МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО АНАЛИЗУ РАБОТЫ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

РД 39 - 1 - 757 - 82

1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра нефтяной промышленности

_____ А.В.Валиханов

" 20 " июля 1982 г.

Руководящий документ

Методическое руководство по анализу работы скважинных штанговых насосов и рациональному их использованию

РД 39-I-757-82

Настоящий документ разработан:

Ордена Трудового Красного знамени Азербайджанским государственным научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной промышленности

Директор института	М.К.Сеид-Рза
Ответственные исполнители:	
Зав.лабораторией глубиннонасосного способа добычи нефти	Э.М.Рустамов
Ст.научные сотрудники:	И.С.Степанова
	А.М.Саакянц
	А.М.Исрафилов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Техуправления	Ю.Н.Байдиков
Начальник Упрнефтегаздобычи	Б.В.Гнатченко
Заместитель директора ВНИИ	В.Н.Максимов
Начальник ОКБ Нефтемаш	.Т.Джафаров

УДК 622.276.53.054.22

© Ордена Трудового Красного Знамени
Азербайджанский государственный научно-
исследовательский и проектный институт
нефтяной промышленности
АзНИПИнефть, 1982

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по анализу работы скважинных штанговых насосов и рациональному их использованию

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 1.10.82 г. №515

Срок действия установлен с 1.11.82 г.

Срок действия до 1.11.87 г.

Методическое руководство разработано в целях повышения эффективности глубиннонасосной добычи нефти в различных условиях эксплуатации и содержит указания по анализу работы скважинных штанговых насосов и улучшению показателей качества их работы.

Предназначено для предприятий нефтяной промышленности, занимающихся добычей нефти скважинными штанговыми насосами.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В основу руководства положены результаты исследований, проведенных АзНИПИнефтью, а также ранее разработанные руководящие документы: "Временное методическое руководство по оценке надежности скважинных штанговых насосов с применением ЭВМ" и "Инструкции по эксплуатации скважинных штанговых насосов".

1.2. Методические указания по анализу работы скважинных штанговых насосов включают в себя: классификацию условий эксплуатации, сбор, систематизацию первичной информации, анализ показателей работы насоса в отдельной скважине, обработку и

анализ промысловой статистической информации по группе скважин, качественную и количественную оценку влияния эксплуатационных факторов на показатели работы скважинных насосов.

Методические указания по улучшению показателей качества работы скважинных штанговых насосов включают в себя мероприятия по улучшению контроля качества насосов, насосных штанг и труб, условий эксплуатации, а также рекомендации по выбору типов скважинных насосов в зависимости от конкретных условий.

1.3. При составлении руководства использованы результаты исследований, проведенных АзНИИнефтью, научно-исследовательскими, учебными институтами и нефтедобывающими предприятиями, отраженные в научно-исследовательских отчетах и публикациях.

2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА РАБОТЫ НАСОСА

2.1. При выборе номенклатуры показателей принимаем, что скважинный штанговый насос условно относится к невосстанавливаемым изделиям.

2.2. Номенклатура показателей:

1) начальная подача (производительность) насоса, $q_н$;
2) коэффициент подачи насоса (начальный и конечный), $\eta_н$, $\eta_к$;
3) изменение коэффициента подачи насоса:

$$\Delta\eta = \eta_н - \eta_к \qquad (1)$$

4) степень снижения коэффициента подачи насоса при его смене, θ;
5) безотказность [1]:
- средняя наработка до отказа насоса $T_{ср}$;
- вероятность безотказной работы насоса, $P(t)$;
6) долговечность [1]:
- средний ресурс, $R_{ср}$;
- средний срок службы до списания, $t_{ср}$;
7) коэффициент эксплуатации, $K_э$;
8) межремонтный период работы скважины по причине неисправности глубиннонасосного оборудования (СШН, НКТ и штанги), $МРП_{общ}$
9) межремонтный период работы скважины по причине неисправности только штанговых насосов, $МРП_{сшн}$.

2.3. Средняя наработка до отказа - математическое ожидание наработки насоса до первого отказа.

2.4. Вероятность безотказной работы насоса - это вероятность того, что в заданных условиях работы в течение определенного промежутка времени не произойдет ни одного его отказа.

2.5. Средний ресурс - средняя продолжительность (с учетом возможных перерывов на подземный ремонт) работы насоса за период эксплуатации до предельного состояния пары плунжер-цилиндр в определенных заданных условиях. Предельное состояние пары определяется снижением его производительности до величины, устанавливаемой для каждой скважины, исходя из технико-экономических соображений. Расчет технико-экономического соображения производить по методике, предложенной А.Н.Адониным* или на основе практических данных.

2.6. Средний срок службы - средняя календарная продолжительность эксплуатации насоса до списания. При этом, если данный насос работал в нескольких скважинах, то продолжительность его работы в них суммируется.

2.7. Коэффициент эксплуатации - отношение суммарного времени безотказной работы скважины за анализируемый период к календарному времени.

2.8. Межремонтный период работы скважины - среднее значение времени работы (в сутках) скважины между двумя последовательными ремонтами насосной установки. При этом "геолого-технические мероприятия, связанные с прекращением работы скважины и проведением текущего ремонта, не учитываются при определении общего межремонтного периода скважин, если поднятое из скважины оборудование находится в работоспособном состоянии" [2].

2.9. Межремонтный период работы скважины по причине неисправности штанговых насосов, $МРП_{ошн}$ - среднее время работы

---

* Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. М.: Недра, 1979 г. с. 199-201.

(в сутках) скважины между двумя последовательными ремонтами по причине неисправности скважинного штангового насоса.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Показатели качества работы насоса зависят от конструкции и качества его изготовления, качества и конструкции колонны штанг и НКТ, а т. же от условий эксплуатации: высоты подъема жидкости, давления на приеме насоса, состава и свойств откачиваемой жидкости, кривизны скважины, величины газового фактора, наличия песка, воды, элементов, вызывающих коррозию оборудования и др.

3.2. По высоте подъема жидкости скважины делятся: на мелкие - до 500 м, средней глубины - от 500 до 1500 м, глубокие - от 1500 до 2500 и сверхглубокие - свыше 2500 м; по дебиту: на малодебитные (с дебитом до 5 $м^3$/сут), многодебитные (свыше 100 $м^3$/сут) и среднедебитные.

3.3. По составу и свойствам продукции скважины делятся на нормальные и с осложненными условиями [3].

К категории "нормальных" глубиннонасосных скважин относятся вертикальные с небольшим газовым фактором (без влияния газа на динамограмме), с содержанием в откачиваемой жидкости мехпримеси (песка) до 1 3 г/л, вязкостью добываемой нефти до 0,03 Па·с (30 сП), при обводненности не выше 50%, без явной коррозии подземного оборудования (минерализация пластовой воды до 10 г/л), отложений солей и парафина.

Под осложненными условиями понимаются такие условия, когда нормальная и эффективная добыча нефти обычными штанговыми насосами затруднена или практически невозможна. К ним относятся условия скважин, продукция которых содержит значительное количество песка или другие механпримеси, большое количество свободного газа (в том числе агрессивного), парафина, водорастворимых и водонерастворимых солей. Кроме того, к осложненным условиям относятся условия, когда откачиваемая жидкость обладает высокой вязкостью или имеет высокую температуру.

Скважины с осложненными условиями эксплуатации делятся на следующие основные категории: "песочные", "газовые", "коррозионные", "парафинящиеся", "солеотлагающие" с "высоковязкой жидкостью" или "эмульсионные".

В связи с тем, что в промысловой документации не всегда имеются сведения о процентном содержании в жидкости песка, солей, парафина, агрессивных газов и т.п., в принятой классификации скважин заложен принцип степени воздействия природных условий на работу насоса, штанг и труб.

К "песочным" относятся скважины, в которых добыча нефти осуществляется из залежи со слабосцементированными породами и сопровождается поступлением песка и др. механпримесей на забой и в насосные трубы. В них образуются забойные пробки, наблюдаются заклинивания плунжера в цилиндре, забивания насоса песком, или МРП скважины существенно снижается из-за влияния песка на подземное оборудование (содержание в откачиваемой жидкости песка более 1,3 г/л).

"Газовой", т.е. с газопроявлением, является скважина, периодически фонтанирующая через насос (при этом коэффициент наполнения может быть и выше единицы), а также скважины с высоким

газовым фактором в откачиваемой жидкости (или с влиянием газа на динамограмме). Наличие свободного газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения, срыву подачи.

К "коррозионным" относятся обводненные скважины, в которых наблюдается частый выход из строя подземного оборудования из-за его коррозии, и средняя годовая заменяемость труб и штанг составляет более 20% от всей длины колонны труб и штанг, т.е. коэффициент заменяемости выше 0,2. В этих скважинах поступающая совместно с нефтью вода в зависимости от состава и свойств вызывает коррозию оборудования. В основном коррозия происходит при обводненности более 80%, минерализации пластовой воды более 100г/л, наличии в жидкости агрессивных газов H_2S - более 100 мг/л, O_2, SO_2, ионов хлора, а также в растворенном газе - CO_2 более 20%.

К "солеотлагающим" относятся скважины, в которых при определенных гидротермодинамических условиях происходит отложение солей, в результате чего производят чистку труб от соли или смену засоленных труб и насоса. Как показали исследования ВНИИнефть, на возникновение и отложение солей в технологическом оборудовании скважин, главным образом, влияет нарушение солевого равновесия в пластовой системе, режим работы скважины - дебит и величина забойного давления, содержание воды в добываемой жидкости.

К "парафинящимся" относятся скважины, в которых в течение одного года производят хотя бы одну чистку или отпаривание подземного оборудования. Содержание парафина в нефти в таких скважинах составляет более 2-3%. На промыслах Татарии интервал отложения парафина достигает 800-900 м от устья.

Встречаются скважины, в откачиваемой жидкости которых содержится одновременно несколько осложняющих факторов. Название

таких категорий скважин определяется действием соответствующих факторов. Например, газопесочные, коррозионнопесочные, газопескопарафинящиеся и др.

В каждой из этих категорий имеются скважины чисто нефтяные и с различным содержанием воды в жидкости.

К скважинам с "высоковязкой жидкостью, относятся скважины, откачиваемая жидкость которых имеет высокую плотность (около I) и вязкость более 0,03 Па·с (30 сП). Откачка жидкостей высокой вязкости более 0,I Па·с (I00 сП) приводит к значительным гидравлическим сопротивлениям при движении их, росту сил сопротивления при ходе плунжера вниз, замедленному движению колонны штанг, рассогласованию циклов движения колонны насосных штанг и головки балансира станка-качалки, приводящих к увеличению отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг и снижению коэффициента наполнения насоса*.

Содержание воды в откачиваемой жидкости более 50% осложняет нормальную эксплуатацию скважин.

В ряде скважин при увеличении обводненности продукции от 50 до 80% ее вязкость значительно возрастает по сравнению с вязкостью безводной нефти и образуется стойкая эмульсия из воды и нефти. При последующем увеличении обводненчости происходит ее инверсия и вязкость эмульсии приближается к вязкости воды.

В зависимости от структуры нефтеводяного потока в скважине создаются различные условия для работы штанг,труб и насоса.

При структуре В/Н (капли воды в нефтяной среде) создаются благоприятные условия для смазки штанг,труб и насосных деталей, но увеличивается, в зависимости от состава нефти, вероятность отложения парафина и смол.

---

* Отчет по теме 221-77, М, МИНХ и ГП им.И.М.Губкина.

При структуре Н/В (капли нефти в воде) создаются условия для возрастания износа штанговых муфт, внутренней поверхности труб, течи в резьбовых соединениях, повышенного изнашивания деталей насоса. Такая структура имеет место при любых дебитах, когда обводненность продукции скважин более 50%, а также в области малых дебитов (до 10 $м^3$/сутки) при расходном водосодержании менее 40%.

3.4. Скважины могут быть вертикальными и наклонно-направленными с различной степенью кривизны ствола.

Ресурс насоса существенно зависит от кривизны ствола скважины в зоне спуска насоса (рис.1).

При кривизне ствола скважины более 4^0 на каждые 50 м глубины, а также при горизонтальном смещении забоя от вертикали, приходящимся на каждые 10 м глубины - $\alpha_к \geq 1{,}7$ (рис.2), возникают условия усиленного износа штанг и резкого снижения МРП скважины.

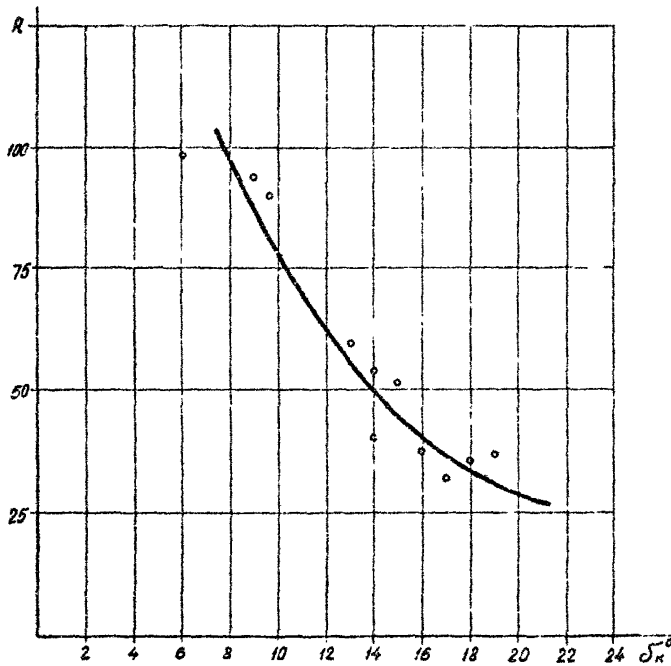
$$\alpha_к = \frac{\ell_3}{H} 10 \qquad (2)$$

Наклонно-направленные скважины по составу и свойствам продукции могут быть с осложненными условиями эксплуатации и нормальными.

Группировка скважин по категориям

3.5. Скважины группируются по категориям. Категория скважин записывается в виде одиннадцатизначного шифра, который определяется по следующим признакам:

первый знак - диаметр насоса;
второй знак - глубина подвески;
третий знак - содержание воды;
четвертый знак - содержание песка;
пятый знак - содержание газа;



Р...I. Зависимость ресурса скважинного насоса типа НСВI-32 от кривизны ствола скважины в месте подвески насоса (Н сп > 1500м)

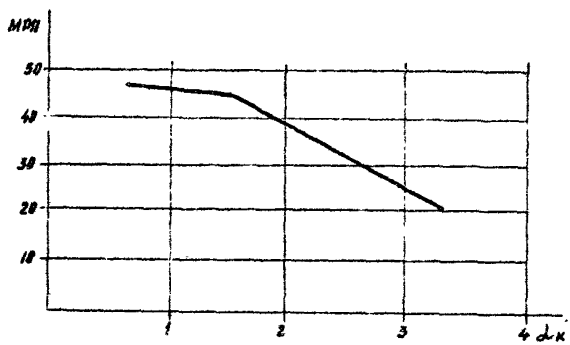


Рис.2. Зависимость МРП скважины от величины $d_к$

шестой знак - коррозионность среды;
седьмой знак - отложение солей или наличие эмульсии;
восьмой знак - наличие парафина;
девятый знак - вязкость нефти;
десятый знак - смолистость нефти;
одиннадцатый знак - минерализация пластовой воды.

В таблице I приводятся шифры признаков, определяющих категорию скважины.

3.6. Независимо от категории скважины анализ показателей надежности производится отдельно по районам нефтедобычи, вертикальным и наклонно-направленным скважинам, а также типам скважинных насосов.

3.7. Для удобства сбора информации и производства анализа работы штанговых насосов, в соответствии с п.3.5., каждой скважине присваивается шифр, характеризующий ее категорию.

3.8. Пример записи категории скважины. Допустим, необходимо обработать данные об отказах вставных насосов диаметром 43 мм, работавших в НГДУ "Лениннефть" в вертикальных "песочных" скважинах с глубиной подвески 800 м, причем вязкость нефти 0,035 Па·с (35 сП), смолистость 20%, обводненность 52%, минерализация 55 г/л.

