

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

РД 39 - 1 - 757 - 82

1 9 8 2

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра неф-
тяной промышленности

_____ А.В.Валиханов

" 20 " июля 1982 г.

Руководящий документ

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

РД 39-1-757-82

Настоящий документ разработан:

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

Директор института

М.К.Сеид-Рза

Ответственные исполнители:

Зав.лабораторией глубиннона-
сосного способа добычи нефти

Э.М.Рустамов

Ст.научные сотрудники:

И.С.Степцова

А.М.Саакянц

А.М.Исрафилов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Техуправления

Ю.Н.Байдиков

Начальник Упрнефтегаздобычи

Б.В.Гнатченко

Заместитель директора ВНИИ

В.П.Максимов

Начальник ОКБ Нефтемаш

.Т.Джафаров

УДК 622.276.53.054.22

© Орден 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.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В основу руководства положены результаты исследований, проведенных АзНИПнефтью, 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 промышленной 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 невозстановляемым изделиям.

2.2. Номенклатура показателей:

- 1) начальная подача (производительность) насоса, q_n ;
- 2) коэффициент подачи насоса (начальный и конечный), η_n, η_k ;
- 3) изменение коэффициента подачи насоса:

$$\Delta \eta = \eta_n - \eta_k \quad (1)$$
- 4) степень снижения коэффициента подачи насоса при его смене, θ ;
- 5) безотказность [1]:
 - средняя наработка до отказа насоса T ;
 - вероятность безотказной работы насоса $P(t)$;
- 6) долговечность [1]:
 - средний ресурс, R ;
 - средний срок службы до списания, $t_{ср}$;
- 7) коэффициент эксплуатации, K_n ;
- 8) межремонтный период работы скважины по причине неисправности глубиннонасосного оборудования (СШН, НШТ 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 производится по методике, предложенной А.Н.Адоиним^{*} 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 подъемное из скважины оборудование находится в работоспособном состоянии" [2].

2.9. Межремонтный период работы скважины по причине неисправности штанговых насосов, МРН_{шн} – среднее время работы

^{*} Адоини А.Н. Доочка нафта штанговими насосами. Недр, 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 НКГ, а т. же от условий эксплуатации: высоты подъема жидкости, давления на прием 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 $5 \text{ м}^3/\text{сут}$), многодебитные (свыше $100 \text{ м}^3/\text{сут}$) 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 $1-3 \text{ г/л}$, вязкостью добываемой нефти до $0,03 \text{ Па}\cdot\text{с}$ (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 мехпримеси, 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 промышленной 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. мехпримесей 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_2SO_4 более 100 мг/л, O_2 , $S O_2$, монов хлора, а также в растворенном газе - CO_2 более 20%.

К "облеотлаг щим" 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 ВНИИ-нефть, 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, газо-пескопарафинящиеся 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 1) и вязкость более 0,03 Па·с (30 сП). Откачка жидкостей высокой вязкости более 0,1 Па·с (100 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 заполнения 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 обводненности происходит ее инверсия и вязкость эмульсии приближается к вязкости воды.

В зависимости от структуры нефтеводного 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, МНХ 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 м³/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° на каждые 50 м глубины, а также при горизонтальном смещении забоя от вертикали, приходящимся на каждые 10 м глубины - $\alpha_k \approx 1,7$ (рис.2), возникают условия усиленного износа штанг и резкого снижения МРП скважины.

$$\alpha'_k = \frac{L_s}{H} - 10 \quad (2)$$

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 во.ч;
- четвертый знак - содержание песка;
- пятый знак - содержание газа;

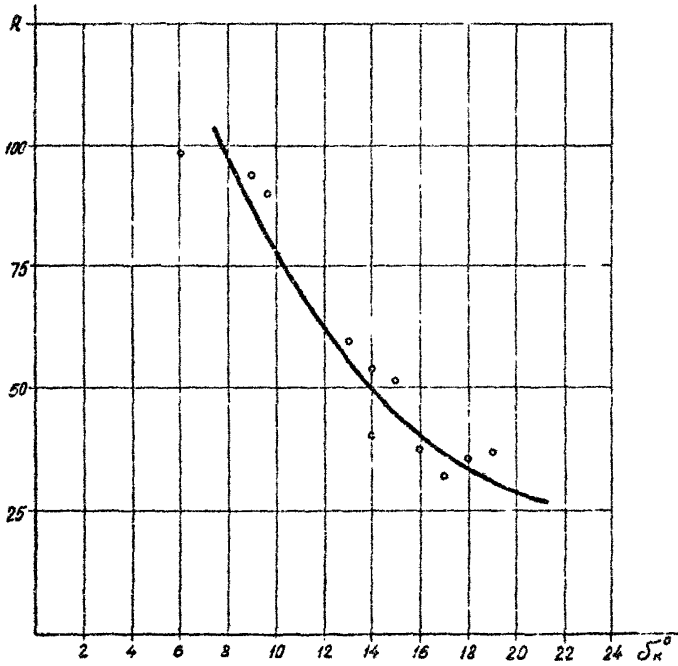


Рис.1. Зависимость ресурса скважинного насоса типа НСВ1-32 от кривизны ствола скважины в месте подвески насоса ($H_{сп} > 1500m$)

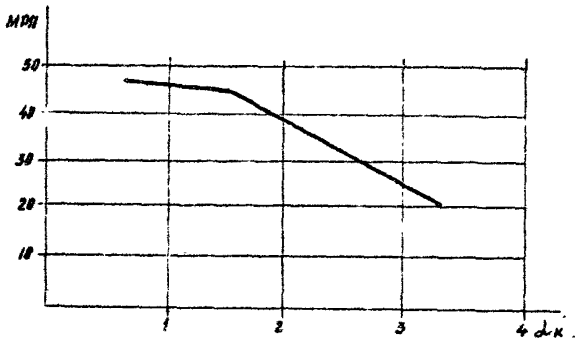


Рис.2. Зависимость МРП скважины от величины d_k

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 категория 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 222П00002Г2, 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.

Шифры признаков, определяющих категорию скважин

Таблица 1

Диаметр, мм		Глубина подвески, м.		Содержание в откачиваемой жидкости				Наличие		Вязкость нефти, Па·с		Смолистая нефти, %		Минерализация воды, г/л		
				воды, %	песка	возду	парафина									отлаженный сапей
1	2	1	2					3	4	5	6	7	8	9	10	
	28 или 32			0-50	> 1,5 г/л	< 1,5 г/л	имеется	> 2%	имеется	отсутствует	отсутствует	0-0,03	0-50	0-10	0-10	
	38 или 43	до 500	501-1000	51-80		влияние его на форму насоса до 0,1 мм по диаметру	отсутствует	< 2%	отсутствуют	имеется	отсутствует	0,031-0,1	51-50	11-100	11-100	
	55	1001-1500	свыше 1500	81-100		Коррозивность среды; Коррозивность цементности труб	> 0,2	0,2	отсутствуют	отсутствует	отсутствует	0,11-0,5	свыше 0,5	свыше 100	свыше 100	

4.2. Данные для анализа получают из паспорта скважины, книг документации, замеров дебитов, данных диньмометрирования, 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.1 в зависимости от состава откачиваемой жидкости.

Графа 22. Нарботка 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	№ насосов	Откуда получен насос	Тип насосов	Диаметр и группа посадки насоса	Число втулок	№ ЦДНГ	№ с/вояжин	Работа штангового насоса				Результаты проверки и ремонта штанговых насосов в мастерской ЦПРС после их подъема из скважин		Последующее движение насоса	
								Дата		Продолжительность работы, сут...	Н, м	Состояние насоса	Произведенный ремонт	Дата отправки	Направление
								Спуска	Подъема						
								3	10	11	12	13	14	15	16
20-1-80	Н-785	Завод им. Ф. Увержинского г. Баку	НСВ1	32Г	17	2	231	Пример заполнения:							
								24-1-80	30-1-80	66	1750	Изношен плунжер	—	4-11-80	Мастерская 4680
18-7-80	Н-921	Завод им. Ф. Увержинского г. Баку	НСН2	43Г	14	1	425	22-7-80	19-11-80	26	850	Изношен клапанная тарелка	Замена клапана, чистка и окраска насоса	22-11-80	с/в. № 293
							293	23-11-80	15-11-80	23	650	Изношен плунжер	—	17-11-80	Мастерская 4610
25-1-80	251	Мастерская по ремонту насосов ЦПРС объединения	НСВ1. Рп.	45-Г	14	3	627	28-1-80	20-1-80	21	735	Изношен плунжер	—	25-1-80	Мастерская 4610
								Итого		49					

