112/1790 = 0,135

М = 0,2Карх + 0,6 mв + 0,4 mн = 0,2\*0,79 + 0,6\*0,168 + 0,4\*0,135 = 0,31

Сила гидродинамического трения, действующая на единицу длины колонны, рассчитывается по следующим формулам:

qтр i = 2π2жж. SплN(Мшт I + Муфт i)

qтр1 = 2π2\*3\*10-6\*820\*2\*0,25(1,75 + 0,42) = 0,023Н/м

Далее определим силы сопротивлений, сосредоточенные у плунжера Ртр.пл:

Ркл.н. = Δ Ркл.н Fпл = 1,9\*104\*23,7\*10-4 = 45 Н

Ртр.пл. = (1,65Dпл/δ) – 127 = 780 Н

Вес «тяжёлого низа» принимаем равным сумме сил сопротивления, сосредоточенных у плунжера:

Рт.н. = Ркл.н. + Ртр.пл. = 45 + 780 = 825 Н

Оценим необходимую длину «тяжелого низа», если его выполнить из штанг диаметром 25 мм:

lт.н. = Рт.н./ qшт Карх = 825/41\*0,79 = 25 м

15.Рассчитаем потери хода плунжера и длину хода полированного штока:

λшт = РжLн/(E\* fшт )= 0,073

λтр = РжLн/Еf'тр = 9,7\*103\*420/2\*1011\*16,8\*10-4 = 0,012 м

λ = λшт + λтр = 0,073 + 0,012 = 0,085 м

Критерий динамичности φ для данного режима:

φ = ωLн/a = 2πN Lн/a = 2\*3,14\*0,18\*420.4600 = 0,103

Поскольку φкр = 0,14(таблица II.3), то φкр < φ и длину хода полированного штока S можно определить по формулам IV.24 и IV.26:

S = Sпл + λ =2,085 м

S = 2,1 м

Для дальнейших расчётов принимаем ближайшую стандартную длину станка – качалки СК4 – 2,1-1600. S = 2,1 м, тогда для сохранения прежней скорости откачки определяем уточнённое число качаний:

N = 2,085\*0,18/2,1 = 0,248= 14,9 кач/мин

ω = 2πN = 2\*3,14\*0,248 = 1,56 рад/с

Длина хода плунжера при S = 2,1:

Sпл = S – λ = 2,1-0,085 = 2,015

ηλ = Sпл/S = 2,015/2,1 = 0,96

16.Перейдём к определению нагрузок, действующих в точке подвеса штанг. Соответственно вес колонны штанг в воздухе и в жидкости с учётом веса «тяжёлого низа».

Ршт = qшт1(Lн – lт.н.) + qт.н. lт.н = 23,5(420 - 25) + 41\*25 =10,31 кН

Р'шт = Ршт Карх = 10,31\*0,79 = 8,14кН

Вычислим предварительно коэффициенты mω и ψ в формулах А.С.Вирновского:

mω = (ω2S/g)1/2 = (1,542\*2,1/9,8) 1/2 = 0,52

ψ = λшт/λ = 0,073/0,085 = 0,86

Принимаем α1 = α2 = а1 = а2 = 1(для упрощённого расчёта)

Определим вибрационную и инерционную составляющие по формулам IV.62 – IV.65:

Рвиб = α mω((аψ – λшт/S)PштРж) 1/2 = 1\*0,52((0,86 – 0,073/1)9,7\*10,3) 1/2 = 4,72 кН

Рин = α m2ω(а - 2λшт/Sψ) Ршт/2 = 0,522(1 – 2\*0,073/1\*0,86)10,3/2 = 1,28 кН

Исследованиями установлено, что вибрационная составляющая экстремальной нагрузки не может быть больше, чем гидростатическая. Следовательно, результат расчёта по формуле IV.64 получится завышенным. Поэтому примем:

Рвиб = Рж = 9,7 кН

Рmax = Р'шт + Рж + Рвиб + Рин = 18,14+ 9,7 +1,3 = 23,9 кН

Рmin = Р'шт – (Рвиб + Рин) = 8,14 – (4,72 + 1,3) = 2,14 кН

Тогда экстремальные нагрузки по скорректированным формулам IV.66 – IV.69 составят:

Рmax = Р'шт + Рж + Кдин.в.( Рвиб + Рин) = 8,14 + 9,7 + 0,97(4,72 + 1,3) = 23,8 кН