Категория запишется так: НГДУ "Лениннефть", скважина вертикальная 222П0000212, насос НСВ1.

4. СБОР И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ПЕРВИЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

4.1. Для анализа работы скважинных штанговых насосов по объекту (скважина, ЦДНГ, НГДУ, объединение) служит информация о геолого-технических и эксплуатационных характеристиках насосных скважин, основных параметрах применяемых скважинных штанговых насосов, режимах их работы, а также статистические данные об отказах и работоспособности как насосов, так и всего насосного оборудования.

Таблица 1

Шифры признаков, определяющих категорию скважин

Диаметр, мм					Глубина подвески, м.				Содержание в откачиваемой жидкости							Коррозионность среды. Коэффициент заменяемости труб		Наличие						Вязкость нефти, Па.с				Смолистость нефти, %			Минерализация воды, г/л		
									воды, %			песка		газа				парафина		отложений солей		эмульсии											
														влияние его на работу насоса по динамограмме																			
28 или 32	38 или 43	55	68	93	до 500	501-1000	1001-1500	свыше 1500	0-50	51-80	81-100	>1,3 г/л	<1,3 г/л	имеется	отсутствует	>0,2	<0,2	>2 %	<2 %	имеются	отсутствуют	имеется	отсутствует	0-0,03	0,031-0,1	0,11-0,5	свыше 0,5	0-30	31-50	51-100	0-10	11-100	свыше 100
1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	п	о	г	о	к	о	ф	о	с	о	9	о	1	2	3	4	1	2	3	1	2	3

4.2. Данные для анализа получают из паспорта скважины, книг документации, замеров дебитов, данных динамометрирования, а также по результатам специальных исследований каждой скважины по формам, разработанным ВНИИ [4].

4.3. Учет движений получаемых НГДУ насосов и производимых ремонтов их ведется в мастерской ЦПРС или в насосной мастерской, подчиненной отделу главного механика по форме табл.2.

4.4. Характеристика и назначение насоса содержатся в паспорте на насос. Часть паспорта, заполненная на заводе-изготовителе, отражает состояние насоса до его эксплуатации, а другая часть заполняется нефтедобывающими предприятиями и отражает состояние насоса после его работы.

4.5. Статистические данные об отказах и работоспособности скважинных насосов заносятся в карты учета отказов (табл.3), которая служит исходным документом для определения режима работы, условий эксплуатации, видов повреждений и показателей надежности насосов как вручную, так и на электронно-вычислительной машине.

4.6. Карта учета отказов состоит из 27 граф. Графы 8,9,10 и 11 заполняются в соответствии с табл.I в зависимости от состава откачиваемой жидкости.

Графа 22. Наработка насоса до отказа определяется календарным временем между запуском и отказом его за вычетом времени вынужденного простоя в сутках.

Графа 23. Шифр основного отказа, из-за которого произошло снижение подачи насоса или полное ее прекращение.

Графа 24. Шифр отказа, сопутствующего основному, выявленного в процессе ремонта скважины или при разборке насоса.

4.7. При эксплуатации скважинных насосов следует различать отказы самого насоса и отказы всей глубиннонасосной установки.

Журнал по учету движения штанговых насосов по ЦПРС НГДУ

Таблица 2

Дата поступления	№ чертежа	Откуда получен насос	Тип насосов	Диаметр и группа посадки насоса	Число втулок	№ ЦДНГ	№ скважин	Работа штангового насоса: Дата спуска	Дата подъема	Продолжительность работы, сут.	Н, м	Результаты проверки и ремонта штанговых насосов в мастерской ЦПРС после их подъема из скважин: Состояние насоса	Произведенный ремонт	Последующее движение насоса: Дата отправки	Направление
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
								Пример заполнения:							
20-I-80	К-785	Завод им. Ф. Дзержинского г. Баку	НСВ1	32 I	17	2	231	24-I-80	30-II-80	66	1150	Изношен плунжер	—	4-IV-80	Мастерская ЦБПО
18-I-80	К-921	Завод им. Ф. Дзержинского г. Баку	НСН2	43 II	14	1	425	22-II-80	19-III-80	26	850	Изношен нагнетательный клапан	Смена клапана, чистка и смазка насоса	22-III-80	с/к № 293
25-II-80	251	Мастерская по ремонту насосов ЦБП объединения	НСВ1 Рп.	45-II	14	3	293	23-III-80	15-IV-80	23	650	Изношен плунжер	—	17-IV-80	Мастерская ЦБПО
							627	Итого		49					
								28-II-80	20-III-80	21	735	Изношен плунжер	—	25-III-80	Мастерская ЦБПО

Наиболее характерные виды отказов, встречающихся при эксплуатации штанговых насосов, и соответствующие им шифры приведены в табл. 5

4.8. Для анализа режимов работы глубиннонасосного оборудования и их оптимизации с применением ЭВМ служит карта учета работы глубиннонасосной скважины (см. табл. 4), в которую заносятся дискретные значения параметров насосного оборудования, определяемые в первом приближении по диаграммам Адонина [5] и практическим соображениям.

4.9. Сбором и систематизацией первичной документации (заполнение карт учета отказов и карт учета работы глубиннонасосных скважин), анализом показателей работы штанговых насосов, разработкой рекомендаций по их улучшению занимаются - технологическая группа и геологическая служба ЦДНГ.

5. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ НАСОСА В СКВАЖИНЕ

Соответствие выбранного оборудования и режима его работы продуктивной характеристике скважины

5.1. Все скважины, эксплуатируемые скважинными штанговыми насосами, делятся на три типа:

I- круглосуточно работающие с полным заполнением цилиндра насоса жидкостью;

II - круглосуточно работающие с неполным заполнением цилиндра насоса жидкостью из-за несоответствия подачи насоса притоку жидкости из пласта;

III - с периодической откачкой жидкости.

5.2. Для I типа скважин при заданной технологической норме отбора жидкости из скважины определить соответствие забой-

Таблица 3

Карта учета отказов штанговой глубиннонасосной установки

НГДУ	№ ЦДНГ и № скважины	Тип насоса	Диаметр насоса	Глубина подвески насоса H, м	Кривизна скважины в месте спуска насоса, °/м	Содержание воды, %	Наличие мехпримесей (песка), г/л	Наличие газа	Коррозионность среды	Наличие парафина, солей, эмульсий	Характеристика нефти: вязкость при 20°С, сП	Характеристика нефти: содержание смол, %	Минерализация пластовой воды, г/л	Ход плунжера S, м	Число качаний „n" в мин	Дебит, м³/сут: нефти	Дебит, м³/сут: жидкости	Порядковый номер насоса	Дата: запуска	Дата: отказа	Наработка до отказа	Вид отказа	Сопутствующий отказ	Коэффициент подачи: начальный	Коэффициент подачи: конечный	Коэффициент эксплуатации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
26 бак. комис.	1	НСВ1	32	609	3	61	П	0	0	0	10	22	385	0,9	8	48	4,5	01	15.12.78	23.01.79	039	101		0,55	0,51	0,98
	359						2,1											02	23.01.79	16.02.79	024	002		0,55		
																			16.02.79	24.03.79	036	000			0,29	
																		03	24.03.79	03.04.79	010	009		0,32	0,23	
																		04	03.04.79	12.05.79	039	000		0,67	0,50	
																		05	12.05.79	16.05.79	004	300		0,67	0,67	
																			16.05.79	27.05.79	011	200		0,83	0,67	
																		06	28.05.79	02.06.79	005	005		0,77		
																			02.06.79	01.08.79	060	000			0,36	
																		07	01.08.79	09.11.79	100	000	005	0,65	0,57	
																		08	09.11.79	18.12.79	039	101		0,79	0,49	
																							Средн.	0,66	0,47	

Количество отказов		Распределение отказов по видам в шт.																			Средние значения, сут				
Всего	связанных с насосом	000	001	002	003	004	005	006	007	008	009	100	101	102	200	201	202	203	204	300	400	Tср	Rср	МРП	Кэ	θ
12	10	4	—	1	—	—	2	—	—	—	1	—	2	—	1	—	—	—	—	1	—	36,5	65	36,7	0,985	29 3/10

Таблица 4

Карта учета работы глубиннонасосной скважины №
ЦДНГ № НГДУ

Эксплуатационный горизонт	Интервал фильтра	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Глубина, м: забоя, Н	Глубина, м: до кровли пласта	Глубина, м: подвески насоса	Диаметр и группа прочности стали НКТ, мм	Диаметр штанг, мм: 1-ой (нижней) ступени	Диаметр штанг, мм: 2-ой ступени	Диаметр штанг, мм: 3-ей ступени	Длина колонны штанг, м: 1-ой ступени	Длина колонны штанг, м: 2-ой ступени	Длина колонны штанг, м: 3-ей ступени	Марка штанг, нормализов. или закал. ТВЧ	Тип станка-качалки с указанием ходов	Потребляемая мощность электродвигат., кВт	Уровень, м: статический	Уровень, м: динамический	Динамическая вязкость нефти, сП	Удельный вес: нефти (на устье)	Удельный вес: пластовой воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Данные о работе 3-х отработанных насосов (поднятые из-за сработки насоса): Приёмовый номер насоса	Дата: спуска	Дата: подъёма	Срок службы насоса
22	23	24	25

Изменение подачи во времени по одному отработанному насосу (характерному): Дата замера	Дебит: нефти	Дебит: жидкости	Интервал времени, разделяющий замеры
26	27	28	29

Содержание в откачиваемой жидкости: воды, %	Механических примесей (песка), %	Газа (газовый фактор)	Тип, диаметр и длина плунжера насоса	Вид и группа посадки насоса	Ход плунжера, S в м	Число качаний "n" в мин	Среднее время, потребное на смену насоса, сут	Максимально-возможный дебит скважины, м³/сут	Минимальный дебит скважины (при котором производ. считают нерентабельной), т/сут	Теоретическая производительность насоса, м³/сут	Средне-месячная фактическая подача насоса (нефти/жидк.), м³/сут	Средний коэффициент подачи насоса
30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42

Дискретные величины: Ход плунжера S, м	Числа качаний "n" в мин.	Диаметра насоса, м	Начального зазора "δ", м	Площади поперечного сечения насоса "F", м²	Диаметра НКТ, м	Типа насоса
43	44	45	46	47	48	49

Примечания: 1. графа 19 - вязкость определять при температуре пласта;
2. графы 33 и 34 заполняются по данным паспорта насоса

Таблица 5

Виды отказов штанговой глубиннонасосной установки и соответствующие им шифры

По насосам, связанные											Остальные						
с узлами и деталями самого насоса									с влиянием песка и соли								
Износ бары плунжер-цилиндр	Эрозионное изнашивание или износ клапана	Отворот или слом штока	Заклинивание плунжера	Слом клетки или слом стакана	Эрозионное изнашивание или отворот клапанных узлов	Эрозионное изнашивание или отворот деталей цилиндра	Отворот плунжера от клетки	Эрозионное изнашивание или слом седла конуса, конуса или замковой опоры	Слабая посадка пары (при сборке)	Забивание клапана песком	Заклинивание пары песком	Забивание насоса песком или солью	Отворот или обрыв штанг или штанговых муфт	Течь в трубах	Засасывание труб, насоса парафином	Пробкообразование	Выход из строя газового сепаратора	Геолого-технические мероприятия	Прочие ремонты
000	001	002	003	004	005	006	007	008	009	100	101	102	200	201	202	203	204	300	400

ного давления проектному, а дебита скважины - производительности насоса.

$$Q_т \cdot \eta = Q_{пл}, \qquad (3)$$

где $Q_{пл}$ - допустимый дебит рассматриваемой скважины по проекту разработки;

η - коэффициент подачи насоса (принятый из технико-экономических соображений или на основании статистических данных по залежи).

При их несоответствии режим работы системы следует пересмотреть. Изменение отбора достигается увеличением сепарационной способности газового якоря, изменением глубины подвески насоса, скорости откачки, сменой типоразмера насоса.

5.3. Для II типа скважин, когда подача насоса превышает приток жидкости из пласта, запас подачи определять по формуле:

$$K_{зап} = \frac{\eta_в \cdot Q_т}{Q_{пл}} \qquad (4)$$

где $\eta_в$ - возможный коэффициент подачи насоса.

При наличии запаса подача насоса в течение межремонтного периода работы скважины поддерживается постоянной. По мере износа пары плунжер-цилиндр и увеличения утечки через ее зазор, изменяется вид динамограммы от "незаполнения цилиндра" до "полного заполнения цилиндра" (рис.3). Большой запас подачи может привести к износу оборудования, уменьшению КПД, увеличению инерционных усилий в штангах и деталях станка-качалки.

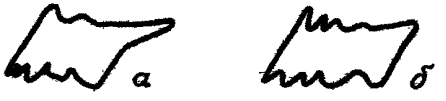


Рис.3. Динамограммы работы штанговых насосов в скважине 2455 в ЦДНГ № 8 НГДУ "Лениннефть": а) после спуска насоса; б) перед подъемом.

Рекомендуемый запас подачи для малодебитных скважин в зависимости от ее дебита приведен ниже.

Дебит жидкости, $м^3$/сут.	до I	I-I,5	I,6-4	4,I-5
Запас подачи	5	3,5	2,5	2

5.4. При отношении подачи насоса к дебиту скважины более 3 рассмотреть возможность перевода ее на периодическую откачку. Выбор скважин для периодической откачки осуществлять на основе анализа геолого-технологических и технико-экономических факторов. При этом учитывать основные требования, предъявляемые к выбору скважины:

1) скважина должна быть малодебитной с большим запасом производительности (от 3 до 5) и незначительным влиянием газа;

2) малодебитность скважины обусловлена низкой проницаемостью пласта;

3) диаметр эксплуатационной колонны не менее I50 мм;

4) себестоимость нефти, добываемой из скважины, не должна превышать себестоимости при непрерывной откачке.

В случае роста обводненности продукции перевод скважины на периодическую откачку не допускается.

Подробная методика выбора скважин для периодической откачки и их эксплуатации приведена в [6].

Анализ существующего режима откачки установки

5.5. Произвести расчет глубины спуска насоса.

$$H_{сп} = H_g + h_{погр}, \qquad (5)$$

где H_g - глубина динамического уровня, м

$$H_g = H_{скв} - h_g, \qquad (6)$$

$$h_g = \frac{K P_{пл} - Q}{K \rho g}, \qquad (7)$$

где $h_{погр}$ - глубина погружения насоса под динамический уровень.

Погружение приема насоса, с одной стороны, должно быть минимально необходимым, чтобы не занимать излишнего оборудования и не создавать бесполезной нагрузки на звенья насосной установки; с другой стороны, погружение должно быть достаточным, чтобы препятствовать выделению газа, растворенного в откачиваемой жидкости.

5.6. Минимально-необходимую глубину погружения приема насоса под динамический уровень при откачке жидкости без свободного газа определять по формуле Пирвердяна А.М. и Степановой И.С. Подробная методика расчета приведена в [5,7] . Она предусматривает определение потерь напора во всасывающих клапанах насоса в зависимости от их конструкции и режима откачки.

5.7. Для условий откачивания газированной жидкости:

$$H_{сп} = H_g + \frac{10 P_{пр}}{\gamma_з},$$

где $\gamma_з$ - удельный вес газожидкостной смеси в затрубном пространстве. Определяется по формуле [8] ;

$$\gamma_з = 0,36+0,0017B+0,00126P_{пр}$$

5.8. Давление у приема насоса определять одним из следующих методов:

1) Метод СибНИИНП."Процесс исследования заключается в замере методом волнометрирования уровня газожидкостной смеси в затрубном пространстве при работе скважины на установившемся режиме, но при переменном давлении на устье затрубного пространства, что практически достигается закрытием задвижки на устье затрубного пространства. При этом наблюдается рост устьевого затрубного давления и увеличения динамического уровня. По ре-

зультатам исследования строится графическая зависимость $H_g = f(P_{зат})$ и экстраполируется до глубины спуска насоса ($H_{сп} = H_{дин}$). Значение давления, соответствующее $H_g = H_{сп}$, равно давлению на приеме насоса ($P_{пр}$)" [9].