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

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

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-

Карта учета отказов штанговой глубиннонасосной установки

№ ДУ	№ ЦРНГ и № скважины	Тип насоса	Диаметр насоса	Глубина подвески насоса Н, м	Крибана скважины в месте спуска насоса, м	Содержание воды, %	Наличие негритресей (песка), г/л	Наличие газа	Коррозийность среды	Наличие парафина, сапей, эмульсии	Характеристика нефти		Минерализация пласто- вой воды, г/л	Хол. плаунжера S, м	Число колоний "Л." в мин	Дебит, м ³ /сут		Порядковый номер насоса	Дата		Нароботка до отказа	Вид отказа	Сопутствующий отказ	Коэффициент подочи		Коэффициент эксплуатации
											вязкость при 20° С, сП	содержание смол, %				запуска	отказа		начальный	конечный						
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 зак. Умань	1	НВА1	32	609	3	61	11	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
																		02	23.01.79	15.02.79	024	002		0,55		
																		03	16.02.79	24.03.79	036	000			0,29	
																		04	24.03.79	03.04.79	010	009		0,32	0,23	
																		05	12.05.79	16.05.79	024	300		0,67	0,67	
																		06	16.05.79	27.05.79	011	200		0,83	0,67	
																		07	02.06.79	01.08.79	060	000			0,36	
																		08	01.08.79	08.11.79	100	000	005	0,65	0,57	
																		09	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, сум						
		000	001	002	003	004	005	006	007	008	009	100	101	102	200	201	202	203	204	300	400	Гер	Рер	МДП	Кз	θ
Всего	связан- ных с насосом																									
12	10	4	-	1	-	-	2	-	-	-	1	-	2	-	1	-	-	-	-	1	-	36,5	65	36,7	0,925	29%

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 брызг плунжера-цилиндра	Эрозийное изнашивание или износ клапана	Отворот или слом штока	Заклинивание плунжера	Слом клетки или слом стакана	Эрозийное изнашивание или отворот клапанных узлов	Эрозийное изнашивание или отворот деталей цилиндра	Отворот плунжера от клетки	Эрозийное изнашивание или слом седла конуса, конуса или замковой огоры	Следяя посадка пары (при сборке)	Забивание клапана песком	Заклинивание пары песком	Забивание насоса песком или солью	Отворот или обрыв штанги или штанговых муфт	Течь в трубах	Засоривание трубы, насоса парафином	Предобобразование	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.

$$Q_T \cdot \zeta = Q_{пл}, \quad (3)$$

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

ζ - 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:

$$K_{зап} = \frac{\zeta_B \cdot Q_T}{Q_{пл}} \quad (4)$$

где ζ_B - 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 малодобитных скважин в зависимости от ее дебита приведен ниже.

Дебит жидкости, м ³ /сут.	до 1	1-1,5	1,6-4	4,1-5
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 скважины 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 малодобитной с большим запасом производительности (от 3 до 5) и незначительным влиянием газа;
- 2) малодобитность скважины обусловлена низкой проницаемостью пласта;
- 3) диаметр эксплуатационной колонны не менее 150 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.

$$H_{сп} = H_d + h_{пор}, \quad (5)$$

где H_d - глубина динамического уровня, м

$$H_d = H_{ств} - h_g, \quad (6)$$

$$h_g = \frac{K_{рпа} \cdot Q}{K_{рз}}, \quad (7)$$

где $h_{пер}$ - 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:

$$H_{эн} = H_g + \frac{10 P_{гп}}{\gamma_3},$$

где γ_3 - удельный вес газожидкостной смеси в затрубном пространстве. Определяется по формуле [8];

$$\gamma_3 = 0,36 + 0,0017B + 0,00126P_{пр}$$

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

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

результатам исследования строится графическая зависимость $H_g = f(P_{308})$ и экстраполируется до глубины спуска насоса ($H_{сп} = H_{дин}$). Значение давления, соответствующее $H_g = H_{сп}$, равно давлению на приеме насоса ($P_{пр}$)^н [9].

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

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

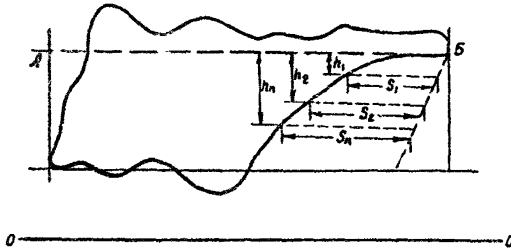


Рис.4. Определение давлений h_1, h_2, h_3 и расстояний S_1, S_2, S_3 по динамограмме

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

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

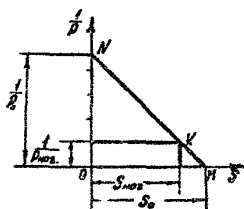


Рис.5. Зависимость между P и S

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

5.9. Приведенные напряжения в колонне штанг определять по номограмме или расчетным путем [12]. При $\sigma_{пр} > [\sigma]$ ($\sigma_{пр}$ - приведенные напряжения в колонне штанг, $[\sigma]$ - допустимое напряжение материала штанг) необходимо пересмотреть колонну штанг. Максимальное усилие на головку балансира, силу трения и коэффициент подачи следует определять по динамограммам или расчетным путем.

5.10. 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. $M_g = 0,35 \div 0,45$,

$$\text{где } M_g = 0,0000205 N_{сп} \cdot n \quad (10)$$

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

5.11. Все скважины должны работать на оптимальном режиме откачки. Оптимизацию режима откачки осуществлять в соответствии с методиками, разработанными территориальными НИИнефть.

5.12. Разработанное АзНИПнефтью "Временное методическое руководство по оптимизации работы штанговых глубиннонасосных скважин с применением ЭВМ" [?] 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 [?].

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, АзНИПнефть

Анализ технологического режима работы
скважины № 2600

Таблица 6

Параметры		Режим работы		
		существующий	допускаемый	расчетный (оптимальный)
Средняя подача насоса, м ³ /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)		29,0	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
Максимальное усилие на головку балансира, кгс		5531,0	10000	6150,0
Крутящий момент на валу редуктора, кгс/м		2080,0	4000	2897,0
Приведенное напряжение 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

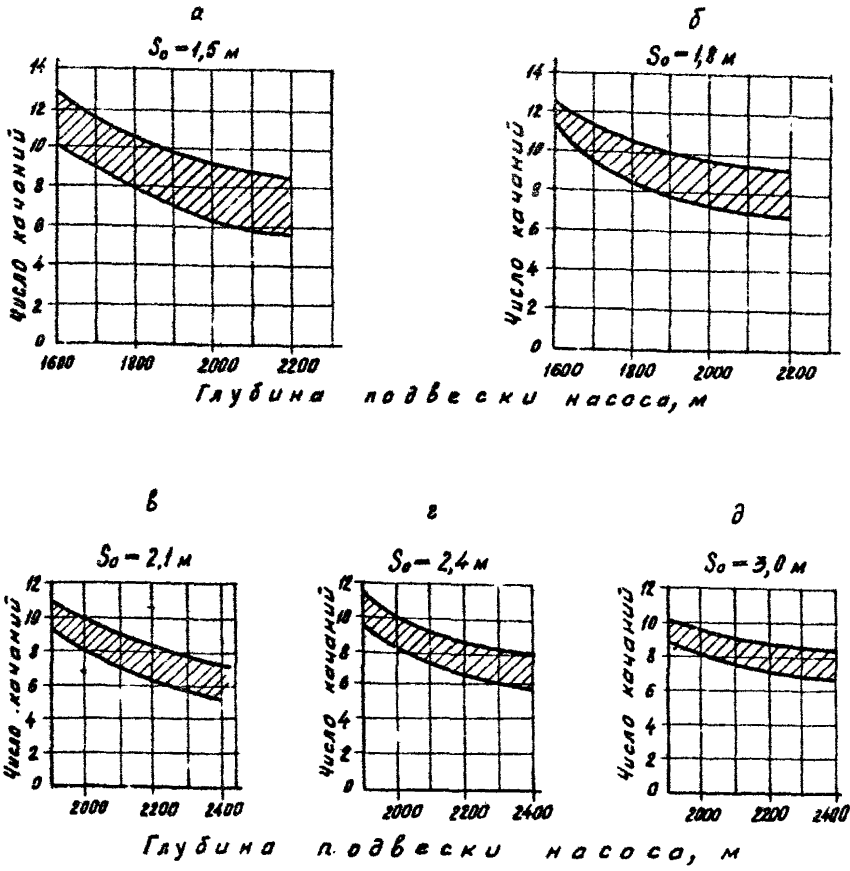


Рис.6. Диаграммы невыгодных режимов

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 подъемного оборудования.