Рmin = Р'шт - Кдин.в.( Рвиб + Рин) = 8,14 – 0,97(4,72 + 1,3) = 2,3 кН

По упрощённым формулам А.Н.Адонина(IV.74) получаем

Рдин = Dпл mω(ψ – λшт/S)1/2Ршт/3dшт + 103 =

= 0,055\*0,52(0,86 – 0,073/2,1) 1/2\*10,3/0,019\*3 + 1 =5,7 кН

Рmax = Р'шт + Рж + Рдин = 8,14 + 9,7 + 5,7 = 23,6 кН

Рmin = Р'шт - Рдин = 8,14 – 5,7 = 2,45 кН

Определение экстремальных нагрузок по приближённым формулам.

Максимальная нагрузка:

Формула И.М.Муравьёва IV.78:

Рmax = Ршт(Карх + Sn2/1440) + Рж = 10.3(0,79 + 2,1\*14,9/1440) + 9,7 =

21,2 кН

Формула И.А.Чарного IV.79:

Рmax = Ршт(Карх + Sn2tgφ/1790φ) + Рж =

= 10,3(0,79 + 2,1\*14,92tg0,1/1790\*0,1) + 9,7= 20,5кН

Формула Дж.С.Слоннеджера IV.80:

Рmax = (Ршт + Рж)(1 + Sn/137) = (10,3 + 9,7)(1 + 2,1\*14,9/137) = 24,6Кн

Минимальная нагрузка:

Формула К.Н.Милса IV.84:

Рmin = Ршт(1 - Sn2/1790) = 10,3(1 – 2,1\*14,92/1790) = 7,6 кН

Формула Д.Щ.Джонсона IV.85:

Рmin = Ршт(Карх - Sn2/1790) = 19,7(0,79 – 2,1\*14,92/1790) = 5,5 кН

Формула Н.Драготеску и Н.Драгомиреску IV.87:

Рmin = Р'шт(1 - Sn/137) = 16,6(1 – 2,1\*14,9/137) = 6,3 кН

Сопоставление результатов, получено по разным формулам, позволяет сделать следующим формулам, позволяет сделать следующие выводы.

1. Расчёт по точным формулам разных авторов даёт близкие результаты, различающиеся по абсолютной величине в среднем не более чем на 0,5 кН, что находится в пределах точности измерения нагрузки существующими промысловыми динамограммами.

Аналогичный вывод можно сделать в отношении результатов, полученных по приближённым формулам различных авторов.

1. По точным формулам получается более высокие значения для максимальной нагрузки и меньшие значения для минимальной нагрузки по сравнению с приближёнными формулами, причём эта разница (между соответствующими среднеарифметическими значениями) составляет 5 кН для максимальной нагрузки и 3 кН для минимальных.

Отсутствие фактических данных не позволяет установить какие из расчётных формул дают в данном случае наилучшие результаты. Учитывая, однако, что в настоящее время наиболее точными считаются формулы А.С. Вирновского, скорректированные А.Н. Адониным и М.Я. Мамедовым, для дальнейших расчётов будем пользоваться величинами, Рмах=23,8 кН., Рмин=2,3 кН.

17.Оценим силы сопротивлений, возникающие при работе насосной установки.

Будем считать постоянный угол α равным ≈ 5º (~0,087 рад), а азимутным отклонением можно пренебречь.

Тогда силу механического трения штанг можно определить по формуле IV.90. Величину Сшт по данным В.М.Троицкого для н = 310-6 можно принять равной 0,25. Тогда:

Ртр.мех. = Сштα(Рж + Р'шт) = 0,25\*0,087(9,7 + 8,14) = 0,39 кН

По формуле А.М.Пирвердяна IV.91:

Ртр.г. = 2π2ннSNLн(Мшт19) =

= 2\*3,142\*3\*10-6\*820\*2,1\*0,18\*420\*1,75 = 13,5 Н

По формуле IV.93:

m1 = 4, m21 = 16

А = ((m2 - 1) + 4ln m1/( m2- 1) – 2)/(( m2 + 1)ln m – (m2 - 1)) = 1,56

В = ((m2 - 1) - 2 ln m)/( ( m2 + 1)ln m – (m2 - 1)) = 1,53

U = 8Qн.с./(1 - В)π(D2т.в. - d2шт) = 8\*3,81\*10-4./1\*3,14(0,0762 – 0,0192) = 0,18 МН/с

Ртр.г. = 2πннl(- πNSA - UB) = 2\*3,14\*3\*10-6\*820(- 3,14\*0,248\*2,1\*1,56 –

- 1,53\*0,18) = - 18 Н

(знак минус свидетельствует о том, что при ходе вниз сила гидродинамического трения штанг направлена вверх).