2) Методика АзНИПИнефть [10] заключается в определении давления на приеме насоса по динамограмме. При этом исходят из того, что зависимость между величиной $\frac{1}{P}$, где P - текущее значение давления под плунжером, и перемещением плунжера S на динамограмме приближенно прямолинейная.

Величины P и S определяются по динамограмме (рис.4) следующим образом.

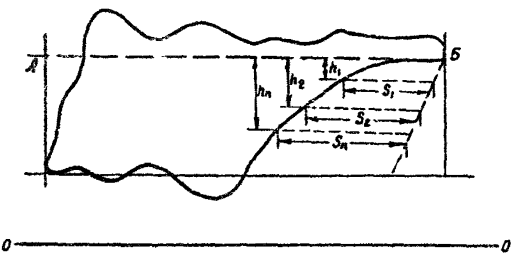


Рис.4. Определение давлений h_1, h_2, h_3 и расстояний S_1, S_2, S_3 по динамограмме

Через точку Б, соответствующую перегибу кривой динамограммы, проводим горизонтальную прямую, от которой отсчитываем вниз расстояния h_1, h_2, ... h_n до линии разгрузки. Тогда давления под плунжером $P_1 = \frac{h_1}{F}$, $P_2 = \frac{h_2}{F}$ . . . . . $P_n = \frac{h_n}{F}$, где F - площадь сечения плунжера.

Строится зависимость между $\frac{1}{P}$ и S (рис.5). По отрезку ON, отсекаемому этой прямой на оси ординат можно определить искомую величину давления у приема насоса P_0 [10].

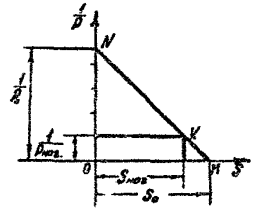


Рис.5. Зависимость между P и S

3) В случае изменения процесса сжатия свободного газа по политропе давление на приеме насоса и дебит жидкости рекомендуется определять по методике КазНИПИнефть [II].

5.9. Приведенные напряжения в колонне штанг определять по номограмме или расчетным путем [I2]. При $\sigma_{пр} > [\sigma]$ ($\sigma_{пр}$ - приведенные напряжения в колонне штанг, $[\sigma]$ - допускаемое напряжение материала штанг) необходимо пересмотреть колонну штанг. Максимальное усилие на головку балансира, силу трения и коэффициент подачи следует определять по динамограммам или расчетным путем.

5.I0. Порядок изменения режима при его корректировке.

При необходимости повышения производительности насоса сначала увеличить ход плунжера, затем число качаний, при этом придерживаться статического режима работы штанг, т.е. M_2 =0,35÷0,45,

где $$M_2 = 0{,}0000205\ H_{сп} \cdot n \qquad (I0)$$

После указанных изменений увеличивают глубину подвески насоса и, наконец, диаметр насоса.

5.II. Все скважины должны работать на оптимальном режиме откачки. Оптимизацию режима откачки осуществлять в соответствии с методиками, разработанными территориальными НИПИнефть.

5.12. Разработанное АзНИПИнефтью "Временное методическое руководство по оптимизации работы штанговых глубиннонасосных скважин с применением ЭВМ" [7] учитывает прогнозирование утечки в насосе по мере износа пары плунжер-цилиндр. Оно позволяет сопоставить существующий технологический режим работы скважины и оптимальный, рассчитанный на ЭВМ. Анализ режима откачки проводится путем сравнения величин, характеризующих работу штанговой колонны и станка-качалки:

1) максимальная нагрузка;
2) крутящий момент на валу редуктора;
3) число качаний, ход плунжера и скорость откачки;
4) приведенное напряжение в точке подвеса штанг;
5) потребляемая мощность электродвигателя.

При этом критерием является как величина средней подачи насоса, так и величина срока его службы (в данной скважине).

В табл.6 приведен пример анализа технологического режима скважины, который может быть осуществлен при помощи ЭВМ по методике [7].

5.13. При откачке жидкости малой и средней вязкости на больших глубинах подача насоса может оказаться ниже ожидаемой из-за неблагоприятного сочетания фаз собственных и вынужденных колебаний штанг. Поэтому при выборе параметров S и n для глубиннонасосных установок с большой глубиной подвески насоса следует избегать попадания в область режимов откачки с заниженной подачей, которые показаны на графиках (рис.6)*.

Анализ работы насоса по динамограмме

5.14 После спуска насоса в процессе эксплуатации фактическую подачу, состояние насоса, труб, штанг контролировать

*Отчет по теме № 58 (64-65), Баку, АзНИПИнефть

Таблица 6

Анализ технологического режима работы скважины № 2600

Параметры		Режим работы		
		существующий	допускаемый	расчетный (оптимальный)
Средняя подача насоса, м³/сут.	нефти	2,03	3,0	2,52
	жидкости	32,46	44,0	40,37
Срок службы насосов, сут		34,0		35,0
Глубина подвески насоса, м		1165,0	1250	1180,0
Длина хода, м		2,1	2,1÷3,0	2,7
Число качаний, 1/мин.		10,0	8÷11	9,0
Скорость откачки (Sn)		21,0	16,8–33,0	24,3
Диаметр насоса, мм		43,0	43,0	43,0
Средний начальный зазор пары, мкм		45,0	70	45,0
Внутренний диаметр НКТ, мм		62,0	62,0	62,0
Насосные штанги, диаметр, мм / длина, м	I сут.	19,0 / 715		19 / 583
	II сут.	22,0 / 450		22 / 295
	III сут.	—		25 / 302
Максимальные усилие на головку балансира, кгс		5531,0	10000	6150,0
Крутящий момент на валу редуктора, кгс/м		2080,0	4000	2897,0
Приведенное напряжн в точке подвески штанг 10⁻ кгс/м		883,0	900	723
Потребляемая мощность двигателя, квт		13,0	20	14,5
Расчетный экономический эффект, руб/год				1856,0

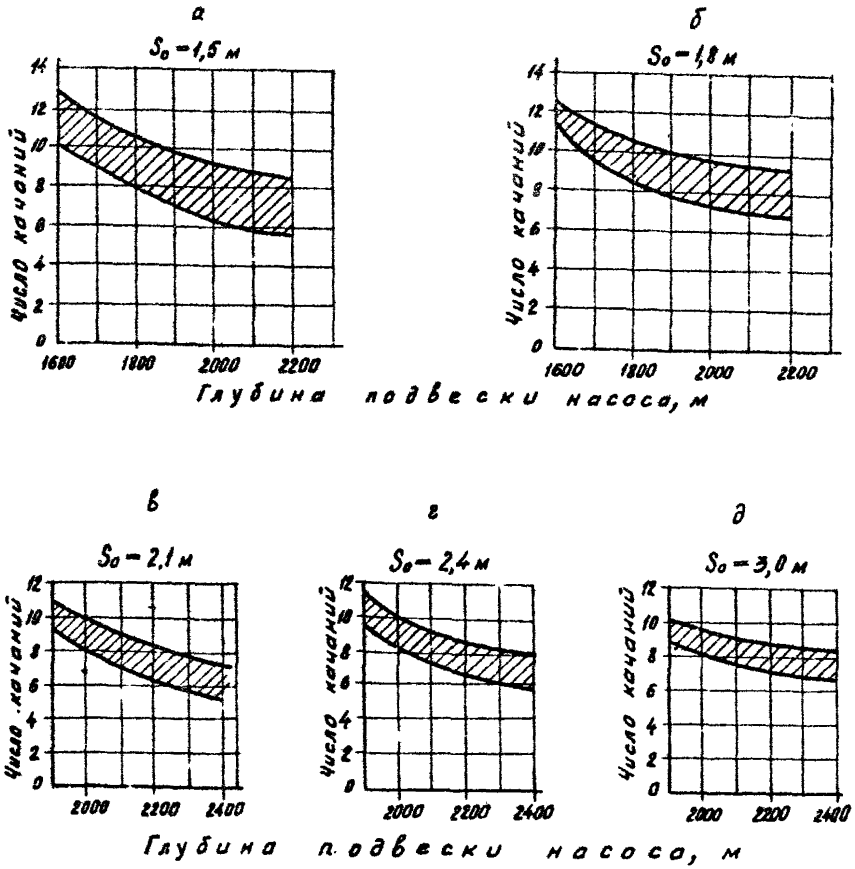


Рис.6. Диаграммы невыгодных режимов

путем замеров дебита и снятием динамограмм.

Анализ и обработка динамограмм, снятых при работе скважинных штанговых насосов, заключается в определении по ее форме и размерам условий работы насоса и характерных неполадок подземного оборудования.

Обработка динамограммы дает возможность определить количественные и качественные показатели работы глубиннонасосной установки: нагрузки и напряжения в полированном штоке, длину хода плунжера и полированного штока, коэффициент наполнения насоса, герметичность приемной и нагнетательной частей насоса, влияние газа, правильность посадки плунжера, наличие течи в НКТ, отвороты и обрывы штанг или штанговых муфт, заклинивание плунжера и др.

По динамограмме работы скважинного штангового насоса в среде, содержащей свободный газ, также определяют давление у приема насоса, дебит жидкости и дебит трубного газа [10] .

Как правило, динамометрирование должно производиться в первый же день после спуска насоса в скважину при изменениях режима откачки и подачи насоса, а также в процессе его работы для своевременного выявления различных неполадок. При этом периодичность динамометрирования для скважин - "нормальных" - 20 ÷ 30 суток, для скважин с различными осложнениями - 3 ÷5 суток.

Для получения данных по динамограмме, снятой гидравлическим динамографом, на нее наносится теоретическая динамограмма (рис.7).

Пример расшифровки динамограммы.

Измеряемая нагрузка Р определяется умножением показания динамографа С (в мм) по оси ординат на масштаб усилий $P(\frac{кГ}{мм})$

$$P = C_P \quad (H)$$

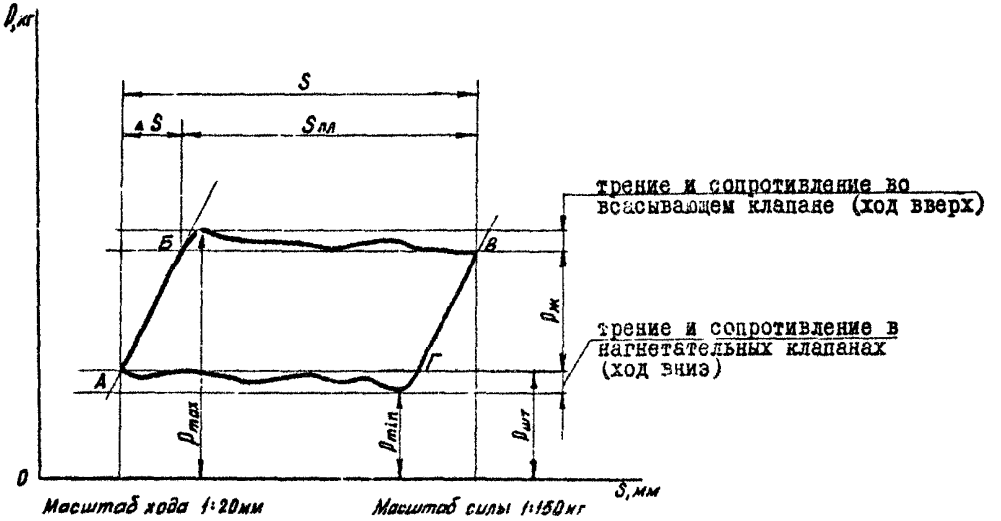


Рис.7. Теоретическая динамограмма работы скважинного штангового насоса

Перемещение полированного штока и плунжера определяется умножением расстояния между заданными точками по оси абсцисс на масштаб хода.

Расстояние между перпендикулярами, опущенными из крайних точек динамограммы (точки А и В) на ось, соответствует ходу полированного штока S. Величина хода плунжера $S_{пл}$ соответствует расстоянию между перпендикулярами, опущенными на ось из точек Б и Ь.

Например: $S = 75 \cdot 20 = 1500$ мм

$S_{пл} = 61 \cdot 20 = 1220$ мм

Потеря хода полированного штока ΔS равна (1500-1220) = =280 мм, а коэффициент подачи насоса η ориентировочно определяется, как отношение $\frac{S_{пл}}{S}$

$$\eta = \frac{1220}{1500} = 0,81$$

На рис.8 приведены типовые формы динамограмм.

Динамограммы 23,27 и 28, соответственно, характеризуют, помимо высокой посадки и запаздывания закрытия нагнетательного клапана, негерметичность торцев втулок (получены по результатам исследований, проведенных в НГДУ "Черноморнефть").

Так, например, динамограмма 23 на рис.8 показывает выход плунжера насоса НСН2 из цилиндра. Такая же форма динамограммы получена при разъедании у насоса НСН2 и НСВ1 одного стыка втулок в верхней части цилиндра и второго - в нижней части. Плунжер, находясь в нижней части, перекрывает разъеденную часть, и утечка не происходит, при ходе же вверх открывает путь для утечки жидкости.

Динамограмма 27 может указывать на случай разъедания стыка между нижней втулкой и нижней захимной муфтой и стыка втулок посередине цилиндра. На динамограмме 28 показан случай,

I. НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА НАСОСА



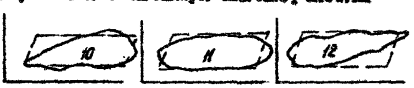
II. УТЕЧКА В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ



III. УТЕЧКА В ПРИЕМНОЙ ЧАСТИ



IV. УТЕЧКА В ПРИЕМ. И НАГНЕТ. ЧАСТЯХ



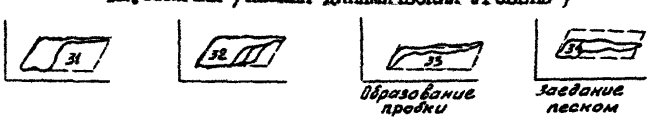
V. ВЛИЯНИЕ ГАЗА НА РАБОТУ НАСОСА



VI. ПРИХВАТ ПЛУНЖЕРА НАСОСА



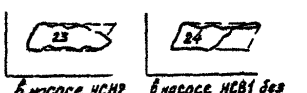
VII. ОТКАЧКА /НИЗКИЙ ДИНАМИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ/



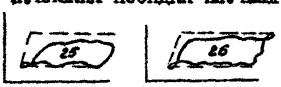
VIII. ФОНТАНИРОВАНИЕ



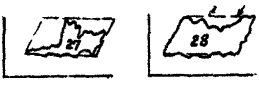
IX. ВЫСОКАЯ ПОСАДКА ПЛУНЖЕРА



X. НИЗКАЯ ПОСАДКА ПЛУНЖЕРА



XI. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ НАСОСА



XII. ОБРЫВ ИЛИ ОТВОРОТ ШТАНГ

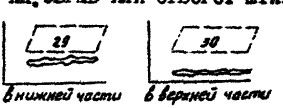


Рис.8. Типовые динамограммы

когда разъедены стыковые соединения, расположенные в таких местах, что плунжер в нижнем и в верхнем положении перекрывает их, а утечка происходит на середине хода плунжера. На динамограмме при этом в середине хода получается провал (показан стрелками).

Следует отметить, что в настоящее время большинство НГДУ переведены на телеконтроль за работой скважинных штанговых насосов. Анализ многочисленных телединамограмм показал, что при четкой налаженной работе датчиков по ним можно определить такие явления, как влияние газа, откачку уровня, обрыв или отворот штанг, заклинивание плунжера, низкая и высокая посадка насоса, выход из строя клапанов и др. В связи с отсутствием нулевой линии невозможно определить величину пропуска жидкости в приемной и нагнетательной частях насоса, высоту динамического уровня, степень влияния газа, течь в трубах, коэффициент наполнения насоса и потерю хода ΔS , а также производить расчет нагрузок, необходимых для подсчета напряжения в штангах.

Поэтому при проведении исследовательских работ следует обязательно пользоваться гидравлическим динамографом.