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

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

Как правило, динамометрирование лучше производится в первый же день после спуска насоса в скважину при изменении 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 P определяется умножением показания динамографа C (в мм) по оси ординат на масштаб усилий $P(6 \text{ кг/мм})$

$$P = C_p$$

(11)

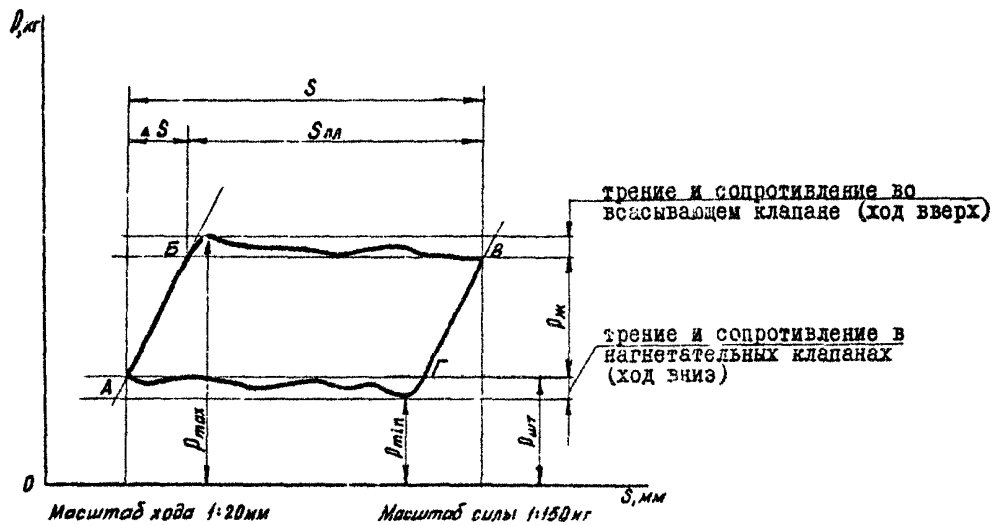


Рис.7. Теоретическая динамограмма работы скважинного штангового насоса

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 Б'.

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 торцов втулок (получены по результатам исследований, проведенных в ИГДУ "Черноморнефть").

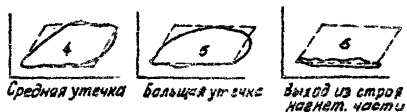
Так, например, динамограмма 23 на рис.8 показывает выход плунжера насоса ИСН2 из цилиндра. Такая же форма динамограммы получена при разьедаании у насоса ИСН2 и ИСВ1 одного стыка втулок в верхней части цилиндра и второго - в нижней части. Плунжер, находясь в нижней части, перекрывает разьедавшую часть, и утечка не происходит, при ходе же вверх открывает путь для утечки жидкости.

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

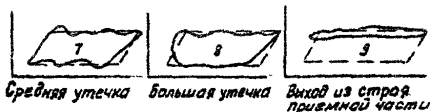
I. НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА НАСОСА



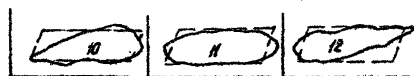
II. УТЕЧКА В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ



III. УТЕЧКА В ПРИЕМНОЙ ЧАСТИ



IV. УТЕЧКА В ПРИЕМ. И НАГНЕТ. ЧАСТЯХ



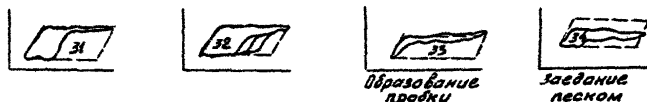
V. ВЛИЯНИЕ ГАЗА НА РАБОТУ НАСОСА



VI. ПРИХВАТ ШЛУНЖЕРА НАСОСА



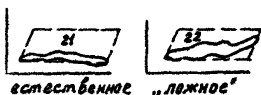
VII. ОТКАЧКА / НИЗКИЙ ДИНАМИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ /



УП. УТЕЧКА В НКТ



УШ. ФОНТАНИРОВАНИЕ



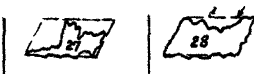
IX. ВЫСОКАЯ ПОСАДКА ШЛУНЖЕРА



X. НИЗКАЯ ПОСАДКА ШЛУНЖЕРА



XI. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ НАСОСА



XII. ОБРЫВ ИЛИ ОТВОРОТ ШТАНГ

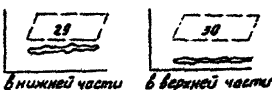


Рис. 8. Типовые динамограммы

когда разведены стиковые 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 пропуски жидкости в приемной и нагнетательной частях насоса, высоту динамического уровня, степень влияния газа, течь в трубах, коэффициент наполнения насоса и потери 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, осложненной 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:

$$Q_T - Q_F = q_{\text{жг}} + q_{\text{ут}} + q_{\text{кл}} + q_{\text{тр}} + q_{\text{н.р.}}, \quad (12)$$

где $q_{\text{жг}}$ - потери жидкости и удлинение штанг и труб

$$q_{\text{жг}} = F \cdot \Delta S \cdot \rho \cdot 60 \cdot 24, \quad \text{м}^3/\text{сут} \quad (13)$$

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

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

$$q_{\text{ут}} = 0,0432 \alpha \frac{q \cdot D \cdot \delta^3 \cdot \text{Нсв}}{\sqrt{e}}, \quad \text{м}^3/\text{сут} \quad (14)$$

где α - безразмерный коэффициент, зависящий от величины диаметрального зазора между плунжером и цилиндром, определяется по кривой (рис.10), построенной для практических вертикальных скважин;

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

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

При вязкости смеси до 0,1 Па·с:

$\alpha_1 = 0,03$ - для клапанов с цилиндрическим седлом исполнения С₁, С₂, С₃ и С₄ [12,13];

$\alpha_1 = 0,05$ - для клапанов с коническим седлом из нержавеющей стали исполнения С₅ [13].

При вязкости смеси свыше 0,1 Па·с, для всех конструкции клапанов, $\alpha_1 = 0$

$q_{\text{тр}}$ - утечка в соединениях или в теле труб;

$q_{\text{н.р.}}$ - 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).

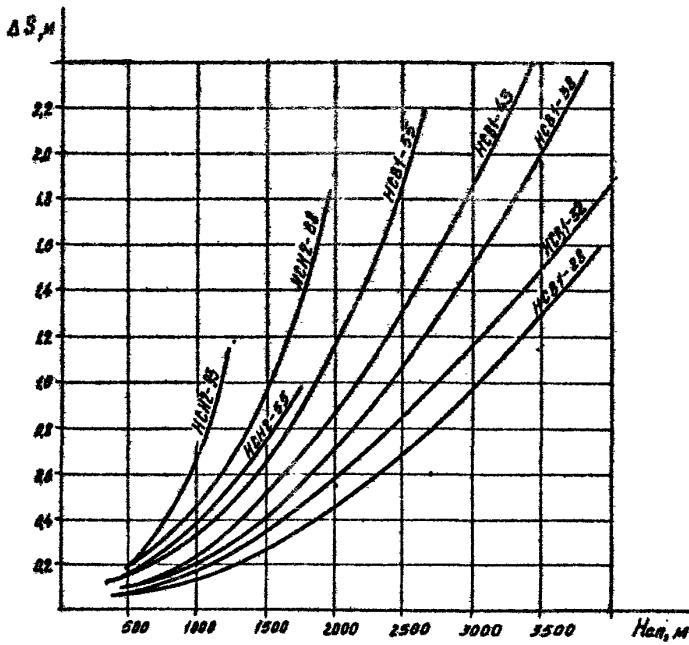
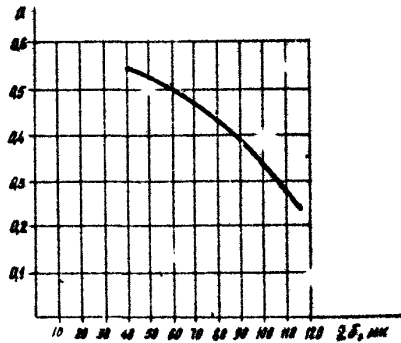


Рис.9. Потери хода плунжера

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

Пример. Насос условным диаметром 32 мм с клапанами с цилиндрическим седлом и плунжером длиной 1,2 м спущен на колонне штанг диаметром 22 и 19 мм. Скважина вертикальная. Требуется откачать $Q_1 = 11 \text{ м}^3$ с глубины 2200 м. Ход плунжера 2,1 м, а площадь его сечения $F=0,000804 \text{ м}^2$. Средний зазор между плунжером и цилиндром - 0,06 мм. Кинематическая вязкость нефти: $5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$ ($0,005 \text{ см}^2/\text{с}$).