Сила трения плунжера о стенки цилиндра Ртр.пл. и гидравлическое сопротивление в нагнетательном клапане были рассчитаны ранее и составляют соответственно: Ртр.пл. = 780 Н, Ркл.н. = 45 Н.

Таким образом, для условий данного примера оказалось, что силы механического трения существенно больше, чем силы гидравлических сопротивлений. Это объясняется тем, что откачиваемая жидкость имеет низкую вязкость.

Кроме того, силы сопротивлений невелики по сравнению, например, со статическими нагрузками(наибольшая из них не превышает 4% от суммы весов штанг и жидкости), поэтому при расчёте экстремальных нагрузок для условий данного примера силы сопротивлений можно не учитывать.

18.Рассчитаем напряжение в штангах:

σmax = Pmax/fшт = 23,8\*103/2,8\*10-4 = 85 МПа

σmin = Pmin/fшт = 2,3\*103/2,8\*10-4 = 2,5 МПа

σа = (σmax - σmin)/2 = (85 – 2,5)/2 = 41,3 МПа

σm = (σmax + σmin)/2 = (85 + 2,5)/2 = 43,8МПа

Приведённое напряжение в точке подвеса штанг составляет соответственно:

По формуле И.А.Одинга IV.112:

σпр.од. = (σmax σа) 1/2 = (85\*41,3) 1/2 = 59 МПа

по формуле М.П.Марковца IV.113:

σпр.м. = σа + 0,2 σm = 41,3 + 0,2\*43,8 = 50 МПа

σпр.од. / σпр.м. = 59/43,8 = 1,35

[σпр] = 70 МПа > σпр.од. = 59 МПа

Следовательно выбираем штанги из стали [σпр] = 70 МПа.

19.Крутящий момент на кривошипном валу редуктора определим по формуле IV.154:

(Мкр.)max = 300S + 0,236S(Pmax - Pmin) = 300\*2,1 + 0,236\*2,1(23,8 – 2,3)103 =

= 11255 Нм

20.Выберем станок – качалку. Предыдущими расчётами было установлено, что для условий примера: Рmax = 23,8 МПа, (Мкр.)max = 11255 Нм, S = 2,1 м,

n = 14,9 кач/мин.

Сравнивая расчётные данные с паспортными характеристиками станков – качалок(таблица IV.15), находим, что этим условиям удовлетворяет станок – качалка СК4 – 2,1 – 1600, который и выбираем окончательно.

21.Рассчитываем энергетические показатели работы штанговой насосной установки:

Полезная мощность:

Iполезн = Qн.с.(Рвык - Рпр)/(1 - В) = 3,81\*10-4(8,5 – 4,6)103/1 = 1486 Вт

Коэффициент потери мощности на утечки:

ηут = 1/(1 + qут(1 - В)/2 Qн.с) = 1/(1 + 0,27\*10-4/2\*3,81\*10-4 = 0,96

Потери мощности в клапанных узлах:

Iкл = Qн.с.(ΔРкл.в. + ΔРкл.н.)/(1 - B) = 3,81\*10-4(0,02 + 0,019)106/1 = 15 Вт

Мощность, расходуемая на преодоление механического Iтр.мех. и гидродинамического Iтр.г. трения штанг, а также для трения плунжера в цилиндре Iтр.пл.:

Iтр.мех. = 2Сшт.SNα(P'шт. + Рж) = 2\*0,25\*2,1\*0,18\*0,087(8,14 + 9,7) 103 =

= 293 Вт

Iтр.г. = π3(SN) 3жжLн[Мшт19ε1 + Мшт22ε2] = πSNPтр.г./2 = 3,14\*2,1\*0,18\*13,5/2 = =8 Вт

Iтр.пл.= 2Ртр.пл.SN = 2\*780\*2,1\*0,18 = 590 Вт

Затраты мощности в подземной части:

Iп.ч. = Iполезн/ηут+Iкл+Iтр.мех.+Iтр.г.+Iтр.пл.=1486/0,96+15+293+8+590=2454 Вт

К.п.д. подземной части установки:

ηп.ч. = Iполезн/ Iп.ч. = 1486/2454 = 0,61

ηп.ч. = 0,85 – 2,1\*10-4(2,1\*15) 2 =0,64

Значения к.п.д. подземной части по этим формулам получились достаточно близкие. Согласно рекомендациям принимаем ηэ.д. = 0,77, ηс.к. = 0,80

Тогда общий к.п.д. установки :

ηш.н.у. = ηп.ч. ηэ.д ηс.к. = 0,64\*0,77\*0,80 = 0,39

Полная мощность, затрачиваемая на подъём жидкости:

Iполн. = Iполезн/ ηш.н.у. = 1486/0,39 = 3810 Вт = 3,8 кВт

Определим полную потребляемую мощность также по методике Б.М.Плюща и В.О.Саркисяна:

К1 = 6,0

К2 = 1,26\*10-2(η2под + 0,28(1 + 3,6\*10-4 SN/D3пл) 2)1/2 =

= 1,26\*10-2(0,612+ 0,28(1 + 3,6\*10-4\*2,1\*0,2322/0,0553) 2)1/2 = 1,1\*10-2

Iполн = 103/0,97(К1 + К2РжS/9,8)N = 103/0,97(6 + 1\*9700\*2,1\*10-2/9,8)0,232 =

= 4,2кВт

Расхождение результатов расчёта полной мощности по разным методикам составило около 15% от их среднеарифметической величины, что приемлемо для практических расчётов. Для расчёта принимаем Iполн = 4,2 кВт.

По таблице IV.16 выбираем электродвигатель АОП2 – 51 – 4

Удельный расход энергии на подъём жидкости:

Ауд.ж. = Iполн(1 - В)/ Qн.сж = 4200/3,81\*10-4\*820 = 1,3\*104 Дж/кг

А'уд.ж. = 1,3\*104/3,6\*103 = 3,6 кВтч/т

А'уд.н. = А'уд.ж. /(1 - В) = 3,6/1 = 3,6 кВтч/т

Суточный расход энергии:

Wсут. = 24\*10-3\* Iполн = 24\*10-3\*4200 = 101 кВтч

22. Определим эксплуатационные показатели и межремонтный период работы штанговой насосной установки по методикам.

Предварительно определим вероятную частоту подземных ремонтов, связанных с ликвидацией аварии со штанговой колонной:

По формуле А.С.Вирновского IV.175 при κ = 0,75 и с'n = 0,533

По формуле IV.178:

γ = с'n(Dпл/dшт)3,27κ+0,13(Lн/103)2κ+1=

= 0,533(0,055/0,019)3,27\*0,75+0,13(420/103)2\*0,75+1= 0,95рем/год

При κ = 1 γ = 1,46

По формуле IV.178:

γ = (0,0122)B''-1А''σ B''пр/([σпр] - σпр) = 0,01220,64 \*0,29\*5001,64/200 = 2,3 рем/год

Абсолютные значения  оказывается больше, чем определяемое по фактическим данным для основных нефтяных месторождений. По этому формулами следует пользоваться когда необходимо сравнить между собой значения  для разных режимов эксплуатации одной и той же скважины или сходных по эксплуатационным условиям скважин, имея ввиду, что абсолютные значения вероятной частоты обрывов штанг могут иметь достаточно большую погрешность.

Задаваясь числом ПРС, независящих от типоразмера оборудования и режима его работы, nпр определяем вероятное общее число ПРС в течение года.

Для расчётов принимаем γ = 1 рем/год, ηпр = 1 рем/год

Nрем = γ + ηпр = 1 + 1 = 2 рем/год

Задаёмся величинами tр1, tр2, tож, tорг, для которых обычно известны фактические значения для каждого месторождения.

Время, затрачиваемое на ПРС, ч:

по ликвидации обрыва штанг tp 1 15

прочих подземных ремонтов tp 2 20

время ожидания ПРС tож 36

время оргпростоев tорг,ч 40

стоимость одного кВт электроэнергии Сп, руб/(кВт∙час) 0,006

Трем = tр1γ + tр2nпр + tожNрем = 15\*1 + 20,1 + 36\*2 = 107

Тмрп = (Тк - Трем)/ Nрем24 = (8760 – 107)/2\*24 = 180 сут

Кэ = (Тк – (Трем + tорг))/ Тк = (8760 – (107 + 40))/8760 = 0,98

∑Qг = 0,365Qж.пл.(1 - В)Кэρн.дег. = 0,365\*33\*820\*0,98 = 9709 т.