Анализ работы скважинного насоса расчетным путем

5.15. Динамограммы, снятые во время работы скважинного штангового насоса, особенно в глубоких скважинах из-за сложности их конфигурации, обусловленной интенсивным колебательным процессом в штангах, не всегда дают возможность установить причину низкой подачи. В этих случаях, анализ следует производить расчетным путем.

5.16. В случае отличия начальной фактической подачи от ожидаемой составляется баланс всех потерь в подаче установки.

При незначительном влиянии газа:

$$Q_т - Q_ф = q_{уд} + q_{ут} + q_{кл} + q_{тр} + q_{н.р.}, \qquad (12)$$

где $q_{уд}$ – потери жидкости и удлинение штанг и труб

$$q_{уд} = F \cdot \Delta S \cdot n \cdot 60 \cdot 24, \ м^3/сут \qquad (13)$$

где ΔS – потеря длины хода определяется по кривым на рис.9 или расчетным путем;

$q_{ут}$ – потери жидкости на утечку (начальную) в паре плунжер-цилиндр определяются по формуле:

$$q_{ут} = 0{,}0432\alpha \frac{g D \delta^3 H_{сп}}{\sqrt{\ell}}, \quad м^3/сут \qquad (14)$$

где α – безразмерный коэффициент, зависящий от величины диаметрального зазора между плунжером и цилиндром, определяется по кривой (рис.IC), построенной для практически вертикальных скважин;

$q_{кл}$ – потери на утечку в клапанах из-за запаздывания закрытия их.

$$q_{кл} = \alpha_1 \cdot F \cdot S \cdot n \cdot 60 \cdot 24, \ м^3/сут \qquad (15)$$

При вязкости смеси до 0,I Па·с:

$\alpha_1 = 0{,}03$ – для клапанов с цилиндрическим седлом исполнения C_I, C_2, C_3 и C_4 [12,13];

$\alpha_1 = 0{,}05$ – для клапанов с коническим седлом из нержавеющей стали исполнения C_5 [13].

При вязкости смеси свыше 0,I Па·с, для всех конструкции клапанов, $\alpha_1 = 0$

$q_{тр}$ – утечка в соединениях или в теле труб;

$q_{н.р.}$ – потери жидкости из-за попадания выбранного режима откачка в область "невыгодных" режимов, т.е. с заниженной подачей.

Область "невыгодных" режимов определяется по графикам (см.рис.6).

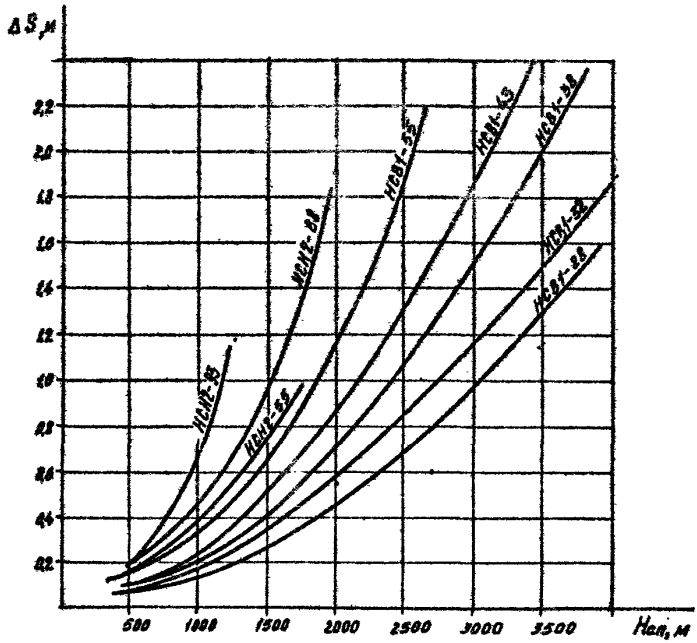


Рис.9. Потери хода плунжера

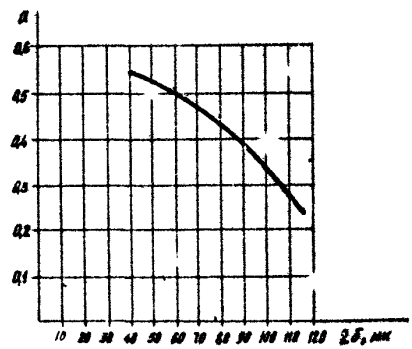


Рис.10. Зависимость коэффициента "а" от зазора(2δ) между плунжером и цилиндром

Пример. Насос условным диаметром 32 мм с клапанами с цилиндрическим седлом и плунжером длиной I,2 м спущен на колонне штанг диаметром 22 и I9 мм. Скважина вертикальная. Требуется откачать Q_1 = II м^3 с глубины 2200 м. Ход плунжера 2,I м, а площадь его сечения F=0,000804 м^2. Средний зазор между плунжером и цилиндром - 0,06 мм. Кинематическая вязкость нефти: $5 \cdot 10^{-9}$ м^2/с (0,005 см^2/с).

I) Определим потери хода плунжера на удлинение штанг и труб по рис.9 находим ΔS = 0,68 м.

2) Определим необходимое число качаний для получения Q_1 = II м^3.

$$n = \frac{Q_1}{F(S-\Delta S)\cdot 60\cdot 24} = \frac{11}{0{,}000804\,(2{,}1-0{,}68)\cdot 60\cdot 24} = 6{,}7\ \text{кач/мин}$$

3) Соответствующая этому числу качаний теоретическая подача будет:

$$Q_T = 0{,}000804\cdot 2{,}1\cdot 6{,}7\cdot 60\cdot 24 = 16{,}3\ \text{м}^3/\text{сут}$$

4) $q_{уд} = 0{,}000804\cdot 0{,}68\cdot 6{,}7\cdot 60\cdot 24 = 5{,}27$ м^3/сут.

5) Находим начальную утечку в новом насосе по формуле(I4). Для этого по кривой (см.рис.I0) определяем значение α = 0,5

$$q_{уд} = 0{,}0432\cdot 0{,}5\,\frac{980\cdot 3{,}2\cdot 0{,}003^3\cdot 2200}{0{,}005\cdot 1{,}2} = 0{,}63\ \text{м}^3/\text{сут}$$

6) Определяем потери на утечку в клапанах по формуле (I5)

$q_{кл}$ = 0,03·0,000804·2,I·6,7·60·24 = 0,49 м^3/сут

7) $q_{тр}$ принимаем условно, равным I м^3/сут

8) Потери $q_{н.р.}$ определяем из выражения

$$q_{н.р.} = Q_1 - Q_2\ ,$$

где Q_2 - подача при числе качаний n норм, соответствующем переходу режима из "невыгодного" в нормальный.

$$Q_2 = F(S-\Delta S)\cdot n_{норм}\cdot 60\cdot 24$$

Тогда Из грацика на рис.6 для глубины 2200 м - n норм=6кач/мин.

Q_2 = 0,000804·(2,I - 0,68) · 6·60·24 = 9,85 м^3/сут.

$q_{н.р.}$ = II - 9,85 = I,I5 м³/сут

9) Баланс всех потерь

$$Q_ф = Q_т - \Sigma q_{пот}$$

$Q_ф$ = I6,3-(5,27+0,63+0,49+I,0+I,I5) = 7,76 м³/сут

Следовательно, при выбранном режиме не достигается заданная подача и его необходимо изменить.

I0) Увеличив ход плунжера до 2,5 м, по графику на рис.6 "г" находим, что число качаний, при котором не будет "невыгодного" режима, n кач/мин = 6,5 кач/мин. Тогда

$$Q_т' = 0{,}000804 \cdot 2{,}5 \cdot 6{,}5 \cdot 60 \cdot 24 = I8{,}80 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Сумма потерь без $q_{н.р.}$ составит

$$\Sigma q'_{пот} = 5{,}27+0{,}63+0{,}49+I{,}0 = 7{,}39 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

$$Q_ф = I8{,}3 - 7{,}39 = II{,}4I \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таким образом заданное количество жидкости с глубины 2200 м можно получить только увеличив ход плунжера до 2,5 м, при числе качаний n = 6,5 кач/мин.

Определение показателей качества работы насоса

5.I7. Показатели качества работы скважинных штанговых насосов определять по нижеприведенным формулам.

I) Начальный коэффициент подачи определяется как $\frac{Q_ф}{Q_т}$, где $Q_ф$ -средняя величина замеров дебита скважины в течение первых трех суток с начала его запуска.

2) Степень снижения коэффициента подачи насоса при его смене, %

$$\theta = \frac{\Delta\eta}{\eta_н} \cdot 100 \qquad (16)$$

3) Средняя наработка до отказа насоса определяется статистической оценкой:

$$T_{ср} = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^{N_0} t_i \qquad (17)$$

4) Вероятность безотказной работы насоса определяется статистической оценкой:

$$P(t) = 1 - \frac{N(t)}{N(0)} \qquad (18)$$

5) Средний ресурс определяется по формуле:

$$R_{ср} = \frac{1}{N_к} \sum_{j=1}^{N_к} t_{ij} \qquad (19)$$

6) Средний срок службы до списания определяется по формуле:

$$t_{ср} = \frac{1}{N_к} \sum_{j=1}^{N_к} \left(\sum_{i=1}^{K} t_{ji} \right) \qquad (20)$$

7) Коэффициент эксплуатации подсчитывается по формуле:

$$K_э = \frac{T_к - \left(\sum_{i=1}^{N_р} t_{pi} + \sum_{i=1}^{N_н} t_{ni} \right)}{T_к} \qquad (21)$$

8) Средний межремонтный период работы одной скважины (МРП) определяется по формуле:

$$МРП_{общ} = \frac{T_{общ}}{n_р} \qquad (22)$$

9) Межремонтный период работы скважины по причине неисправности штанговых насосов определяется по формуле:

$$МРП_{шт} = \frac{T_{общ}}{n_{рш}} \qquad (23)$$

5.18. Расчет показателей надежности, коэффициента эксплуатации, межремонтного периода работы скважины следует вести по карте учета отказов глубиннонасосной установки (см.табл.3) за определенный период, характеризуемый стабильностью условий (желательно за год).

5.19. При определении показателей надежности насосов за величину ресурса принимать наработку насосов, отказавших только из-за износа пары плунжер-цилиндр (шифр 000).

В тех случаях, когда отказ насоса произошел из-за износа пары плунжер-цилиндр после определенного количества отказов другого вида, ресурс определяется как сумма наработок между всеми предыдущими отказами.

5.20. Пример определения показателей качества работы насо-

са по карте учета отказов (см.табл.3) скважины 359 НГДУ им. 26 Бакинских комиссаров.

- Средний ресурс скважинных штанговых насосов (срок службы), сут.

$$R_{ср} = \frac{060 + 0,39 + 060 + 100}{4} = 65 \text{ сут.}$$

- Наработка до отказа штанговых насосов, сут.

$$T_{ср} = \frac{039+024+010+039+005+100+039}{7} = 36,5 \text{ сут.}$$

- Коэффициент эксплуатации, при $n_р = 11$, $t_р = 0,5$ сут. и $n_п = 0$

$$K_э = \frac{365 - 5,5}{365} = 0,985$$

- Общий межремонтный период работы скважины

$$МПР_{общ} = \frac{039+024+036+010+039+015+005+060+100+039}{10} = 36,7$$

- Межремонтный период работы скважины по причине неисправности штанговых насосов

$$МРП_{скв} = \frac{039+024+036+010+039+020+060+100+039}{9} = 40,3$$

5.21. В скважинах, где $МРП_{общ}$ составляет 120 и более суток, определять показатели работы насосов по одной отдельно взятой скважине нецелесообразно.

6. ОБРАБОТКА И АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО ГРУППЕ СКВАЖИН

Расчет средних значений показателей работы глубинно-насосных скважин.

6.1. Для каждой категории скважин, НГДУ, или другого объекта подсчитываются средние значения параметров работы насосов, характеристик откачиваемой жидкости и эксплуатационных показателей.

6.2. Средние значения характеристик совокупности N скважин определяются по формулам:

Дебит каждой скважины

жидкости $$q_{ср.ж} = \frac{1}{T}\sum_{k=1}^{T} q_{ж} \cdot t_k \qquad (24)$$

нефти $$q_{ср.н} = \frac{1}{T}\sum_{k=1}^{T} q_{н} \cdot t_k \qquad (25)$$

Дебит жидкости для группы скважин, $\bar{q}_{ж}$, $м^3/сут$ $$\bar{q}_{ж} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} q_{ср.ж} \qquad (26)$$

Дебит нефти для группы скважин, $\bar{q}_{н}$, $м^3/сут$. $$\bar{q}_{н} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} q_{ср.н} \qquad (27)$$

Обводненность, В, % $$\bar{B} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} B_{ср\,i} \qquad (28)$$

Вязкость, $\bar{\mu}$, Па·с $$\bar{\mu} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \mu_i \qquad (29)$$

Минерализация, $\bar{M}$, г/л $$\bar{M} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} M_i \qquad (30)$$

Глубина подвески насоса, $\bar{H}_{сп}$, м $$\bar{H}_{сп} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} H_i \qquad (31)$$

Давление на приеме, $\bar{P}_{пр}$, МПа (кгс/см^2) $$\bar{P}_{пр} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} P_{пр\,i} \qquad (32)$$

Ход плунжера $\bar{S}$, м $$\bar{S} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} S_{ср\,i} \qquad (33)$$

Число качаний $\bar{n}$, 1/мин $$\bar{n} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} n_{ср\,i} \qquad (34)$$

Скорость откачки $\bar{Sn}$, м/мин $$\bar{Sn} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} Sn_{ср\,i} \qquad (35)$$

Средний коэффициент подачи, $\bar{\eta}_{ср}$ $$\bar{\eta}_{ср} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \eta_{ср\,i} \qquad (36)$$

Степень снижения коэффициента подачи насоса $$\bar{\theta} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \theta_i \qquad (37)$$

Наработка до отказа насоса, $\bar{T}$, сут. $$\bar{T} = \frac{1}{N_0}\sum_{i=1}^{N_0} t_i \qquad (38)$$

Ресурс насоса, $\bar{K}$ сут. $$K = \frac{1}{N_K}\sum_{j=1}^{N_K} t_j \qquad (39)$$

Коэффициент эксплуатации, $\overline{K_э} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} K_{эi}$ (40)

Межремонтный период работы скважин, $\overline{МРП}$, сут. $\overline{МРП} = \frac{T_{общ}}{n_р}$ (41)

Анализ эксплуатационной надежности насоса

6.3. Анализ эксплуатационной надежности предназначен для:

1)оценки надежности скважинного штангового насоса, его узлов и деталей;

2)определения межремонтного периода работы скважин;

3)определения наиболее эффективных методов и прогрессивных вариантов повышения надежности насосов;

4)сравнения надежности насосов массового производства с лучшими образцами как зарубежными, так и отечественными;

5)обоснования потребности и планирования изготовления запасных частей и прогнозирования производства.

6.4. Карты учета отказов по каждой скважине передаются в вычислительный центр. На основании составленных программ [3] для каждой категории скважин или по району добычи нефти в целом ЭВМ выдает таблицу, в которой, помимо средних значений эксплуатационных характеристик скважин и показателей работы насосов, дается распределение количества отказов по их видам (табл.7). При объеме выборки до 30 средние значен я показателей надежности определяются по формулам 17 ÷ 23, а при объеме выборки более 30 с учетом частот [3]. Для этого ЭВМ выдаются вариационные ряды наработок для различных законов распределения. Исходя из значений χ^2 и критерия Колмагорова выбираются законы распределения, наиболее близкие к эмпирическим, для которых определяются показатели надежности и строится графическая зависимость $P(t)$.

В результате анализа эксплуатационной надежности составляется табл.8, на основании которой даются необходимые указания по улучшению показателей работы насосных скважин указанной категории.