1) Определим потери хода плунжера на удлинение штанг и труб по рис.9 находим $\Delta S = 0,68 \text{ м}$.

2) Определим необходимое число качаний для получения

$$Q_1 = 11 \text{ м}^3.$$

$$n = \frac{Q_1}{F(S-\Delta S) \cdot 60 \cdot 24} = \frac{11}{0,000804(2,1-0,68) \cdot 60 \cdot 24} = 5,7 \text{ кач/мин}$$

3) Соответствующая этому числу качаний теоретическая подача будет:

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

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

5) Находим начальную утечку в новом насосе по формуле (14).

Для этого по кривой (см.рис.10) определяем значение $\alpha = 0,5$

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

6) Определяем потери на утечку в клапанах по формуле (15)

$$q_{\text{кл}} = 0,03 \cdot 0,000804 \cdot 2,1 \cdot 6,7 \cdot 60 \cdot 24 = 0,49 \text{ м}^3/\text{сут}$$

7) $q_{\text{н.р}}$ принимаем условно, равным 1 м³/сут

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

$$q_{\text{н.р}} = Q_1 - Q_2$$

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

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

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

$$Q_2 = 0,000804 \cdot (2,1 - 0,68) \cdot 6 \cdot 60 \cdot 24 = 9,85 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

$$q_{н.р.} = 11 - 9,85 = 1,15 \text{ м}^3/\text{сут}$$

9) Баланс всех потерь

$$Q_{\varphi} = Q_T - \sum q_{\text{пот}}$$

$$Q_{\varphi} = 16,3 - (5,27 + 0,63 + 0,49 + 1,0 + 1,15) = 7,76 \text{ м}^3/\text{сут}$$

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

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

$$Q_T' = 0,000804 \cdot 2,5 \cdot 6,5 \cdot 60 \cdot 24 = 18,80 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Сумма потерь без $q_{н.р.}$ составит

$$\sum q'_{\text{пот}} = 5,27 + 0,63 + 0,49 + 1,0 = 7,39 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$Q_{\varphi} = 18,8 - 7,39 = 11,41 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

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

5.17. Показатели качества работы скважинных штанговых насосов определять по нижеприведенным формулам.

1) Начальный коэффициент подачи определяется как $\frac{Q_{\varphi}}{Q_T}$, где Q_{φ} - средняя величина замеров дебита скважины в течение первых трех суток с начала его запуска.

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

$$\theta = \frac{\Delta \eta}{\eta_n} \cdot 100$$

3) Средняя наработка η_n до отказа насоса определяется статистической оценкой: (16)

$$\eta_{cp} = \frac{1}{N_0} \cdot \sum_{i=1}^{N_0} t_i \quad (17)$$

4) Вероятность безотказной работы насоса определяется статистической оценкой:

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

5) Средний ресурс определяется по формуле:

$$\bar{R}_{ср} = \frac{1}{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} t_j \quad (19)$$

6) Средний срок службы до списания определяется по формуле:

$$t_{ср} = \frac{1}{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} \left(\sum_{i=1}^k t_{ji} \right) \quad (20)$$

7) Коэффициент эксплуатации подсчитывается по формуле:

$$K_p = \frac{T_k \left(\sum_{i=1}^{N_p} t_{pi} + \sum_{i=1}^{N_a} t_{ai} \right)}{T_k} \quad (21)$$

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

$$МРП_{общ} = \frac{T_{общ}}{N_p} \quad (22)$$

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

$$МРП_{сшн} = \frac{T_{сшн}}{N_{рш}} \quad (23)$$

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 (цифр 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-

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

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

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

- Нарботка до отказа штанговых насосов, сут.

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

- Коэффициент эксплуатации, при $\eta_p = 11$, $t_p = 0,5$ сут. и $\eta_n = 0$

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

- Общий межремонтный период работы скважины

$$M_{\text{РОбщ}} = \frac{039+024+036+010+039+015+005+060+100+039}{10} = 36,7$$

- Межремонтный период работы скважины по причине неисправности штанговых насосов

$$M_{\text{РШН}} = \frac{039+024+036+010+039+020+060+100+039}{9} = 40,3$$

5.21. В скважинах, где $M_{\text{РОбщ}}$ 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, характеристики откачиваемой жидкости и эксплуатационных показателей.

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

Дебит каждой скважины

жидкости

$$q_{cp.ж} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N q_{жк} \cdot t_k \quad (24)$$

нефти

$$q_{cp.н} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N q_{нк} \cdot t_k \quad (25)$$

Дебит жидкости для груп-

пы скважин, $\bar{q}_{ж}$, м³/сут

$$\bar{q}_{ж} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N q_{cp.ж} \quad (26)$$

Дебит нефти для группы

скважин, $\bar{q}_{н}$, м³/сут.

$$\bar{q}_{н} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N q_{cp.н} \quad (27)$$

Обводненность, \bar{B} , %

$$\bar{B} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N B_{cp.i} \quad (28)$$

Вязкость, $\bar{\mu}$, Па·с

$$\bar{\mu} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \mu_i \quad (29)$$

Минерализация, \bar{M} , г/л

$$\bar{M} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N M_i \quad (30)$$

Глубина подвески насоса, $\bar{H}_{оп}$, м

$$\bar{H}_{оп} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_{i,оп} \quad (31)$$

Давление на приеме, $\bar{P}_{пр}$, МПа (кгс/см²)

$$\bar{P}_{пр} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{пр.i} \quad (32)$$

Ход плунжера \bar{S} , м

$$\bar{S} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_{cp.i} \quad (33)$$

Число качаний \bar{n} , 1/мин

$$\bar{n} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N n_{cp.i} \quad (34)$$

Скорость откачки $\bar{S\bar{n}}$, м/мин

$$\bar{S\bar{n}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S n_{cp.i} \quad (35)$$

Средний коэффициент подачи, $\bar{\eta}_{cp}$

$$\bar{\eta}_{cp} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \eta_{cp.i} \quad (36)$$

Степень снижения коэффициента

подачи насоса

$$\bar{\theta} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \theta_i \quad (37)$$

Наработка до отказа насоса, \bar{T} , сут.

$$\bar{T} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N_0} t_i \quad (38)$$

Ресурс насоса, \bar{R} сут.

$$\bar{R} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{M_0} t_j \quad (39)$$

коэффициент эксплуатации, $\bar{K}_3 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n K_{3i}$ (40)

Межремонтный период работы скважин, \overline{MPT} , сут. $\overline{MPT} = \frac{T_{рем}}{N_p}$ (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 значения показателей надежности определяются по формулам 17 + 23, а при объеме выборки более 30 с учетом частот [3]. Для этого ЭВМ выданы вариационные ряды наработок для различных законов распределения. Исходя из значений χ^2 и критерия Колмагера 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 АЗНПП/Ляврт

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

Категория скважин	Количество скважин N	Средние значения										Количество насосов, №	Средние значения			Количество отказов		МРП скважины, вум.
		глубины подвески Н, м	совершения боя, %	хода плунжера S, м	числа качаний П в мин.	скорости откачки, S/M	дебюта, м³/сут.		вязкости нефти, П. С	совершения смаз, %	минерализация: вода, г/л		наработки до первого отказа Т, сут.	техническое ресурса Т, сут.	нагрузки, гекто эксп-луатации Кэ	всего	связанных с насосом	
							живости, Qж	нерту, Qн										
211П000112	51	265	11	0.7	6.9	4.7	1.6	1.3	1020	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 видов отказов насосной установки

НГДУ, промыш- сел, категория, № скважины или количест- во скважин	Тип насоса	Общее кол-во отказа- зов	Кол-во отказов по на- сосам	Наиболее характерные виды отказов				Средняя наработ- ка до отказа насоса, сут	Средний техничес- кий ре- сурс с учетом частот, сут	Сред- ний МРП, сут
				износ плунжер- ной пары	износ клапана	забита- ние кла- пана песком	проко- образование			
Лениннефт- пром. № 8. 21Ш0000112, 51 скважина	НСН2	391	260	32,7%	14%	10,5%	15,6%	72	119	51

Выводы: В зависимости от характерных особенностей каждой скважины проводить в ней меро-
приятия по борьбе с вредным влиянием песка в соответствии с п.7.15. "Методичес-
кого 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] анализом, выделяются факторы, которые существенно влияют на показатели надежности.