Условные затраты на подъём нефти из скважины определяем в следующем порядке:

1.Стоимость станка – качалки СК4 – 2,1 – 1600 составляет(таблицаIV.19)

Сск = 2200 руб.

2.Стоимость колонны НКТ из труб диаметром 89 мм:

Снкт = анктLнqнкт/103 = 297\*420\*13,7/103 = 1710 руб.

3.Стоимость штанг из легированной стали с [σпр] = 70 МПа

Сшт = аштl/8 = 4,5\*420/8 = 236 руб.

4.Капитальные затраты на оборудование скважины штанговой насосной установки:

Zкап = Крез(Сск + Снкт + Сшт + Су.о.) + Смонт + Сдоп =

= 1,1(220 + 1710 + 236 + 400) + 0.23\*2200 = 5557 руб.

(принято, что Крез = 1,1, Су.о.= 400 руб., + Сдоп = 0)

5.Энергетические затраты на потребляемую мощность:

Zэн.потр. = Сп.А'уд.н.∑Qг. = 6\*10-3\*3,6\*9700 = 210 руб.

Плата за установленную мощность:

Zэн.уст. = κлэпСустNуст = 1,2\*17,9\*7 = 150 руб.

Общие затраты на электроэнергию:

Zэн. = Zэн.потр. + Zэн.уст. = 210 + 150 = 360 руб.

6.Расходы на подземный ремонт скважины:

Zпрс = СремNрем = 600\*2 = 1200 руб.

7.Амортизация оборудования рассчитывается по формуле IV.189:

Zам = (АскСск+ АнктСнкт+ АштСшт+ Ау.о.Су.о.+ АснNсн+ АдопСдоп)Ккр =

= (0,12\*2200+0,10\*1710+0,20\*236+0,12\*400+96\*1,5)1,1 = 674 руб.

При расчёте принято Nсн = 1,5, Ккр = 1,1, что соответствует средним условиям эксплуатации.

8.Себестоимость подъёма нефти по формуле IV.190:

С = (Zэн + Zам + Zпрс)/∑Qг = (360 + 674 + 1200)/9700 = 0,23 руб/т

9.Удельные капитальные затраты по формуле IV.191:

Куд = Zкап/∑Qпод = 5557/9700 = 0,57 руб/т

10.Условные приведённые затраты по формуле IV.192:

Zпр = ЕнКуд + С = 0,17\*0,57 + 0,23 = 0,33 руб/т.

**Заключение**

В первые годы освоение в России производства станков-качалок происходило особенно бурно. Это было обусловлено с одной стороны огромным, как казалось маркетинговым службам заводов-производителей, рынком сбыта, а с другой, тоже как казалось, простотой изделия. В результате исчез дефицит этого оборудования, изменились параметры, резко улучшилось качество изделий. Производством СК занималось сначала много заводов. Однако практика показала, что выход на рынок и занятие устойчивых позиций возможны только при правильной маркетинговой политике.

За последнее время существенных изменений ни в качестве станков-качалок, ни в их параметрах не произошло. Хотя значительная доля работающих СК формально давно выработала ресурс, на промыслах принимаются все возможные усилия, чтобы продлить действие разрешительной документации на СК, находящиеся в приемлемом техническом состоянии, в том числе за счет их ремонта. Такая политика проводится с целью снижения затрат и в ответ на высокие отпускные цены, устанавливаемые заводами-изготовителями.

Основными достоинствами гидравлического привода, независимо от способа уравновешивания, являются:

- монтаж непосредственно на устье скважины и отсутствие необходимости в фундаменте. Это позволяет запустить его в работу через 2-3 часа после начала монтажа и исключает необходимость центрирования;   
- простота регулирования режима работы в достаточно широком диапазоне длины хода точки подвеса штанг и числа двойных ходов - от 15 до 1 хода в минуту;   
- отсутствие необходимости в уравновешивании инерционных приводов;   
- малая, порядка 1 – 1,5 т, масса, что позволяет доставлять их на скважину с помощью вертолетов.

Так что можно прогнозировать, что в ближайшие годы спрос на станки-качалки останется на прежнем уровне, каких-либо изменений в балансирных приводах не произойдет, а дальнейшее развитие приводов будет идти в направлении создания и совершенствования нетрадиционных конструкций.

**Список литературы**

1.Баграмов Р.А: Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов.- М.: Недра, 1988.

2. Гиматудинов Ш.К. - Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти - М, Недра, 1983

3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Оборудование для добычи нефти и газа.