Таблица 7

Результаты получены по программе АзНИПИнерть

Показатели для определения надежности работы скважинных штанговых насосов, значения средних характеристик работы скважин и количество отказов по отдельным видам

Категория скважин	Количество скважин N	Средние значения: глубины подвески H, м	содержания воды, %	хода плунжера S, м	числа качаний n в мин.	скорости откачки, $3 \times N$	дебита, м³/сут: жидкости, Qж	нефти, Qн	вязкости нефти, П. С	содержания смол, %	минерализации воды, г/л	Количество насосов, N_0	Средние значения: наработки до первого отказа $\bar{T}_1$, сут.	технического ресурса $\bar{R}_1$, сут.	коэффициента эксплуатации, $\bar{K}_э$	Количество отказов: всего	связанных с насосом	$\overline{МРП}$ скважины, сут.
211П000112	51	265	11	0.7	6.9	4.7	1.6	1.3	0,026	15	113	214	72	129	1.0	391	260	51

Виды отказов		000	001	002	003	004	005	006	007	008	009	100	101	102	200	201	202	203	204	300	400
Количество отказов	шт.	128	55	0	0	1	0	0	1	2	7	41	25	0	18	48	0	61	0	3	1
	проц.	32.7	14.1	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.3	0.0	1.8	10.5	6.4	0.0	4.6	12.3	0.0	15.6	0.0	0.8	0.3

Таблица 8

Сводный перечень годов отказов насосной установки

НГДУ, промысел, категория, № скважины или количество скважин	Тип насоса	Общее кол-во отказов	Кол-во отказов по насосам	Наиболее характерные виды отказов				Средняя наработка до отказа насоса, сут	Средний технический ресурс с учетом частот, сут	Средний МРП, сут
				износ плунжерной пары	износ клапана	забивание клапана песком	пробкообразование			
Ленинефтепром. № 8. 2IIП00001I2, 5I скважина	НСН2	39I	260	32,7%	I4%	I0,5%	I5,6%	72	II9	5I

Выводы: В зависимости от характерных особенностей каждой скважины проводить в ней мероприятия по борьбе с вредным влиянием песка в соответствии с п.7.15. "Методического руководства по анализу работы скважинных штанговых насосов и рациональному их использованию".

В случае отсутствия эффекта заменить насосы типа НСН2-43 на насосы НСН2Т-43.

Качественная и количественная оценка влияния эксплуатационных факторов на показатели работы скважинных насосов

6.5. Оценка воздействия условий эксплуатации на показатели надежности насосного оборудования предназначается для возможности их прогнозирования, а также для выбора наиболее эффективных решений по повышению качественных показателей работы насоса и скважины.

6.6. По статистическим данным об отказах оборудования из всех факторов, действующих в процессе эксплуатации, путем применения методов ассоциативного, дисперсионного, факторного [14] анализов, выделяются факторы, которые существенно влияют на показатели надежности.

6.7. При качественной оценке строят графическую зависимость вероятности безотказной работы $p(t)$ скважинных насосов от эксплуатационных факторов, в том числе природных.

Пример. Рассмотрим влияние следующих факторов: диаметра насоса, обводненности и песка.

I) Влияние диаметра насоса определяем путем сопоставления кривых вероятности безотказной работы насосов типа НСВI различных диаметров, работающих в "коррозионно-песочных" скважинах НГДУ "Азизбековнефть", при средней глубине подвески 881-898 м, содержании воды в жидкости 89-96% (рис.II). Из него видно, что вероятность безотказной работы насосов в практически одинаковых условиях эксплуатации с уменьшением диаметра значительно возрастает.

2) На рис.I2 показаны кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насоса НСВI-32 в "нормальных" скважинах НГДУ

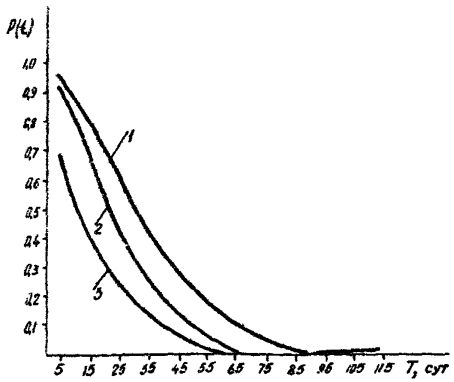


Рис.II. Вероятностные модели отказов плунжерной пары скважинных насосов типа НСВI:
I - 32 мм; 2 - 43 мм; 3 - 55 мм.

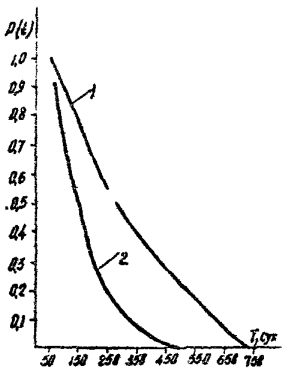


Рис.I2. Кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насосов НСВI-32 при откачке жидкости,содержащей воды: I-до 50%; 2 - от 50 до 80%.

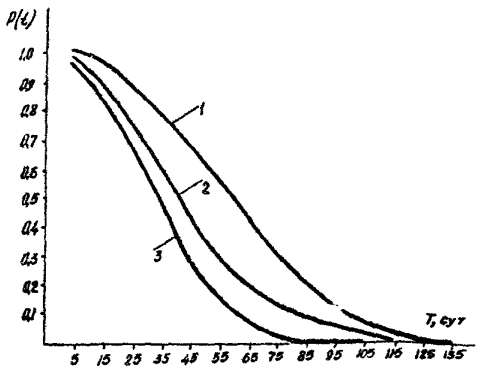


Рис.I3. Кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насосов типа НСВI-32 в скважинах: I-"нормальных",2-"песочных",3-"коррозионно-песочных".

"Ширваннефть" при содержании в откачиваемой жидкости воды: I - до 50%, 2 - от 50 до 80%, из которых видно, что надежность насосов в пределах отмеченной обводненности нефти снижается с ее увеличением.

3) На рис.I3 показано влияние осложняющих факторов на безотказность плунжерной пары насосов типа НСВI-32 в скважинах НГДУ "Азизбековнефть".

6.8. При количественной оценке влияния различных факторов на показатели надежности насосов получают статистическую модель формирования отказа. Для этого можно применять различные методы математической статистики. Например, методы однофакторного и многофакторного корреляционного анализа [I4], метод ранговой классификации.

6.9. Пример многофакторного корреляционного анализа. В условиях "песочных" скважин НГДУ "Лениннефть","Кировнефть" и им.26 Бакинских комиссаров объединения "Азнефть" статистическая модель формирования среднего ресурса имеет вид:

$$R_{ср} = 300\left[-6\left(\frac{H_{сп}}{100}\right)^2 + 42{,}6\,\frac{H_{сп}}{100} - 7{,}4\right]\cdot\left[-0{,}0688\,B^2 + 0{,}3\,B + 1{,}3\right]\cdot\left[0{,}036\,(S\,n)^2 - 0{,}46\,(S\,n)^2 + 2{,}33\right]\cdot\left[-5{,}5\left(\frac{V}{100}\right)^2 + 43{,}2\,\frac{V}{100} - 7{,}37\right] \qquad (42)$$

6.I0. Метод факторного анализа [I4] применяется для выделения из исходного набора геолого-технических факторов, которые влияют на показатели надежности и оценки степени их влияния по линейной регрессионной модели.

Этот метод предусматривает та же возможность выделения групп взаимносвязанных факторов, определения минимально возможного набора факторов для оценки показателей надежности нефтепромыслового оборудования в условиях неполной информации.

Пример результатов расчета количественного влияния геолого-технических факторов на межремонтный период работы штанго-

вых насосов для скважин НГДУ "Альметьевнефть" представлен в виде уравнения регрессии:

$$\hat{y}_1 = -0,11X_1 + 0,32X_2 + 0,28X_3 - 0,08X_4 - 0,22X_5 , \quad (43)$$

где X_1 - изменение глубины подвески насоса от 1000 до 1200м;

X_2 - изменение обводненности эмульсии от 0 до 25%;

X_3 - изменение вязкости эмульсии от 1,5 до 15 $сП_а$;

X_4 - изменение минерализации пластовой воды от 10 до 50 мг-экв;

X_5 - изменение скорости откачки от 12 до 22 м/мин;

$\hat{y}_1$ - изменение МРП $\wedge$ =°120 сут.

6.11. Метод ранговой классификации - относительно простой, успешно применяемый там, где зачастую отсутствуют данные о количественном влиянии на показатели надежности некоторых факторов, как например, процентного или количественного содержания механпримесей, парафина, сероводорода и др. Пример применения метода.

На основании статистических данных о работе насосов в различных категориях скважин в НГДУ "Ширваннефть" отобраны наиболее информативные признаки, характеризующие распределения технического ресурса: размер насоса, глубина его подвески, скорость откачки (характеризуемая произведением sn), обводненность скважины, наличие в откачиваемой жидкости песка, газа, парафина.

Весь диапазон изменения каждого признака разбивается на ряд интервалов. Всем значениям признаков, попавшим в данный интервал, присваивается определенное число баллов, которое назначалось для каждого интервала на основании результатов статистического исследования влияния различных факторов на технический ресурс скважинного насоса в данном районе добыче нефти. При этом исходили из того, что осложнение условий эксплуатации увеличивает количество баллов.

Функция классификации определяется как сумма баллов (z_x)

по всем признакам, характеризующим данный объект

$$\Phi = \sum_{i=1}^{7} r_x \qquad (44)$$

В табл.9 приведены интервалы, на которые разбиты признаки и соответствующие им ранги или баллы. Как видно из нее, нормальные условия эксплуатации насоса характеризуются значением рангов, равным нулю. На основании данных табл.9 составляется классификационная таблица 10 для объектов (категорий скважин) НГДУ "Ширваннефть" и подсчитывается функция классификации. В соответствии с классификационной таблицей строится зависимость среднего технического ресурса скважинных штанговых насосов (в сут) от функции классификации (рис.14). Полученное при этом, методом наименьших квадратов, уравнение среднего ресурса втулочных штанговых насосов, работающих в НГДУ "Ширваннефть", имеет вид:

$$R_{ср} = 456{,}6 - 5{,}6\Phi - 0{,}12\Phi^2 \qquad (45)$$

$$9 \le \Phi \le 40$$

Среднеквадратичное отклонение σ_R условных частных значений σ_R от теоретической линии регрессии:

$$\sigma_R = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}(R-\hat{R})}{N}} = \sqrt{\frac{\sum_{1}^{18}(R-\hat{R})}{18}} = 37{,}7 \qquad (46)$$

где $\hat{R}$ - оценка условного математического ожидания.

Проверка полученной регрессионной зависимости на однородность, путем определения наибольшего нормированного отклонения и сопоставления с критерием Смирнова-Граббса показала, что при доверительной вероятности $\beta = 0{,}95$ максимально удаленная точка от кривой регрессии не является ошибочной, а принадлежит данной совокупности.

С целью проверки правильности классификации находится доверительная зона линии регрессии. Для этого определяются доверительные границы R для каждого значения Φ из выражения:

$$\hat{R} - t\sigma_{\hat{R}} < MR_{\Phi} < \hat{R} + t\sigma_{\hat{R}}, \qquad (47)$$

Таблица 9

Распределение рангов по информативным признакам

Размер насоса	Глубина подвески, м	Скорость откачки S_n	Наличие в жидкости				Значения рангов
			воды, %	песка	газа	парафина	
		до 6	до 50	0	0	0	0
32	до 300						I
	300 - 500						2
	500 - I000	6 - I2			есть	есть	3
43			50-80				5
	I000 - I500	I2-I8					6
	I500		80-I00				8
		I8-24					9
55				есть			I0
		24					I2

Таблица 10

Классификационная таблица

№ объекта	Кол-во насосов	Размер насоса		Глубина подвески		Скорость откачки		Наличие в жидкости								ф	R	$\hat{R}$
								воды		песка		газа		парафина				
		в мм	ранг r_1	в м	ранг r_2	в м/мин	ранг r_3	б %	ранг r_4	П	ранг r_5	Г	ранг r_6	Ф	ранг r_7			
1	26	32	1	1000-1500	6	12,9	6	до 50	0	0	0	0	0	0	0	13	361	363,6
2	48	32	1	1000-1500	6	17,0	9	до 50	0	0	0	Г	3	0	0	19	402	306,9
3	28	32	1	1000-1500	6	16,0	9	до 50	0	0	0	0	0	Ф	3	19	309	306,9
4	140	43	5	1000-1500	6	18,0	9	до 50	0	0	0	Г	3	0	0	23	275	264,4
5	46	32	1	1000-1500	6	18,0	9	до 50	0	0	0	Г	3	Ф	3	22	270	275,4
6	17	43	5	>1500	8	19,7	9	до 50	0	0	0	Г	3	0	0	25	265	241,7
7	23	32	1	1000-1500	6	14,6	6	50÷80	5	0	0	0	0	0	0	18	256	317,0
8	8	43	5	1000-1500	6	18,4	9	50÷80	5	[illegible]	0	0	0	Ф	3	28	265	205,8
9	17	43	5	1000-1500	6	19,7	9	50÷80	5	0	0	0	0	0	0	25	255	241,7
10	99	43	5	1000-1500	6	19,7	9	до 50	0	0	0	Г	3	0	0	23	243	264,4
11	19	43	5	1000-1500	6	20,7	9	50-80	5	0	0	Г	3	0	0	28	196	205,8
12	30	32	1	1000-1500	6	16,5	6	до 50	0	П	10	Г	3	Ф	3	29	180	193,5
13	27	32	1	1000-1500	6	16,5	6	до 50	0	П	10	Г	3	0	0	26	156	225,9
14	26	43	5	1000-1500	6	21,5	9	50-80	5	0	0	Г	3	Ф	3	31	165	167,7
15	10	43	5	1000-1500	6	16,5	6	до 50	0	П	10	Г	3	Ф	3	33	125	141,2
16	60	43	5	1000-1500	6	19	9	до 50	0	П	10	Г	3	0	0	33	107	141,2
17	24	43	5	1000-1500	6	18,3	9	50-80	5	П	10	Г	3	0	0	38	80	70,6
18	3	43	5	1000-1500	6	21,0	9	50-80	5	П	10	Г	3	0	0	38	98	70,6

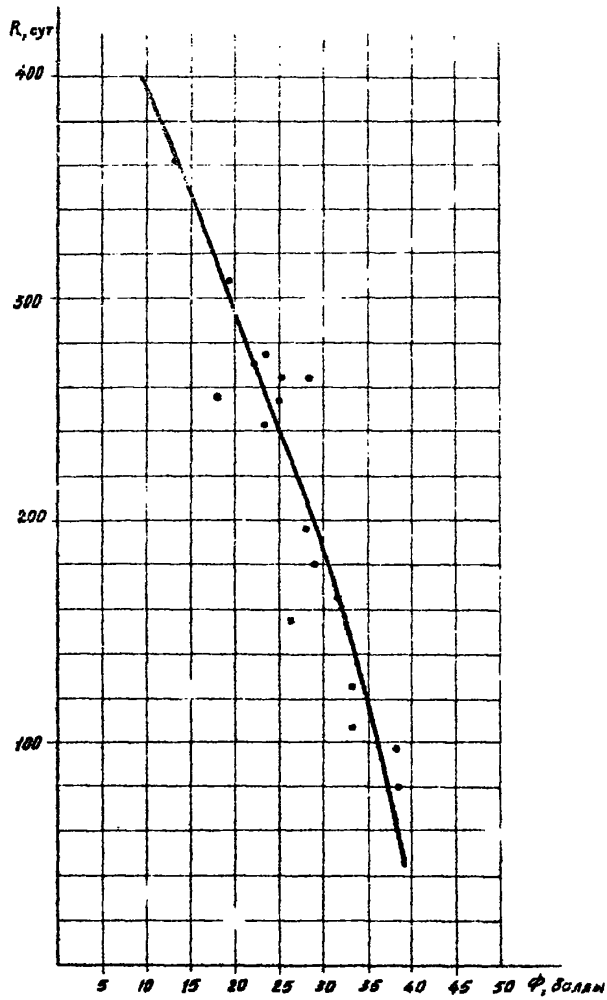


Рис.14. Зависимость среднего ресурса скважинных штанговых вставных насосов от функции классификации в НГДУ "Ширваннефть".