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

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

1) Влияние диаметра насоса определяем путем сопоставления кривых вероятности безотказной работы насосов типа НСВИ различных диаметров, работающих в "коррозионно-песочных" скважинах НГДУ "Азизобкомнефть", при средней глубине подвески 881-898 м, содержании воды в жидкости 89-96% (рис.11). Из него видно, что вероятность безотказной работы насосов в практически одинаковых условиях эксплуатации с уменьшением диаметра значительно возрастает.

2) На рис.12 показаны кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насоса НСВИ-32 в "нормальных" скважинах НГДУ

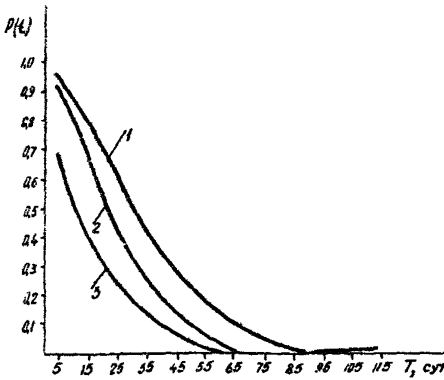


Рис. 11. Вероятностные модели отказов плунжерной пары скважинных насосов типа НСВ1:
1 - 32 мм; 2 - 43 мм; 3 - 55 мм.

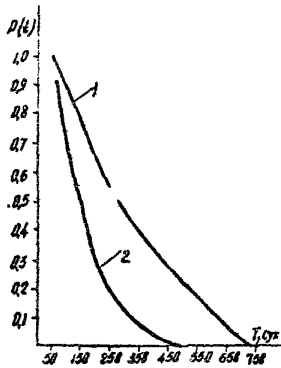


Рис. 12. Кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насосов НСВ1-32 при откачке жидкости, содержащей воды: 1 - до 50%; 2 - от 50 до 80%.

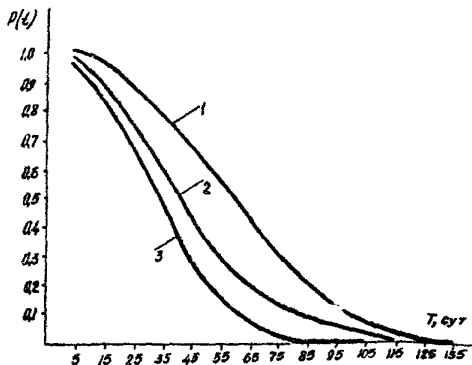


Рис. 13. Кривые вероятности безотказной работы плунжерной пары насосов типа НСВ1-32 в скважинах: 1 - "нормальных", 2 - "песочных", 3 - "коррозионно-песочных".

"Ширваннефть" при содержании в откачиваемой жидкости воды: 1 - 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.13 показано влияние осложняющих факторов на безотказность плунжерной пары насосов типа НСВІ-32 в скважинах НГДУ "Азибековнефть".

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 [14], 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:

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

6.10. Метод факторного анализа [14] 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 взаимосвязанных факторов, определения минимально возможного набора факторов для оценки показателей надежности нефтепромышленного 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 сПз;

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 МРН $\wedge = 120$ 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 мехпримесей, парафина, сероводорода и др. Пример применения метода.

На основании статистических данных о работе насосов в различных категориях скважин в НГДУ "Ширваннефть" отображены наиболее информативные признаки, характеризующие распределения технического ресурса: размер насоса, глубина его подвески, скорость откачки (характеризуемая произведением $5l$), 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

$$\varphi = \sum_{i=1}^r z_x \quad (44)$$

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 Ю 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:

$$R_{cp} = 456,6 - 5,6\varphi - 0,12\varphi^2 \quad (45)$$

$$9 \leq \varphi \leq 40$$

Среднеквадратичное отклонение σ_R условных частных значений \hat{R} от теоретической линии регрессии:

$$\sigma_R = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (R - \hat{R})^2}{N}} = \sqrt{\frac{18}{18} (R - \hat{R})} = 37,7 \quad (46)$$

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:

$$\hat{R} - t \sigma_R < MR_{\varphi} < \hat{R} + t \sigma_R, \quad (47)$$

Таблица 9

Распределение рангов по информативным признакам

Размер насоса	Глубина подвески, м	Скорость откачки $л/с$	Наличие в жидкости				Значения рангов
			воды, %	песка	газа	парафина	
		до 6	до 50	0	0	0	0
32	до 300						1
	300 - 500						2
	500 - 1000	6 - 12			есть	есть	3
43			50-80				5
	1000 - 1500	12-18					6
	1500		80-100				8
		18-24					9
55				есть			10
		24					12

Таблица 10

Классификационная таблица

№ объекта	кол-во насосов	Размер насоса		Глубина подвески		Скорость откачки		Наличие в жидкости								φ	R	R
		в мм	ранг Z ₁	в м	ранг Z ₂	в м/мин	ранг Z ₃	взвесь		песка		глина		парафина				
								в %	ранг Z ₄	п	ранг Z ₅	г	ранг Z ₆	φ	ранг Z ₇			
1	26	32	1	1000-1500	6	12,9	6	80-50	0	0	0	0	0	0	0	13	361	363,6
2	49	32	1	1000-1500	6	17,0	9	80-50	0	0	0	Г	3	0	0	19	402	306,9
3	28	32	1	1000-1500	6	16,0	9	80-50	0	0	0	0	0	φ	3	19	309	306,9
4	140	43	5	1000-1500	6	19,0	9	80-50	0	0	0	Г	3	0	0	23	275	264,4
5	46	32	1	1000-1500	6	18,0	9	80-50	0	0	0	Г	3	φ	3	22	270	275,4
6	17	43	5	>1500	8	19,7	9	80-50	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	0	0	0	0	φ	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	80-50	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	80-50	0	п	10	Г	3	φ	3	29	180	193,3
13	27	32	1	1000-1500	6	16,5	6	80-50	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	φ	3	31	165	167,7
15	10	43	5	1000-1500	6	16,5	6	80-50	0	п	10	Г	3	φ	3	33	125	141,2
16	60	43	5	1000-1500	6	19	9	80-50	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

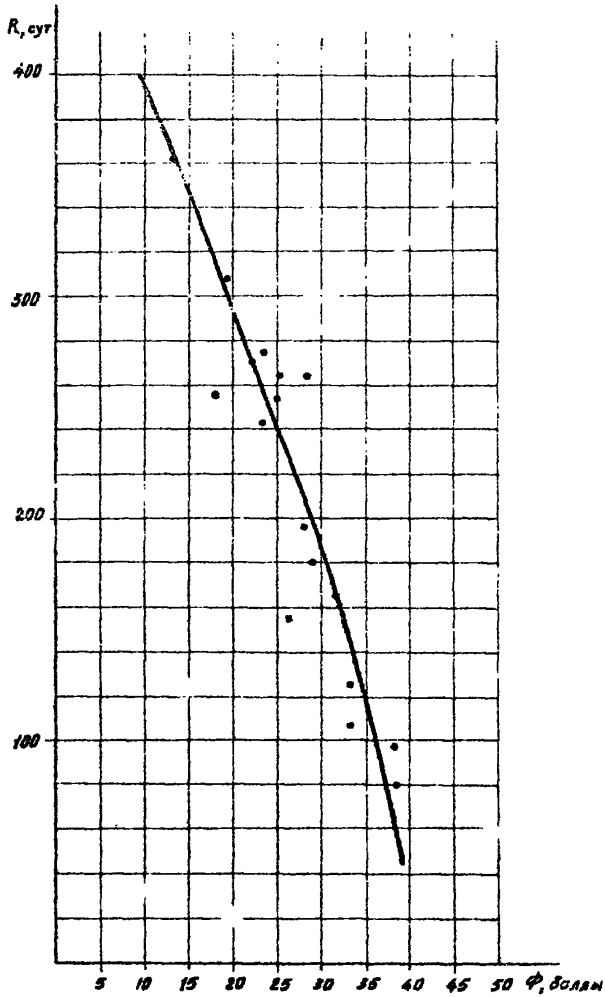


Рис. 14. Зависимость среднего ресурса скважинных штанговых вставных насосов от функции классификации в НГДУ "Ширваннефть".

где t - критерий Стьюдента;

$\hat{\sigma}_R$ - среднеквадратичная ошибка условного математического ожидания

$$\hat{\sigma}_R = \frac{\hat{\sigma}_\varphi}{\sqrt{N-2}} \cdot \sqrt{1 + \frac{(\varphi_0 - \hat{\varphi})^2}{\hat{\sigma}_\varphi^2}}; \quad (48)$$

φ_0 - выбранное значение функции классификации;

$\hat{\varphi}$ - условное математическое ожидание;

$\hat{\sigma}_\varphi$ - среднеквадратичное отклонение частных значений φ от $\hat{\varphi}$.