где t – критерий Стьюдента;

$\sigma_{\hat{R}}$ – среднеквадратичная ошибка условного математического ожидания

$$\sigma_{\hat{R}} = \frac{\sigma_R}{\sqrt{N-2}} \cdot \sqrt{1 + \frac{(\Phi_0 - \hat{\Phi})^2}{\sigma_\Phi^2}}; \qquad (48)$$

Φ_0 – выбранное значение функции классификации;

$\hat{\Phi}$ – условное математическое ожидание;

σ_Φ – среднеквадратичное отклонение частных значений Φ от $\hat{\Phi}$.

Для примера найдем 95% доверительные пределы условного математического ожидания для $\Phi_0 = 19$, $\hat{R} = 307$, $\hat{\Phi} = 26$, $\sigma_\Phi^2 = 46{,}5$

$$\sigma_{\hat{R}} = \frac{37{,}7}{\sqrt{18-2}} \cdot \sqrt{1 + \frac{(19-26)^2}{46{,}5}} = 13{,}4.$$

При доверительной вероятности 0,95 и числе степеней свободы $f = 18-2=16$ критерий Стьюдента $t = 2{,}12$.

Точность оценки условного математического ожидания $\hat{R}$ равна $t\,\sigma_{\hat{R}} = 2{,}12 \cdot 13{,}4 = 28{,}4$.

Подставляя эти значения в формулу (47), получим

$$307{,}0 - 28{,}4 < MR_\Phi < 307{,}0 + 28{,}4$$

$$278{,}6 < MR_\Phi < 335{,}4$$

В нашем случае $\Phi = 19$ имеются 2 объекта (№ 2 и 3) с соответствующими значениями R_Φ, равными 402 и 309. Как видно, объект №2 не попадает в доверительный интервал.

Сопоставление данных по всем 18-ти объектам показало, что в доверительную зону линии регрессии не попадают 4 объекта. Следовательно, из 18 объектов правильно классифицировано 14, что составляет 78%.

6.12. Полученные статистические модели позволяют: сопоставив с ними показатели качества работы скважинных штанговых насосов, выявить причины их низких значений, определить факторы,

влияющие на безотказность глубиннонасосного оборудования, прогнозировать показатели надежности и межремонтный период работы скважин, рекомендовать эффективные методы по предупреждению вредного влияния осложняющих факторов, произвести экономический анализ оценки мероприятий, сбосновать потребность в оборудовании, запчастях и др.

7. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЛУЧШЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА РАБОТЫ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

7.1. Задача повышения показателей качества работы насосной установки в различных условиях эксплуатации решается комплексно в нескольких направлениях:

1) повышением качества оборудования путем тщательного контроля скважинных штанговых насосов, штанг, насосных труб и защитных приспособлений;
2) улучшением условий работы скважинных штанговых насосов путем предупреждения или устранения вредных влияний природных факторов;
3) рациональным подбором конструкций скважинных штанговых насосов в зависимости от категории скважины.

Контроль качества скважинного оборудования

7.2. Высокое начальное качество создает избыточность, запас надежности оборудования, поэтому одним из главных мероприятий по повышению показателей надежности является тщательный контроль качества изготовления поступивших на промысел насосов перед спуском их в скважину.

7.3. Каждый новый скважинный штанговый насос, поступивший на промысел, должен быть снабжен паспортом.

В обязательном порядке необходимо сверить маркировку насоса с данными, приведенными в его паспорте. сверке подлежат:

номер насоса, его размер, номер плунжера и его размер. При обнаружении несоответствия насос бракуют.

7.4. Контроль штанговых насосов осуществляется в соответствии с правилами и методами, содержащимися в [5].

7.5. Контроль ремонтных скважинных штанговых насосов, изготавливаемых в мастерских ЦПРС, осуществляется в соответствии с ТУ 39-03-31-76 [15].

7.6. Группу посадки насоса, а также конкретную величину зазора между плунжером и цилиндром рекомендуется определять методом входного контроля без нарушения заводской сборки, в соответствии с "Инструкцией по входному контролю скважинных штанговых насосов" РД 39-I-300-79 [16]. Эта инструкция включает в себя метод контроля, оборудование и инструмент для осуществления контроля, правила эксплуатации оборудования, порядок подсчета результатов контроля.

В соответствии с этой инструкцией входной контроль скважинных штанговых насосов осуществляется на специальной установке в промысловых мастерских, схема которой приведена на рис.15.

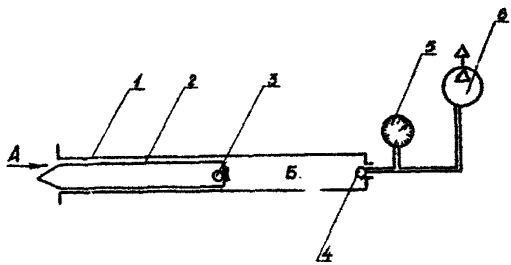


Рис.15. Схема установки для определения величины зазора (группы посадки) скважинного штангового насоса

Группа посадки определяется по времени заполнения воздухом пространства Б (см.рис.15) между нагнетательным клапаном 3 и всасывающим клапаном 4. С этой целью с помощью вакуум-насоса 6 из камеры "Б" откачивается воздух. При достижении вакуума 0,95 ÷ 1 кгс/см^2 вакуум-насос отключается. Время заполнения камеры "Б" воздухом под действием перепада давления над и под плунжером фиксируется секундомером (при достижении стрелки вакуумметра отметки 0,2, секундомер отключают). Измерения производят 3 раза. По времени и соответствующему давлению на графиках [16] определяют величину зазора в плунжерной паре скважинных штанговых насосов диаметрами 32, 43 и 55 мм.
Для остальных случаев величина зазора плунжерной пары определяется по соответствующей формуле.

7.7. В целях повышения показателей качества работы скважинных штанговых насосов в обязательном порядке должно контролироваться качество применяемых насосных штанг и НКТ в соответствии с [12] и [17] .

7.8. При каждом спуске насосных труб необходимо их проверить с помощью специального шаблона (металлической скалки) сплошного или полого сечения длиной 1250 мм. Диаметры шаблонов приведены в табл.11.

7.9. Прием насоса должен быть защищен от попаданий различных предметов, оказавшихся случайно в скважине (куски резины, сальниковая набивка и др.), простым дырчатым фильтром.

Резьба фильтров должна быть чистой, срыв ниток и другие

дефекты, влияющие на прочность соединения, не допускаются; отверстия фильтров должны быть очищены от окалины, грязи, песка.

7.10. При вредном влиянии газа и песка применять защитные газовые и газопесочные якори, при этом контролировать качество сборки приспособлений, чистоту и качество их присоединительных резьб. Не допускается спуск газовых якорей с изношенными или забитыми отверстиями.

Таблица II.

Размеры шаблонов для НКТ, мм

Условный диаметр труб	Толщина стенки	Наружный диаметр шаблона	
		для H до 1000м	для H > 1000м
48	4	38,2	38,2
60	5	48,2	49,0
73	5,5	59,7	60,5
	7,0	56,7	
89	6,5	72,9	72,9
	8,0	69,9	69,9
102	6,5	85,7	85,7
114	7,0	97,3	97,3

Улучшение условий эксплуатации

7.11. Для повышения показателей качества работы скважинных штанговых насосов (МРП, Р, Т и т.д.) следует улучшать условия эксплуатации, т.е. предупреждать или ликвидировать вредное влияние природных факторов на работу насосной установки.

7.12. В искривленных скважинах, при кривизне в зоне над насосом, для снижения обрывности штанг, износа штанговых муфт и труб:

1) применять колонны труб и штанг повышенной надежности

(протекторные муфты, усиленные трубы с внутренними защитными кольцами);

2) уменьшать число качаний при сохранении скорости откачки.

7.13. При обрывах и отворотах штанг в нижней части колонны, наличии заеданий плунжера на ходу и больших гидравлических сопротивлениях в клапанах насосов больших диаметров (55,68 и 93) применять тяжелый низ для штанговых колонн. Расчет длины тяжелого низа приведен в [12].

7.14. В глубоких скважинах с глубиной подвески насоса более 2000 м:

1) для увеличения возможного отбора жидкости применять длинноходовые насосы с длиной хода 4,5 м и выше;

2) в целях снижения нагрузки на балансир до допускаемого предела применять насосы размером 43 мм, спускаемые на штангах с компенсатором веса или на комбинированной колонне, состоящей из сплошных штанг и полых, условным диаметром 48 мм, по ТУ 14-3-515-76, устанавливаемых в верхней части колонны. Для надежной герметичности резьбовых соединений уплотнять их лентой ФУМ. (Отчет по теме 63-71, АзНИПИнефть).

7.15. В "песочных" скважинах:

1) регулировать поступление песка из пласта в скважину путем снижения отбора жидкости, если при незначительном снижении или стабильной добыче достигается существенное уменьшение отказов насосов, связанных с вредным влиянием песка;

2) регулировать поступление песка из пласта способом освоения, заключающегося в снижении отбора до величины, меньше ожидаемой, и постепенном его повышении (ступенями). Ступени не должны превышать 20-25% от начального отбора;

3) применять после ремонта или простоя скважины "плавный запуск";

4) уменьшать по возможности время простоя скважины;

5) применять крепление призабойной зоны скважины;

6) оптимизировать процесс добычи нефти путем установления и поддержания режима полного выноса песка в соответствии с зависимостью

$$U_{бр} = \frac{V_ж}{W} \geq 2{,}5 \qquad (49)$$

или

$$(Q_ж)_{мин} = 0{,}22 F_{тш} W , \qquad (50)$$

где $U_{бр}$ – безразмерная скорость;
$V_ж$ – скорость жидкости, м/с;
$F_{тш}$ – площадь просвета труб или кольцевого пространства между трубами и штангами, м^2;
W – скорость свободного осаждения песка определяется по рис.16* или по формуле Стокса, м/с;

$$W = \frac{1}{18} g \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1} d_п^2 , \qquad (51)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2;
ρ_1 – плотность жидкости, кг/м^3;
ρ_2 – плотность песка, кг/м^3;
$d_п$ – диаметр песчинки, м.

Целесообразно для каждого месторождения или района нефтедобычи, если состав песка не сильно отличается по отдельным пластам, составить таблицу или график для выбора подъемных и хвостовых труб в зависимости от минимально-допустимых дебитов. Пример. По данным исследований лаборатории крепления призабойной зоны АзНИПИнефть фракционного состава песка на месторождениях Азербайджана, наибольшее количество песка (более 60-70%) имеет диаметр частиц, равный или менее 0,0001 м (0,1 мм).

Для диаметра частиц песка $d_п$ = 0,1 мм на рис.17 приведены кривые зависимости минимального дебита жидкости, обеспечивающего режим полного выноса песка, от диаметра подъемных труб при различных вязкостях жидкости. По ним можно подобрать размеры хвостовых и подъемных труб для более эффективной эксплуатации "песочных" скважин.

*Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами: М.: Недра, 1979г.

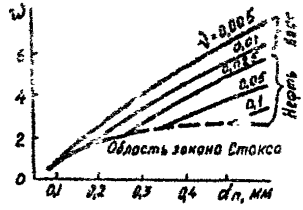


Рис.I6. Зависимость скорости свободного осаждения зерен песка от размера зерен и вязкости жидкости.

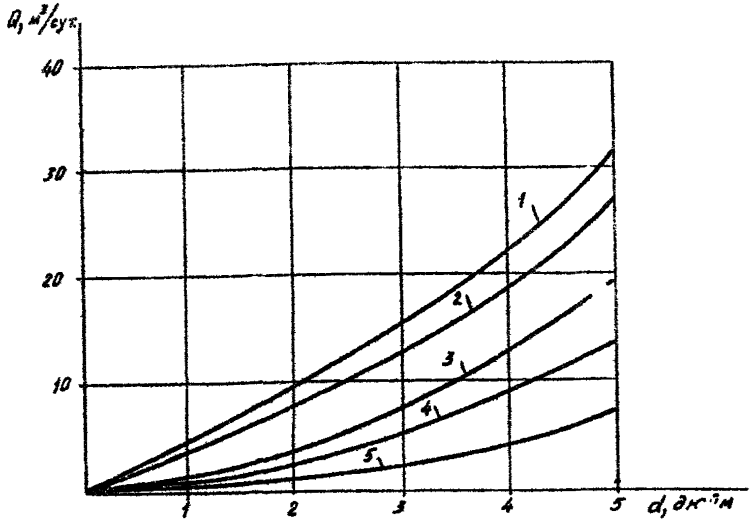


Рис.I7. Кривые изменения минимального дебита жидкости, обеспечивающего режим полного выноса песка, диаметр частиц которого $d_п$ = 0,1мм, в зависимости от диаметра труб при различных вязкостях жидкости 1-вода; 2,3,4,5-нефть, ν = 0,5; 1; $2 \cdot 10^{-2}$ Н·с/см^2

7) Для поддержания условия полного выноса песка в малодебитных скважинах следует:

- применять вместо штанг трубчатые штанги, в качестве которых могут служить трубы диаметром 48 мм. При этом исключается возможность попадания песка в зазор между плунжером и цилиндром и заклинивание нижних штанг;

- осуществлять подлив чистой (без мехпримесей) жидкости (нефть или пластовую воду) в затрубное пространство для создания необходимой концентрации песка в потоке жидкости от забоя до устья, а также предохранения насоса и хвостовых труб от возможного прихвата. Его следует применять тогда, когда хвостовики и трубчатые штанги не обеспечивают режим полного выноса песка. При подливе нефтяной воды в нее добавлять ПАВ;

8) для уменьшения забойной пробки в скважинах с небольшим газовым фактором применять хвостовые трубы;

9) применять противопесочные фильтры.

7.16. В "газовых" скважинах:

1) применять скважинные штанговые насосы с минимальным вредным пространством (в том числе длинноходовые);

2) сепарировать газ путем применения газовых якорей; типы трубных и вставных газовых якорей, рекомендуемых для применения в нефтяных скважинах, и область применения даны в таблице 12;

3) снижать по возможности параметры откачки;

4) постепенно увеличивать погружение насоса под динамический уровень, особенно с целью ухода от зоны пенораздела; изменение глубины подвески насоса рассчитывать по формуле, приведенной в [9].

7.17. В скважинах с сильно вязкой нефтью:

1) снижать вязкость путем подлива более легкой нефти,

Таблица I2

Область применения газовых сепараторов

Рекомендуемый тип газового сепаратора	Техническая характеристика			Условия эксплуатации					
	Коэффициент сепарации	Размер эксплуатационной колонны, дюймы	Глубина погружения, м	Дебит жидкости $м^3$/сут.	Газовый фактор, $м^3/м^3$	Вязкость жидкости $см^2$/сек	Содержание механических примесей, %	Наличие солеотложений	Пенообразование
Трубный погружной		6" и 8"	60 и более	до 30	до I00 и более	до 0,3	до 0,I	нет	нет
Трубный 4-х секционный ЛГС-II-АзНИИ-3	0,8-0,95	5;6 и 8"	до 60	до 30 30-50 и более	до I00 и более	до 0,3 до 0,I	до 0,I	есть	есть
Трубный ГЯП АзНИИ-3"	0,90-0,93	5;6 и 8"	до 60	до 30 30-50 50 и более	до I00 и более	до 0,3 до 0,I до 0,I	до 0,5 до 0,5 до 0,I	нет нет нет	есть есть есть
Малогабаритный ступенчатый газовый сепаратор СГСМ-32 вставного тила	0,84-0,88	4;5;6 и 8"	до 60	до I5 I5-20	до I00	до 0,3 до 0,I	до 0,I	нет	нет
Вставной СГВ-АЗНИИ-46	0,86-0,92	4;5;6 и 8"	до 60	до I5 I5-20	I00 и более	до 0,3 до 0,I	до 0,5	нет	есть

15% воды, водных растворов поверхностно-активных веществ, а также растворителей, снижающих фильтрационные сопротивления и растворяющие отдельные тяжелые компоненты нефти. Динамограммы работы штанговых насосов, снятые до обработки ПАВ и после, приведены на рис.18.