Для примера найдем 95% доверительные пределы условного математического ожидания для $\varphi_0 \approx 19$, $\hat{R} = 307$, $\hat{\varphi} = 26$, $\hat{\sigma}_\varphi^2 = 46,5$

$$\hat{\sigma}_R = \frac{377}{\sqrt{18-2}} \cdot \sqrt{1 + \frac{(19-26)^2}{46,5}} = 13,4.$$

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 $t \hat{\sigma}_R = 2,12 \cdot 13,4 = 28,4$.

Подставляя эти значения в формулу (47), получим

$$307,0 - 28,4 < MR_{\hat{\varphi}} < 307,0 + 28,4 \\ 278,6 < MR_{\hat{\varphi}} < 335,4$$

В нашем случае $\varphi = 19$ 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, обосновать 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 39-1-300-79 [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.

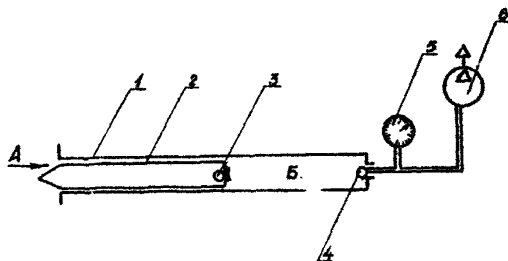


Рис.15. Схема установки для определения величины зазора (группы посадки) скважинного штангового насоса

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 $0,95 \pm 1$ кгс/см² 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. II.

7.9. Прием насоса должен быть защищен от попадания различных предметов, оказавшихся случайно в скважине (куски резины, зальниковая 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 окалин, грязи, песка.

7.10. При вредном влиянии газа и песка применять защитные газовые и газопесочные якоря, 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 Н до 1000м	для Н > 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 допустимого 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, АзНИИнефть).

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

$$U_{\text{др}} = \frac{V_{\text{ж}}}{W} \geq 2,5 \quad (49)$$

или $(Q_{\text{ж}})_{\text{мин}} = 0,22 \Gamma_{\text{ж}} W$, (50)

где $U_{\text{др}}$ - безразмерная скорость;
 $V_{\text{ж}}$ - скорость жидкости, м/с;
 $\Gamma_{\text{ж}}$ - площадь просвета труб или кольцевого пространства между трубами и штангами, м²;
 W - скорость свободного осаждения песка определяется по рис.16* или по формуле Стокса, м/с;

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

где g - ускорение свободного падения, м/с²;
 ρ_1 - плотность жидкости, кг/м³;
 ρ_2 - плотность песка, кг/м³;
 d_n - 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 м).

Для диаметра частиц песка $d_n = 0,1$ 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.

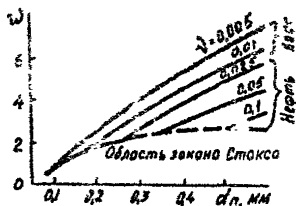


Рис. 16. Зависимость скорости свободного осаждения зерен песка от размера зерен и вязкости жидкости.

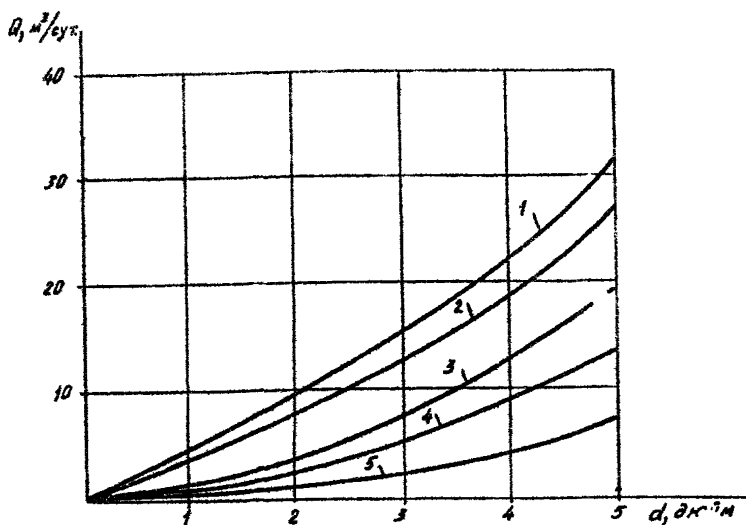


Рис. 17. Кривые изменения минимального дебита жидкости, обеспечивающего режим полного выноса песка, диаметр частиц которого $d_n = 0,1 \text{ мм}$, в зависимости от диаметра труб при различных вязкостях жидкости 1-вода; 2, 3, 4, 5-нефть, $\nu = 0,5; 1; 2 \cdot 10^{-2} \text{ Н} \cdot \text{с} / \text{см}^2$

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 неглицеро-вой 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 I2;

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 12

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 мех. примесей, %	Наличие солей	Преобразование
Трубный погружной		6" и 8"	60 и более	до 30	до 100 и более	до 0,3	до 0,1	нет	нет
Трубный 4-х секционный АГС-П-АВНИИ-3	0,8-0,95	5; 6 и 8"	до 60	до 30 30-50 и более	до 100 и более	до 0,3 до 0,1	до 0,1	есть	есть
Трубный ГАП АВНИИ-3"	0,90-0,95	5; 6 и 8"	до 60	до 30 30-50 50 и более	до 100 и более	до 0,3 до 0,1 до 0,1	до 0,5 до 0,5 до 0,1	нет нет нет	есть есть есть
Малогобаритный ступенчатый газовый сепаратор СГСМ-32 вставного типа	0,84-0,88	4; 5; 6 и 8"	до 60	до 15 15-20	до 100	до 0,3 до 0,1	до 0,1	нет	нет
Вставной СГБ-АВНИИ-46	0,86-0,92	4; 5; 6 и 8"	до 60	до 15 15-20	100 и более	до 0,3 до 0,1	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.

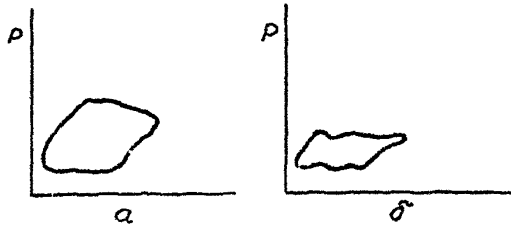


Рис.18. Динамограммы работы штангового насоса диаметром 43 мм в скважине 62 с высоковязкой жидкостью при $s = 3$ м, $n = 5$ кач/мин
а) до обработки ПАВ, б) после обработки ПАВ

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

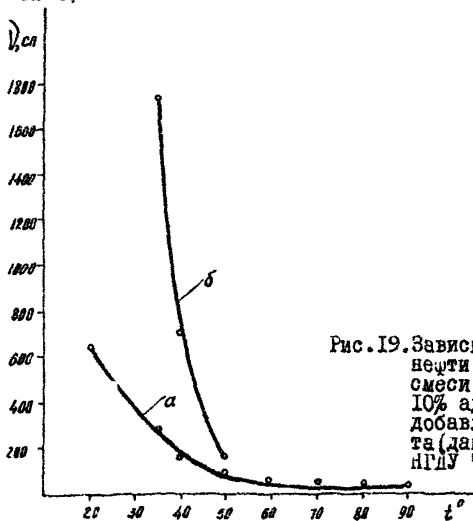


Рис.19. Зависимость вязкости нефти от температуры смеси: а-при закачке 10% адсорбента; б-без добавления адсорбента (данные ЦНИПРа НГДУ "Карадагнефть").

2) в целях снижения сил сопротивления применять насосы большого диаметра при меньшей скорости откачки S^*n и клапаны с расширенным проходным сечением;

3) в целях предотвращения изгиба нижней части колонны при вязкости жидкости до 1 Па·с применять "тяжелый низ". При вязкости жидкости более 1 Па·с применение "тяжелого низа" нецелесообразно вследствие существенного превышения сил трения над весом "тяжелого низа".

7.18. 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 МИИХ и ГП им. Губкина) составляет 1,5 - 2,0 Па·с.

7.19. В "коррозионных" скважинах [18, 19] :

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

2) для сероводородных сред - "Север-1" АНПО и композиции ингибиторов ИКНС-АзНИПИнефть с АНПО.

"Ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть применяется для подавления или торможения коррозионных процессов в углегазоводных системах, содержащих высокоминерализованные пластовые (жесткие и щелочные) или промышленные сточные воды с общей минерализацией до 180 г/л в присутствии углекислого газа и кислорода в любых концентрациях и серо-одорода до 100 мг/л" [19] ;

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

4) для сероводородных сред применять трубы в соответствии с РД 39-1-108-78 [17].

7.20. В "солеотлагающих" скважинах:

1) вводить в затрубное пространство скважины водный раствор предупредителя солеотложения: смеси аммофоса с сульфололом. 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.

7.21. В "парафинящихся" скважинах:

1) применять ингибиторы парафиноотложений;

2) применять электронагреватель глубинный межтрубный ЭГМ-30 конструкции АзНИПИнефть, устанавливаемый в зоне отложения парафина на насосно-компрессорных трубах. ЭГМ-30 включается через каждые 7-10 дней в зависимости от дебита скважины, интенсивности заларфинирования 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 $C_{17}-C_{35}$) от 27 до 71°C, а церезинов ($C_{36}-C_{55}$) - от 65 до 88°C ;

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 1000	до 0,025	I
	0,025 - 0,1	II
	свыше 0,1	II или III
1000 - 1500	до 0,025	0 или I
	0,025 - 0,1	I или II
	свыше 0,1	II
свыше 1500	до 0,025	0
	0,025 - 0,1	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 1,3 г/л применять скважинные насосы вставного и невставного типа НСВ1 и НСН2.

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

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

Насос этот имеет небольшую длину (до 1,9 м), что весьма удобно при транспортировании.

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

7.28. Для условий сильно обводненных скважин с дебитом до 100 м³/сут., глубиной подвески насоса до 1000 м применять насосы типа НСВІВУ с безштульным цилиндром и комбинированным плунжером (с пятьюдесятью разрезными уплотнительными кольцами из масло-бензостойкой резины марки ИИ. -1243 и хромированной поверхностью металлической направляющей части). См. табл.14.

7.29. В глубоких скважинах, особенно в условиях гидробразивного и коррозионного износа, применять пару хромированный плунжер-цилиндр с азотированной внутренней поверхностью, нулевой или первой группы посадки по ОСТ 26-02-1424-76. 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 1500 м и более - 1800 мм; 1000-1500 - 1500 мм; до 1000м-1200 мм (см. табл.14).

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 гидробразивному изнашиванию (см. табл.14).

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 вазора 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. I5.

Таблица 14

Параметры скважинных штанговых насосов

Тип насоса, стандарт	Конструкция насоса	Условный размер насоса в мм	Ход плунжера в мм	Исходная подача насоса при 100% об/мин ходах плунжера в минуту и коэффициенте вязкости μ и ν в см ² /сут.	Пределы выработки в мст. жидк.	Испытательное гидравлическое давление в МПа (кг/см ²)	Длина плунжера в мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	
НСН1 ИСТ 26-02-Н2476	Невстабной двухступенчатый с лобовым штоком	28	600	5,5	400	5,1 (50)	1200	
		32		7,0		5,1 (50)		
	То же семиступенчатый	28	900	8,0	1200	15,4 (150)	1200	
		32		10,5				
		43		13,0				
		55		31,0	1000	12,8 (125)		
НСН2 ИСТ 26-02-Н2476	Невстабной с лобовым штоком	32	1200; 1800 2500; 3000	14; 21	1200	15,4 (150)	1200	
				29,5; 35				
		45	1200; 1800 2500; 3000	25,0; 32,0	1500	2200	28,5 (280)	1200 и 1500
				55,0; 63,0				
		55	1200; 1800 2500; 3000 3500; 4500	73,5; 94,5	1200	1800	25 (225)	1200 и 1500
				41,5; 62				
				86,0; 103,5				
		60	1200; 1800 3000; 3500	94,5; 151	1600	20,5 (200)	1200	
				157,0; 184,0				
		95	1200; 1800 3000; 3500	235,0	800	10,2 (100)	1200	
				177; 245				
				294,0; 344				
		4500		44,0				
НСН 2Т ИСТ 26-02-Н2476	То же с лобовым штоком и седлами клапанов из твердого сплава	43	1200; 1800 2500; 3000	25,0; 32,0	1200	15,4 (150)	1200	
				53,0; 63,0				
		55	1200; 1800 2500; 3000	41,0; 62,0	1000	12,8 (125)	1200	
		86,0; 103,5						

Продолжение табл. 14

1	2	3	4	5	6	7	8		
НСН 28 ОСТ 26-02-М24-76	То же пескозащит- ным угл. род- ством, само- ратором для смазки пары и седлами из твердого сплава	42	1200; 1800	14,0; 21,0	1200	15,4 (150)	1200		
			2500; 3000	29,3; 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-М24-76	Невставной с обточе- ном	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			239					
93	2500; 3000			245,0; 294	800	10,2 (100)	1200		
	3500; 4500			344; 440					
НСВ 1 ОСТ 26-02-М24-76	Вставной с замком сверху			28	1200; 1800	14,0; 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 и 1800		
			2500	41,5					
			3000; 3500	48,0; 57,5					
			4500	73,5					
			5200; 6000	83,5; 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 0СТ26-02-1424-76	вставной с замком вверху	55	1800; 2300	62; 86	1200	13,4 (150)	1200
			3000	103			
			3500; 4500	120; 155			
			5200	178			
			6000	207			
НСВ1П 0СТ26-02-1424-76	То же с седлами клапанов из твёрдого сплава	28	1200; 1800	14,0; 16,0	2500	32,6 (320)	1200 " 1800
			2500; 3000	22,0; 27,0			
			3500	31,0			
		32	1200; 1800	14,0; 21,0	2200	28,6 (280)	1200 " 1800
			2500; 3000	28,5; 35,0			
			3500	44,0			
		38	1200; 1800	20,0; 30,0	2000		1200 " 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; 65,0			
			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 0СТ26-02-1424-76	То же с пескозащит- ным устрой- ством, сепаратором для смазки пары	32	1200; 1800	14,0; 21,0	2200	28,6 (280)	1200
			2500; 3000	28,5; 35,0			
			3500	44,0			
		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 сверху, с устройством направляющим устройством для шарика клапана	32	1200; 1800	14; 21	2200	28,6(280)	1200 и 1800		
			2500; 3000	29,5; 33					
			3500	41					
НСВ2 ОСТ26-92-1424-76	Вставной с замком внизу	52	2500; 3000	29,5; 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					
		43	2500; 3000	53; 63	3000	39 (380)	1800		
			3500; 4500	73,5; 94,5					
		55	5200; 6000	108; 125,5	2500	32,6(320)	1800		
			3000; 3500	103; 120					
		НСВГ ОСТ26-92-1424-76	Вставной одноступенчатый двухплун- жерный с зам- ком сверху	38/53	1800; 2500	33,0; 42,5	1200	15,4 (150)	1200
					3000; 3500	55,0; 64,0			
55/43	1800; 2500			38; 49					
НСВЗ ОСТ26-92-1424-76	Вставной двухступенчатый, двухплун- жерный с зам- ком сверху	38/55	1800	62,0	1200	15,4 (150)	1200		
			2500	86					
			3000	105					
			3500	120					
НСВ16У-50 ТУ26-92-710-76	Вдвухступенчатый с безплунжерным и плунжером с замком сверху	50	1800	51,8	1000	12,8 (120)	900		
			2500	72,0					
			3000	86,4					
			3500	100,8					
НСВ16У-40 ТУ26-16-123-81	То же	40	2500	43,5	1200	12,8 (120)	900		
			3000	52,2					
			3500	60,9					

Таблица 15

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 1,3	до 0,025	99	10	130	10	6500	10000
							6000	
							7000	
НСВ1М НСВ1М1	до 5,2						7900	6000
							1500	6000
НСН2Г, НСВ1В, НСН2В	> 1,3	до 0,015					1800	7000
							4000	7000
НСВГ НСВД	до 1,3	0,3 и более до 0,015					6000	10000
							25	6000
НСВ1ВУ-50	до 3 3 + 10	до 0,025			90	10	2100	38%0
							1700	3120

- Примечание: 1) 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.

**Насос скважинный штанговый
типа НСВІБУ-50**

Насос предназначен для откачки жидкости из нефтяных скважин глубиной подвески до 1000 м и дебитом до 100 м³. Он состоит из цельного (бесштульного) цилиндра 1 и плунжера, который представляет собой хромированный плунжер с установленными в его цилиндрические канавки 3 уплотнительными кольцами 2 (рис. П.1).