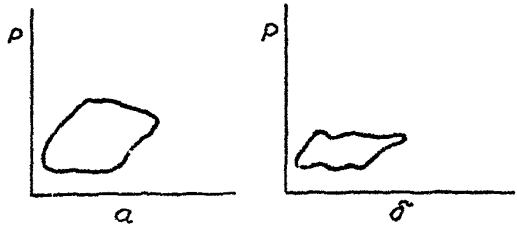


Рис.18. Динамограммы работы штангового насоса диаметром 43 мм в скважине 62 с высоковязкой жидкостью при $s = 3$ м, $n = 5$ кач/мин а) до обработки ПАВ, б) после обработки ПАВ

На рис.19 показано изменение вязкости нефти при добавлении адсорбента:

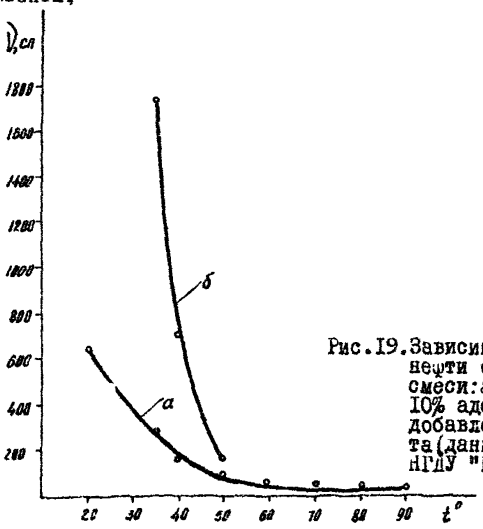


Рис.19. Зависимость вязкости нефти от температуры смеси: а-при закачке 10% адсорбента; б-без добавления адсорбента (данные ЦНИПРа НГДУ "Карадагнефть").

2) в целях снижения сил сопротивления применять насосы большого диаметра при меньшей скорости откачки $S_{н}$ и клапаны с расширенным проходным сечением;

3) в целях предотвращения изгиба нижней части колонны при вязкости жидкости до I Па·с применять "тяжелый низ". При вязкости жидкости более I Па·с применение "тяжелого низа" нецелесообразно вследствие существенного превышения сил трения над весом "тяжелого низа".

7.I8. Верхняя граница технически возможного применения скважинных штанговых установок, исходя из условия движения штанг без "зависания", обеспечения достаточной усталостной прочности колонны при откачке высоковязких жидкостей (по расчетам МИНХ и ГП им.Губкина) составляет I,5 – 2,0 Па·с.

7.I9. В "коррозионных" скважинах [I8,I9] :

I) для несероводородных сред применять ингибиторы коррозии отечественного производства ИКНС-АзНИПИнефть, ГРМ;

2) для сероводородных сред – "Север-I" АНПО и композиции ингибиторов ИКНС-АзНИПИнефть с АНПО.

"Ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть применяется для подавления или торможения коррозионных процессов в нефтегазоводных системах, содержащих высокоминерализованные пластовые (жесткие и щелочные) или промысловые сточные воды с общей минерализацией до I80 г/л в присутствии углекислого газа и кислорода в любых концентрациях и сероводорода до I00 мг/л" [I9] ;

3) применять трубы по ТУ 64-2-67-76, внутренняя поверхность которых покрыта селикатными эмалями;

4) для сероводородных сред применять трубы в соответствии с РД 39-I-I08-78[I7].

7.20.В "солеотлагающих" скважинах:

I) вводить в затрубное пространство скважины водный раствор предупредителя солеотложения: смеси аммофоса с сульфонолом. Технологическая схема подготовки и дозировки предупредителя солеотложения "ПС-АзНИПИнефть-76" дана в [20];

2) применять для удаления гипса водные растворы: а) едкого натрия, б) соляной кислоты с добавкой хлористого натрия или хлористого аммония, в) углекислого натрия.

7.2I. В "парафинящихся" скважинах:

I) применять ингибиторы парафиноотложений;

2) применять электронагреватель глубинный межтрубный ЭГМ-30 конструкции АзНИПИнефть, устанавливаемый в зоне отложений парафина на насосно-компрессорных трубах. ЭГМ-30 включается через каждые 7-I0 дней в зависимости от дебита скважины, интенсивности запарафинирования и глубины спуска с продолжительностью прогрева 6 ч;

3) проводить профилактические очистки скважин от парафина путем обработки горячей водой, паром, горячей нефтью, закачиваемой в затрубное пространство. Температура плавления парафинов (углеводородов состава C_{I7}-C_{35}) от 27 до 7I°С, а церезинов (C_{36}-C_{55}) - от 65 до 88°С;

4) применять насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями для уменьшения интенсивности отложения парафина на их внутренней поверхности.

Выбор конструкций скважинных штанговых насосов в зависимости от условий эксплуатации

7.22. Мероприятия, проводимые по улучшению условий работы насоса, уменьшению вредных влияний тех или иных факторов, не исключает эти факторы полностью.

7.23. С целью повышения качественных показателей работы насосов, межремонтного периода работы скважины следует применять в них наиболее износостойкие детали, правильно подбирать к скважине группу посадки пары плунжер-цилиндр, а также изолировать пару от попадания абразива и улучшать условия смазки.

7.24. Группу посадки пары плунжер-цилиндр скважинного насоса выбирать ориентировочно по таблице 13 в зависимости от глубины подвески насоса и вязкости водонефтяной среды.

Таблица 13.

Выбор группы посадки штангового насоса

Глубина подвески, м	Вязкость, Па·с	Группа посадки
до I000	до 0,025	I
	0,025 - 0,I	II
	свыше 0,I	II или III
I000 - I500	до 0,025	0 или I
	0,025 - 0,I	I или II
	свыше 0,I	II
свыше I500	до 0,025	0
	0,025 - 0,I	0 или I

Окончательно оптимальная величина зазора назначается по результатам работы насосов в каждой скважине конкретной категории.

7.25. В "нормальных" скважинах с обводненностью до 99% и содержанием мехпримесей до I,3 г/л применять скважинные насосы вставного и невставного типа НСВI и НСН2.

7.26. Для эксплуатации малодебитных и неглубоких скважин с глубиной подвески до 500 м и при ходе станка-качалки до 0,6 м

применять двухвтулочные насосы типа НСНІ размерами 28,32 и 43 мм.

Насос этот имеет небольшую длину (до I,9 м), что весьма удобно при транспортировании.

7.27. В насосах невставного типа, работающих на средней глубине, применять пару хромированный плунжер - втулочный цилиндр из стали 50Г, обладающую повышенной износостойкостью по сравнению с парой хромированный плунжер - втулочный цилиндр из стали 40Х.

7.28. Для условий сильно обводненных скважин с дебитом до I00 $м^3$/сут., глубиной подвески насоса до I000 м применять насосы типа НСВІБУ с безвтулочным цилиндром и комбинированным плунжером (с пятьюдесятью разрезными уплотнительными кольцами из масло-бензостойкой резины марки ИП-I243 и хромированной поверхностью металлической направляющей части). См. табл.I4.

7.29. В глубоких скважинах, особенно в условиях гидроабразивного и коррозионного износа, применять пару хромированный плунжер-цилиндр с азотированной внутренней поверхностью, нулевой или первой группы посадки по ОСТ 26-02-I424-76. Преимущественно рекомендуется плунжер типа "пескобрей" (насосы типа НСВІ).

7.30. В зависимости от глубины спуска насоса применять плунжеры с дифференцированной длиной. В скважинах с глубиной подвески I500 м и более - I800 мм; I000-I500 - I500 мм; до I000м-I200 мм (см.табл.I4).

7.31. С целью повышения безотказной работы насоса в осложненных условиях применять клапаны с седлом из металлокерамического твердого сплава марки ВК6В, обладающие высокой стойкостью к гидроабразивному изнашиванию (см.табл.I4).

7.32. С целью повышения износостойкости и герметичности клапанов закрытого типа применять в них упругое направляющее

устройство для шарика, снижающее рабочие нагрузки на рабочую фаску седла и ребра направляющего устройства (см.табл.I4).

7.33. Для эффективной эксплуатации скважин с осложненными условиями рекомендуется применять новые типы скважинных штанговых насосов и их узлов, принципиально отличающихся от насосов НСВ1 и НСН2. Применение их позволит значительно повысить показатели надежности и межремонтный период работы скважин определенных категорий:

1) для "песочных" скважин насосы типа НСН2Т под трубчатые штанги и типа НСВ1В и НСН2В с защитой зазора по концам плунжера от попадания песка и сепаратором, способствующим отделению нефти из откачиваемой жидкости, идущей на смазку плунжерной пары, а также насосы типа НСВ1ПМ1 с упругим направляющим устройством для шарика и твердосплавным седлом клапана;

2) для "газовых" скважин со свободным газом - насосы типа НСВД, двухплунжерные с замком наверху;

3) для откачки высоковязкой жидкости - насосы вставные типа НСВГ-55/43 и НСВГ-38/43;

4) для эксплуатации скважин с глубиной подвески до 3500 м насосы типа НСВ1 и НСВ2;

5) для форсированной откачки жидкости - насосы типа НСНА.

7.34. Основные параметры рекомендуемых скважинных штанговых насосов приведены в табл.I4. Описание и подробная техническая характеристика насосов, вошедших в ОСТ 26-02-1424-76, даны в [5] .

Отличительные особенности насосов, рекомендуемых для применения, но не вошедших в "Инструкцию по эксплуатации скважинных штанговых насосов", приведены в приложении I и 2.

7.35. При выборе типа скважинного штангового насоса в зависимости от состава откачиваемой жидкости (наличие песка, газа, воды, свойств нефти, газа и пластовой воды) следует руководствоваться табл. 15.

Таблица 14

Параметры скважинных штанговых насосов

Тип насоса, стандарт	Конструкция насоса	Условный размер насоса в мм	Ход плунжера в мм	Идеальная подача насоса при 10 двойных ходах плунжера в минуту и коэффициенте наполнения, равном 1, м³/сут.	Предельный напор в метрах жидк.	Испытательное гидравлическое давление в МПа (кгс/см²)	Длина плунжера в мм
1	2	3	4	5	6	7	8
НСН1 ОСТ 26-02-1421-76	Невставной двухтульчатый с захватным штоком	28	600	5,5	400	5,1 (50)	1200
		32		7,0		5,1 (50)	
	То же семитульчатый	28	900	8,0	1200	15,4 (150)	1200
		32		10,5			
		43		19,0			
		55		31,0	1000	12,8 (125)	
НСН2 ОСТ 26-02-1421-76	Невставной с ловителем	32	1200; 1800	14; 21	1200	15,4 (150)	1200
			2500; 3000	29,5; 35			
		43	1200; 1800	25,0; 38,0	1500	28,6 (280)	1200 и 1500
			2500; 3000	53,0; 63,0	2200		
			3500; 4500	73,5; 94,5			
		55	1200; 1800	41,5; 62	1200	23 (225)	1200 и 1500
			2500; 3000	86,0; 103,5	1800		
			3500; 4500	120; 155			
		68	1800; 2500	94,5; 131	1600	20,5 (200)	1200
			3000; 3500	157,0; 184,0			
			4500	235,0			
		93	1800; 2500	177; 245	800	10,2 (100)	1200
			3000; 3500	294,0; 344			
			4500	440			
НСН2Т ОСТ 26-02-1421-76	То же с полым штоком и седлами клапанов из твердого сплава	43	1200; 1800	25,0; 38,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500; 3000	53,0; 63,0			
		55	1200; 1800	41,0; 62,0	1000	12,8 (125)	1200
			2500; 3000	86,0; 103,5			

Продолжение табл. 14

1	2	3	4	5	6	7	8
НСН 28 ОСТ 26-02-1424-76	То же пескозащитным устройством, сепаратором для смазки пары и седлами из твердого сплава	32	1200;1800	14,0; 21,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500;3000	29,5; 35,0			
		43	1200;1800	25,0; 38,0	1500	19,5 (190)	1200
			2500;3000	53,0; 63,0			
			3500;4500	73,5; 94,5			
		55	1200;1800	41,0; 62,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500;3000	86; 103,5			
			3500;4500	120,0; 155			
НСН А ОСТ 26-02-1424-76	Невставной с автосцепом	43	1800;2500	38,0; 53,0	1500	19,5 (190)	1200
			3000;3500	63,0; 73,5			
		55	1800;2500	62,0; 86	1200	15,4 (150)	1200
			3000;3500	103,5; 120			
		68	1800;2500	94,5; 131	1000	12,8 (125)	1200
			3000;3500	157; 184			
			4500	235			
		93	2500;3000	245,0; 294	800	10,2 (100)	1200
			3500;4500	344; 440			
НСВ1 ОСТ 26-02-1424-76	Вставной с замком вверху	28	1200;1800	11,0; 16	2500	32,6 (320)	1200 и 1800
			2500;3000	22; 27			
			3500	31			
		32	1200;1800	14; 21	2200	28,6 (280)	1200 и 1800
			2500;3000	29,5; 35			
			3500	41			
		38	1200;1800	20; 30	3500	45 (440)	1200;1500
			2500	41,5			1200; 1500 и 1800
			3000;3500	49,0; 57,5			
			4500	73,5			
			5200;6000	85,5; 98,5			
		43	1200;1800	25; 38	1500	19,5 (190)	1200
			2500	53,0			
			3000;3500	63; 73,5			
			4500	94,5			
			5200;6000	108; 125,5			

Продолжение табл. 14

1	2	3	4	5	6	7	8
НСВ1 ОСТ26-02-1424-76	Вставной с замком в верху	55	1800; 2300	62; 86	1200	15,4 (150)	1200
			3000	103			
			3500; 4500	120; 155			
			5200	178			
			6000	207			
НСВ1П ОСТ26-02-1424-76	То же с седлами клапанов из твердого сплава	28	1200; 1800	11,0; 16,0	2500	32,6 (320)	1200 и 1800
			2500; 3000	22,0; 27,0			
			3500	31,0			
		32	1200; 1800	14,0; 21,0	2200	28,6 (280)	1200 и 1800
			2500; 3000	28,5; 35,0			
			3500	41,0			
		38	1200; 1800	20,0; 30,0	2000		1200 и 1500
			2500; 3000	41,5; 48,0			
			3500	57,0			
		43	1200; 1800	25,0; 38,0;	1500	19,5 (190)	1200
			2500; 3000	53,0; 63,0;			
			3500	73,5			
		55	1200; 1800	41,5; 62,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500; 3000	86,0; 103,0			
			3500	120,0			
НСВ1В ОСТ26-02-1424-76	То же с песковащитным устройством, сепаратором для смазки пары	32	1200; 1800	14,0; 21,0	2200	28,6 (280)	1200
			2500; 3000	28,5; 35,0			
			3500	41,0			
		38	1200; 1800	20,0; 30,0	2000		1200
			2500; 3000	41,5; 48,0			
			3500	57,5			
		43	1200; 1800	25,0; 38,0	1500	19,5 (280)	1200
			2500; 3000	53,0; 63,0			
			3500	73,5			
		55	1800	62,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500; 3000	86,0; 103,0			
			3500	120,0			

Продолжение табл. 14

1	2	3	4	5	6	7	8
НСВ1М1 и НСВ1ПМ1 ТУ26-16-97-79	Вставной с замком вверху, с упругим направляющим устройством для шарика клапана	32	1200; 1800	14; 21	2200	28,6 (280)	1200 и 1800
			2500; 3000	29,5; 35			
			3500	41			
НСВ2 ОСТ26-02-1424-76	Вставной с замком внизу	32	2500; 3000	23,5; 35,0	3500	45 (440)	1800
			3500	41,0			
		38	2500; 3000	41,5; 49,0	3500	45 (440)	1800
			3500	57,5			
			4500	73,5			
			5200	85			
			6000	98,5			
		43	2500; 3000	53; 63	3000	39 (380)	1800
			3500; 4500	73,5; 94,5			
			5200; 6000	108; 125,5			
		55	3000; 3500	103; 120	2500	32,6 (320)	1800
			4500; 5200	154; 178			
НСВГ ОСТ26-02-1424-76	Вставной одноступенчатый двухплунжерный с замком вверху	38/55	1800; 2500	33,0; 42,5	1200	15,4 (150)	1200
			3000; 3500	55,0; 64,0			
		55/43	1800; 2500	38; 49			
			3000; 3500	63; 73,5			
НСВЭ ОСТ26-02-1424-76	Вставной двухступенчатый, двухплунжерный с замком вверху	38/55	1800	62,0	1200	15,4 (150)	1200
			2500	86			
			3000	105			
			3500	120			
НСВ1БУ-50 ТУ26-02-710-76	Одноступенчатый с безвтулочным цилиндром и монетным плунжером с замком вверху	50	1800	51,8	1000	12,8 (120)	900
			2500	72,0			
			3000	86,4			
			3500	100,8			
НСВ1БУ-40 ТУ26-16-123-81	То же	40	2500	43,5	1200	12,8 (120)	900
			3000	52,2			
			3500	60,9			

Таблица I5

Область применения скважинных штанговых насосов

Тип насоса	Содержание механических примесей, г/л	Вязкость жидкости, Па·с не более	Содержание воды в откачиваемой жидкости в % по объему	Минерализация воды, г/л, (не более)	Температура откачиваемой смеси, °С, (не более)	Содержание свободного газа на приеме насоса по объему, %, (не более)	Показатели надежности при обводненности не более 50% по объему	
							Средняя наработка до отказа, час	Средний срок службы до списания, час
НСН1, НСН2, НСНА НСВ2 НСВ1 НСН1М1	до 1,5	до 0,025	99	I0	I30	I0	6500 6000 7000 7900	I0000
НСВ1П НСВ1ПМ1	до 5,2						I500 I800	6000 6000
НСН2Т, НСВ1Б, НСН2В	> 1,3	до 0,015					4000	7000
НСВГ НСВД	до 1,3	0,3 и более до 0,015				25	6000 6000	I0000 I0000
НСВ1БУ-50	до 3 3 ÷ I0	до 0,025			90	I0	2I00 I700	3870 3I20

Примечание: I) при обводненности продукции свыше 50% показатели надежности могут снижаться на 25%;

2) содержание сероводорода по объему не более 50 мг/л

7.36. Для более рационального использования штанговых насосов следует практиковать применение отр ботанных в относительно глубоких скважинах насосов, в скважинах с меньшей глубиной подвески (примерно на 40-50%), предварительно проверив их состояние.