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

Насос НСВІБУ-50 по сравнению со штульными насосами НСВІ-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, м³/сут

51,8-100,8

Предельная глубина спуска, м

1000

Ход плунжера, мм

1800 - 3500

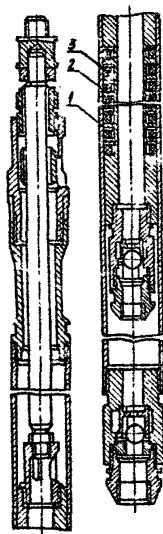


Рис. П. I. Схема насоса типа НСВБУ-50

Приложение 2

Насосы скважинные штанговые типа НСВИ и НСВИМ

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

Отличаются от насосов НСВИ и НСВИП тем, что вместо шариковых клапанов с жесткой конструкцией стакана, направляющего шарик, применяются клапаны с упругим направляющим устройством (авт. свид. № 601449 по кл.04В 21 (021)).

Принципиальная схема клапана (рис.П.2) соответствует ОСТ 26-02-1424-76. Клапан содержит корпус 1, 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 НСВИМ изготовливается 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 снижает-

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.

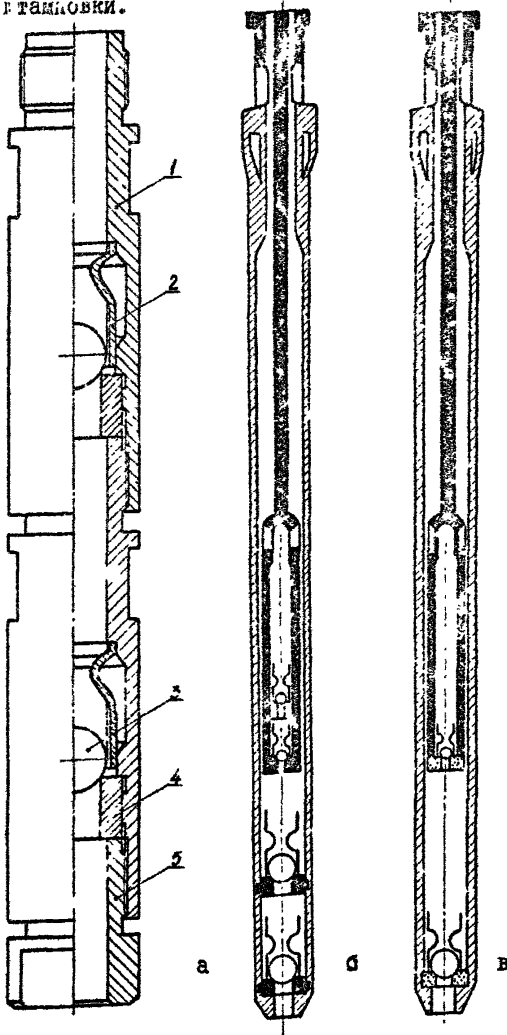


Рис. П. 2:

Схемы:

а - клапана;

б - НСВИМ1;

в - НСВИПМ1

Принятые условные обозначения

- D - диаметр плунжера насоса, м;
 B - объемная обводненность нефти;
 $B_{ср}$ - обводненность продукции скважины;
 F - площадь плунжера, м²;
 G_0 - газовый фактор, м³/м³;
 g - ускорение силы тяжести, м/с²;
 $H_{пл}$ - глубина спуска (подвески) насоса, м;
 $H_{ср}$ - средняя глубина опускания насоса, м;
 h_d - высота динамического столба жидкости;
 $K_э$ - коэффициент эксплуатации;
 K - коэффициент продуктивности, $\frac{T}{сут.Па}$
 $L_э$ - 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_k - общее количество насосов, отказавших из-за износа пары плунжер-цилиндр;
 N - количество скважин;
 n - число качаний;
 n_p - число ремонтов из-за неисправности насосного оборудования;
 $n_{ср}$ - среднее число качаний в одной скважине;
 $P_{пр}$ - давление на приеме насоса, МПа (кгс/см²);
 $P_{заб}$ - давление на забое, МПа (кгс/см²);
 $P_{рм}$ - число подземных ремонтов из-за неисправности штангового насоса;

- $Q_{\text{ф}}$ - фактическая подача насосной установки, м³/сут;
 $Q_{\text{т}}$ - теоретическая (идеальная) подача насоса, м³/сут;
 $q_{\text{ср}}$ - дебит скважины, м³/сут;
 $R_{\text{ср}}$ - средний ресурс насоса, сут;
 S - ход плунжера, м;
 $S_{\text{ср}}$ - средний ход плунжера в одной скважине, м;
 $Sn_{\text{ср}}$ - 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_{κ} - отдельный период времени;
 t_{ci} - время безотказной работы скважины между i -м и $(i-1)$ -м отказами, сут;
 $t_{j\text{э}}$ - время работы j насоса в скважине, сут;
 T_{κ} - календарное время работы насосов, сут;
 T - период, за который производится расчет, сут;
 $T_{\text{ср}}$ - наработка до первого отказа насоса, сут;
 t_{ni} - время i -го простоя скважины;
 α - горизонтальное смещение забоя скважины от вертикали, приходящееся на каждые 10 м глубины скважины;
 β - расходное водосодержание;
 $\gamma_{\text{з}}$ - удельный вес смеси (газожидкостной) в затрубном пространстве, кг/м³;
 δ - зазор на сторону между плунжером и цилиндром, м;
 δ_{κ} - кривизна ствола скважины, градусы;
 $\eta_{\text{н}}$ - начальный коэффициент подачи;
 η_{κ} - конечный коэффициент подачи;
 $n_{\text{л}}$ - число простоев скважины;
 $T_{\text{ср}}$ - сумма отработанного времени скважины, сут.;
 t_j - время работы насоса до отказа пары плунжер-цилиндр;

μ_d - коэффициент динамичности;

ν - кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$;

ν_{cp} - кинематическая вязкость продукции скважин, $\text{м}^2/\text{с}$;

ρ - плотность жидкости в скважине, $\frac{\text{кгс}}{\text{м}^3}$;

σ_{np} - приведенное напряжение в точке подвеса штанг, $\text{кгс}/\text{мм}^2$.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 13377-75 Надежность в технике, термины и определения
2. Временная единая методика определения МРП работы скважин механизированного фонтанного фонда, утвержденная МНП, 1978 г., с. 8
3. Временное методическое руководство по оценке надежности скважинного штангового насоса с применением ЭВМ. Баку, АзНИИнефть, 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, АзНИИнефть, 1976 г., с. 102.
6. РД 39-1-454-80 Методика по эксплуатации малодобитных глубиннонасосных скважин в режиме периодической откачки. Баку, АзНИИнефть, 1980 г., с. 26
7. Методика оптимизации работы штанговых глубиннонасосных скважин с применением ЭВМ. Баку, АзНИИнефть, 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. СибНИИП, Тюмень, с. 83.
10. РД39-1-301-79 методика определения по динамограмме основных параметров исследования глубиннонасосных скважин откачивающих жидкостях со свободным газом. Баку, АзНИИнефть, 1979, с. 17.
11. РД 39-1-302-79 Методика расчета давления на приеме насоса и дебита жидкости по динамографическим исследованиям скважин ИСН. Шевченко, КазНИИнефть, 79 г.
12. РД 39-3-589-81 Инструкция по эксплуатации насосных штанг. Баку, АзНИИнефть, 1981.
13. ОСТ 26-02-1424-76 Насосы скважинные штанговые
14. РД 39 (проект) Методика факторного анализа надежности нефтепромыслового оборуд. зния, МНП и Ц, 1981.
15. ТУ 39-С-031-76 Насосы скважинные, штанговые, ремонтные типов ИСН1рп, ИСН2рп и ИСВ1рп.
16. РД39-1-300-79 Инструкция по входному контролю скважинных штанговых насосов. Баку, 79, АзНИИнефть, с. 17.
17. РД 39-1-108-78 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 78
18. Руководство по применению ингибиторов коррозии. АзНИИнефть, Баку, 1974.
19. РД 39-3-382-80 Руководство по применению ингибитора коррозии ИЛАС-АзНИИнефть. Баку, АзНИИнефть, с. 51.
20. Предупредитель соеотложения "ПС-АзНИИнефть-76" (Инструкция), Баку, АзНИИнефть, 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 промышленной 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 89-I-757-82

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

Редактор Л. Е. Хостаря, технический редактор
И. И. Черномирдина

Формат бумаги 60x90 мм, 16. Подп. в печать 20.10.82г.
Фз 06152 Объем 4 печ.л., 8,5 уч.изд. +2 вкл.

Т.500 Заказ №339 Цена 25 коп.

Исследовательская группа АзНИПИнефть. 370083 Баку,
Ага Нейматулы, 39