Приложение I

Насос скважинный штанговый типа НСВ1БУ-50

Насос предназначен для откачки жидкости из нефтяных скважин глубиной подвески до 1000 м и дебитом до 100 $м^3$. Состоит из цельного (безвтулочного) цилиндра I и плунжера, который представляет собой хромированный плунжер с установленными т его цилиндрические канавки 3 уплотнительными кольцами 2 (рис.П.I).

Цилиндр изготавливается из бесшовной холоднотянутой трубы, а уплотнительные кольца – из масло-бензостойкой резины, что обеспечивает надежную работу насоса при температуре откачиваемой жидкости до 363 К (90°С).

Насос НСВ1БУ-50 по сравнению со втулочными насосами НСВ1-43 менее заклинивающийся, работает в 1,5-2 раза больше, особенно в обводненных скважинах. Эти насосы легко ремонтируются.

Насос может быть восстановлен и спущен в скважину неоднократно. Критерием целесообразности повторного использования цилиндра и плунжера является величина износа плунжера.

При износе плунжера по концам на глубину 0,7 мм повторное использование его нецелесообразно. Цилиндр может быть повторно использован с новым плунжером. При этом не допускаются глубокие повреждения от коррозии на внутренней поверхности цилиндра.

В условиях промысловых мастерских насос восстанавливается заменой уплотнительных колец или плунжера за 15-20 мин.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Номинальный диаметр, мм:	
цилиндра	50,4 + 0,2
плунжера	50,2 + 0,05
Идеальная подача при десяти двойных ходах плунжера в минуту, $м^3$/сут	5I,8-I00,8
Предельная глубина спуска, м	I000
Ход плунжера, мм	I800 - 3500

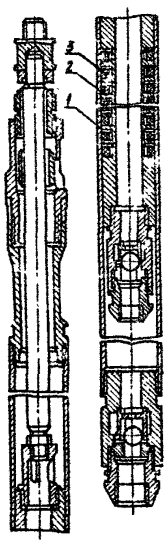


Рис.П.I. Схэма насоса типа НСВ1БУ-50

Приложение 2

Насосы скважинные штанговые типа НСВIМI и НСВIIМI

Предназначены для откачки жидкости из нефтяных скважин глубиной до 2200 м.

Отличаются от насосов НСВI и НСВII тем, что вместо шариковых клапанов с жесткой конструкцией стакана, направляющего шарик, применяются клапаны с упругим направляющим устройством (авт. свид. № 601449 по кл.04В 2I (02I).

Принципиальная схема клапана (рис.П.2) соответствует ОСТ 26-02-I424-76. Клапан содержит корпус I, в цилиндрической расточке которого установлены направляющее устройство 2 с упругими вертикальными ребрами, жестко связанными между собой в нижней части упругим цилиндрическим кольцом-основанием с прорезью, шарик 3 и цилиндрическое седло 4, прижатое к корпусу наконечником 5. Направляющее устройство 3 установлено в цилиндрической расточке корпуса свободно с образованием верхнего торцевого и радиальных зазоров. Ребра имеют выступы для ограничения подъема шарика. Седло клапана насоса НСВIIМI изготавливается из металлокерамического твердого сплава.

В момент открытия клапана шарик ударяется об изогнутые ребра направляющего устройства, а затем начинает под действием потока жидкости совершать вращательно-поступательное движение. Наличие упругого цилиндрического кольца способствует более спокойной посадке шарика в седло, а соответствующая жесткость и изгибающая податливость ребер направляющего устройства позволяет ему упруго деформироваться и амортизировать тем самым воздействие рабочих нагрузок (ударов шарика и действие струи жидкости). В результате уменьшается кинетическая энергия шарика и снижают-

ся рабочие нагрузки на посадочную фаску седла и ребра направляющего устройства, вследствие чего увеличивается герметичность и износостойкость клапанного узла. Направляющее устройство изготавливается из листовой нержавеющей стали методом холодной штамповки.

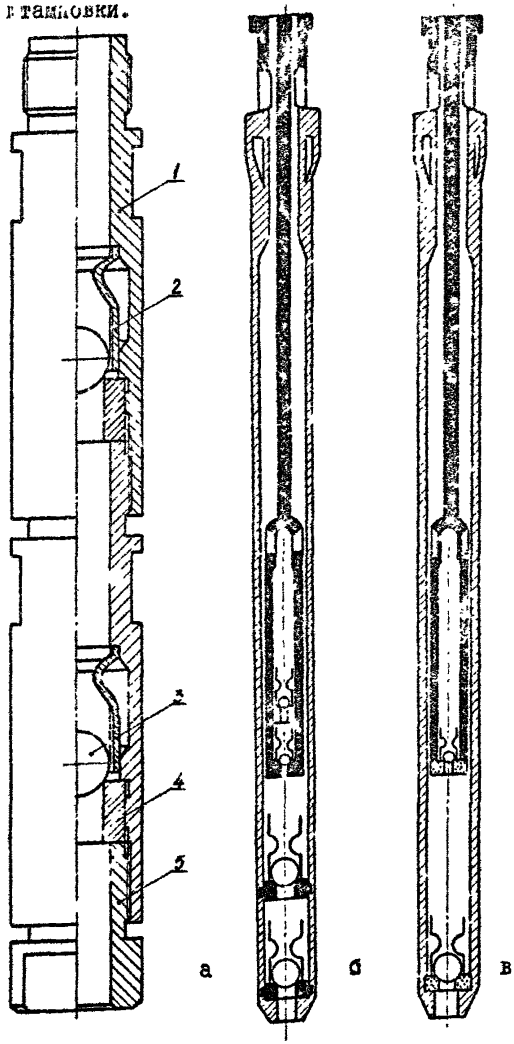


Рис.П.2:
Схемы:
а - клапана;
б - НСВ1М1;
в - НСВ1ПМ1

Приложение 3.

Принятые условные обозначения

D – диаметр плунжера насоса, м;

B – объемная обводненность нефти;

$B_{ср}$ – обводненность продукции скважины;

F – площадь плунжера, $м^2$;

$Г_0$ – газовый фактор, $м^3/м^3$;

g – ускорение силы тяжести, $м/с^2$;

$H_{сп}$ – глубина спуска (подвески) насоса, м;

$H_{ср}$ – средняя глубина спуска насоса, м;

h_g – высота динамического столба жидкости;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

K – коэффициент продуктивности, $\frac{т}{сут.МПа}$

$l_з$ – горизонтальное смещение забоя, м;

l – длина плунжера, м;

$M_{ср}$ – минерализация вод скважины;

m – количество отказов насоса в течение рассматриваемого периода эксплуатации;

N_0 – количество находящихся под наблюдением насосов (отказавших),

$N(t)$ – количество отказавших насосов к моменту времени t;

$N(0)$ – количество исправных насосов к моменту времени $t=0$;

$N_к$ – общее количество насосов, отказавших из-за износа пары плунжер-цилиндр;

N – количество скважин;

n – число качаний;

$n_р$ – число ремонтов из-за неисправности насосного оборудования;

$n_{ср}$ – среднее число качаний в одной скважине;

$P_{пр}$ – давление на приеме насоса, МПа ($кгс/см^2$);

$P_{заб}$ – давление на забое, МПа ($кгс/см^2$);

$n_{рш}$ – число подземных ремонтов из-за неисправности штангового насоса;

$Q_ф$ - фактическая подача насосной установки, м³/сут;

$Q_т$ - теоретическая (идеальна) подача насоса, м³/сут;

$q_{ср}$ - дебит скважины, м³/сут;

$R_{ср}$ - средний ресурс насоса, сут;

S - ход плунжера, м;

$S_{ср}$ - средний ход плунжера в одной скважине, м;

$Sn_{ср}$ - средняя скорость откачки, м/мин;

R - фактический средний ресурс штангового насоса;

$\hat{R}$ - теоретический средний ресурс штангового насоса;

t_{ji} - время безотказной работы j-го насоса между i-м и $(i-1)$-м отказами, сут;

t_{pi} - продолжительность i-го подземного ремонта, сут;

t_i - время безотказной работы насоса до первого отказа, сут;

$t_к$ - отдельный период времени;

t_{ci} - время безотказной работы скважины между $i-1$ и i отказами, сут;

$t_{j\xi}$ - время работы j насоса в скважине, сут;

$T_к$ - календарное время работы насосов, сут;

T - период, за который производится расчет, сут;

$T_{ср}$ - наработка до первого отказа насоса, сут;

$t_{пi}$ - время i-го простоя скважины;

α - горизонтальное смещение забоя скважины от вертикали, приходящееся на каждые 10 м глубины скважины;

β - расходное водосодержание;

$\gamma_з$ - удельный вес смеси (газожидкостной) в затрубном пространстве, кг/м³;

δ - зазор на сторону между плунжером и цилиндром, м;

$\delta_к$ - кривизна ствола скважины, градусы;

$\eta_н$ - начальный коэффициент подачи;

$\eta_к$ - конечный коэффициент подачи;

$n_п$ - число простоев скважины;

$T_{сум}$ - сумма отработанного времени скважине, сут.;

t_j - время работы насоса до отказа пары плунжер-цилиндр;

$\mu_д$ – коэффициент динамичности;

ν – кинематическая вязкость, $м^2/с$;

$\nu_{ср}$ – кинематическая вязкость продукции скважин, $м^2/с$;

ρ – плотность жидкости в скважине, $\frac{кгс^2}{м}$;

$\sigma_{пр}$ – приведенное напряжение в точке подвеса штанг, $кгс/мм^2$.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. ГОСТ 13377-75 Надежность в технике,термины и определения
2. Временная единая методика определения МРП работы скважин механизированного фонтанного фонда,утвержденная МНП,1978г,с.8
3. Временное методическое руководство по оценке надежности скважинного штангового насоса с применением ЭВМ. Баку, АзНИПИнефть, 1977, с.58
4. РД 39- (проект) Методическое руководство по анализу структуры фонда скважин и влияния условий эксплуатации на надежность оборудования", ВНИИ, 1981 г.
5. Инструкция по эксплуатации скважинных штанговых насосов. Баку,АзНИПИнефть,1976 г., с.102.
6. РД 39-1-454-80 Методика по эксплуатации малодебитных глубиннонасосных скважин в режиме периодической откачки. Баку, АзНИПИнефть,1980 г.,с.26
7. Методика оптимизации работы штанговых глубиннонасосных скважин с применением ЭВМ. Баку,АзНИПИнефть,1980 ,с.135.
8. Методика расчета оптимальных параметров эксплуатации скважин оборудованных штанговыми глубинными насосами на ЭВМ.Объединение Татнефть, Альметьевск,1974, с.14.
9. СТП59-00-007-78 Методика анализа работы насосного фонда скважин нефтяных месторождений западной Сибири.СибНИИНП, Тюмень, с.83.
10. РД39-1-301-79 Методика определения по динамограмме основных параметров исследования глубиннонасосных скважин откачивающих жидкость со свободным газом.Баку,АзНИПИнефть,1979,с.17.
11. РД 39-1-302-79 Методика расчета давления на приеме насоса и дебита жидкости по динамографическим исследованиям скважин ШСН. Шевченко,КазНИПИнефть,79 г.
12. РД 39-3-589-81 Инструкция по эксплуатации насосных штанг. Баку, АзНИПИнефть,1981.
13. ОСТ 26-02-1424-76 Насосы скважинные штанговые
14. РД 39 (проект) Методика факторного анализа надежности нефтепромыслового оборудования,МИНХ и ГП,1981 .
15. ТУ 39-0...031-76 Насосы скважинные.штанговые,ремонтные типов НСН1рп,НСН2рп и НСВ1рп.
16. РД39-1-300-79 Инструкция по входному контролю скважинных штанговых насосов.Баку,79,АзНИПИнефть,с.17.
17. Рд 39-1-108-78 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.Куйбышев, БНИИТнефть,78
18. Руководство по применению ингибиторов коррозии.АзНИПИнефть, Баку,1974.
19. РД 39-3-382-80 Руководство по применению ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть.Баку,АзНИПИнефть,с.51.
20. Предупредитель солеотложения "ПС-АзНИПИнефть-76" (Инструкция), Баку,АзНИПИнефть,1979 .

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3

2. Показатели качества работы насоса 4

3. Классификация условий эксплуатации 6

Группировка скважин по категориям 10

4. Сбор и систематизация первичной информации . . . 12

5. Анализ показателей работы насоса в скважине . . 16

Соответствие выбранного оборудования и режима его работы продуктивной характеристике скважины 16

Анализ существующего режима откачки установки 19

Анализ работы насоса по динамограмме . . . 23

Анализ работы скважинного насоса расчетным путем 30

Определение показателей качества работы насоса 34

6. Обработка и анализ промысловой информации по группе скважин 36

Расчет средних значений показателей работы глубиннонасосных скважин 36

Анализ эксплуатационной надежности насоса 38

Качественная и количественная оценка влияния эксплуатационных факторов на показатели работы скважинных насосов . . . 41

7. Комплекс мероприятий по улучшению показателей качества работы насосной установки 50

Контроль качества скважинного оборудования 50

Улучшение условий эксплуатации 53

Выбор конструкций скважинных штанговых насосов в зависимости от условий эксплуатации . 61

Приложение 1 71
Приложение 2 73
Приложение 3 75
Литература 78

РД 39-I-757-82

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
ПО АНАЛИЗУ РАБОТЫ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ
И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

Редактор Л.Е. Хонтария. технический редактор
И.И.Черномырдина

Формат бумаги 60х90 1/16. Подп. в печать 20.10.82г.
Ф1 06152 Объем 4 печ.л., 3,5 уч.изд. +2 вкл.
Т.500 Заказ №339 Цена 25 коп.
Множительная группа АзНИПИнефти. 370083 Баку,
Ага Нейматуллы, 89

gost.e-ecolog.ru