Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ АЛЬБОМОВ ЛИФТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПОДЪЕМНЫХ ЛИФТОВ

РД 39-I-III7-84

КУЙБЫШЕВ • 1984

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ АЛЬБОМОВ ЛИФТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПОДЪЕМНЫХ ЛИФТОВ

РД 39-1-III'7-84

Куйбышев 1983

3

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ В.И.Игревский
"05" 07 1984г

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ АЛЬБОМОВ ЛИФТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПОДЪЕМНЫХ ЛИФТОВ

РД 39-I-1117-84

(временный)

Настоящий документ разработан:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб (ВНИИТнефть)

Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Зам.директора ВНИИТнефть С.А.Сабирзянов

Зам.директор ВНИИ П.М.Усачёв

Ответственный исполнитель
Зав.лабораторией 31.03 ВНИИТнефть В.И.Белоцерковский

СОГЛАСОВАНО
Зам. директора ВНИИОЭНГ И.Е.Невалдин

Куйбышев 1983

Разработана Всесоюзным научно-исследовательским институтом разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб совместно со Всесоюзным нефтегазовым научно- исследовательским институтом

Составили: В.М. Ферштетер, В.И. Белоцерковский (ВНИИТнефть), В.Э. Калимов, А.Р. Каплан (ВНИИнефть)

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ АЛЬБОМОВ ЛИФТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПОДЪЕМНЫХ ЛИФТОВ

Взамен "Временных методических указаний по составлению альбомов лифтов" x

РД 39-I-III7-84

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 434 от "12" июля 1984 г.

Срок введения установлен с "01" 09. 1984 г.

Документ содержит указания по составлению альбомов лифтов, а также рекомендации по подбору диаметров и глубин спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) при различных способах эксплуатации скважин.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Руководящий документ предназначен для регламентирования содержания, формы и порядка составления альбомов лифтов.

---

x Министерство нефтяной промышленности.

Временные методические указания по составлению альбомов лифтов: Утв. 31.10.71/ Миннефтепром. - М.: Б.И., 1977.-25 с.

1.2. Альбом лифтов используется для разработки норм расхода НКТ; им необходимо руководствоваться при комплектовании лифтовых колонн, спускаемых в скважины. Альбом является основой для составления заявок на НКТ, на оборудование и инструменты, типоразмеры и количество которых зависят от типоразмеров и количества применяемых НКТ.

2. СОДЕРЖАНИЕ И ОФОРМЛЕНИЕ АЛЬБОМА ЛИФТОВ

2.1. Альбом лифтов должен включать разделы, располагаемые в следующем порядке:

- титульный лист (приложение 1);
- список исполнителей;
- оглавление;
- перечень скважин (приложение 2);
- конструкции колонн НКТ (приложение 3);
- схематическое изображение колонн НКТ;
- обоснование конструкций колонн НКТ;
- исходные данные для обоснования конструкций колонн НКТ (приложение 4).

Разделы "Перечень скважин", "Конструкции колонн НКТ" и "Исходные данные..." могут быть объединены, в этом случае гр. 1 "Порядковый номер конструкций колонн НКТ" (см. приложения 2 - 4) исключается.

2.2. В разделе "Перечень скважин" рекомендуется объединять скважины в одинаковые по конструкции колонн НКТ группы. В группу включают скважины с близкими величинами дебита, давлений и глубин спуска колонн НКТ, отклонения которых от среднего значения не влияют на конструкцию колонны НКТ.

2.3. Схематические изображения приводятся только для двухрядных и ступенчатых конструкций колонн НКТ

2.4. Каждая конструкция колонны НКТ должна быть о. снована с точки зрения выбора длины колонны и хвостовика, количества и длины рядов, диаметров труб, групп прочности (марок сталей), типа резьбовых соединений, применения труб зарубежного производства. В раздел альбома "Обоснование конструкций колонн НКТ" включают следующие части:

а) обоснование количества рядов (длины хвостовика);

б) методики, формулы, по которым рассчитывались конструкции колонн НКТ;

в) обоснование применения труб зарубежного производства.

2.5. Обоснование количества рядов, длины хвостовика, применения труб зарубежного производства дается в произвольной форме.

2.6. Диаметр труб и длину колонн рекомендуется рассчитывать в соответствии с разделом 3 настоящего РД. В обоснованных случаях допускается применение других методик (формул).

2.7. Прочностной расчет должен быть проведен в соответствии с РД 39-I-306-79 "Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб" (Куйбышев: В.и., 1980).

2.8. Исходные данные для расчетов конструкций колонн в соответствии с пп. 2.6 и 2.7 заносятся в таблицы, приведенные в рекомендуемом приложении 4.

2.9. Текст альбома должен быть напечатан на листах формата II (210x297 мм) или I2 (297x420 мм).

2.I0. Альбом должен быть переплетен, на переплете необхо-

димо указать название объединения, наименование документа, город, год.

2.II. Нумерация страниц должна быть сквозной, первая страница - титульный лист не нумеруется. Нумерация начинается со второй страницы - списка исполнителей.

2.I2. Допускается таблицы формата большего, чем II, располагать на нескольких листах формата II; при переносе части таблицы на другой лист повторяются заголовки строк.

2.I3. Неоговоренные в настоящих указаниях требования к построению таблиц, графических материалов, правилам оформления определяются согласно ГОСТ I.5-68.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРОВ И ГЛУБИН СПУСКА КОЛОНН НКТ

Приводится методика выбора диаметра и глубины спуска колонн НКТ для оборудования фонтанных, газлифтных, насосных и нагнетательных скважин. Конструкции колонн НКТ для водозаборных скважин выбираются аналогично конструкциям колонн соответствующего способа эксплуатации.

Конструкции колонн для газовых скважин выбираются по принятым в объединениях методам. В альбоме лифтов обязательно приводится эта методика и соответствующие исходные данные.

При выборе диаметра и глубины спуска колонн НКТ следует учитывать конструкцию эксплуатационной колонны, необходимость применения в скважинах промывки и задавливания, физико-химических обработок пласта и НКТ, а также проведение исследовательских работ

Для наклонно направленных скважин при всех способах эксплуатации длины колонн должны быть выбраны с учетом профиля ствола скважины.

ФОНТАННЫЕ СКВАЖИНЫ

3.1. При расчете диаметра труб для фонтанных скважин необходимо стремиться к тому, чтобы пропускная способность подъемника обеспечила получение оптимальных дебитов в течение всего периода фонтанирования.

Оптимальный внутренний диаметр подъемника определяется по формуле А.П.Крылова

$$d = 155 \sqrt{\frac{\rho L}{p_{1к} - p_{2к}}} \sqrt[3]{\frac{Q_ч L}{\rho g L - (p_{1к} - p_{2к})}}, \qquad (1)$$

где d – диаметр подъемника, мм;

ρ – плотность газожидкостной смеси, кг/м^3;

L – глубина спуска подъемных труб, м;

$p_{1к}$ – абсолютное забойное давление, МПа;

$p_{2к}$ – абсолютное давление на устье, МПа;

Q – дебит скважины, м^3/сут;

g – ускорение силы тяжести, м/с^2.

Если окажется, что найденный по формуле (I) диаметр находится между стандартными диаметрами НКТ ($d_1 < d < d_2$), следует принять двухступенчатый лифт с длиной верхней ступени ℓ_2.

$$\ell_2 = L \frac{d - d_1}{d_2 - d_1} \qquad (2)$$

и длиной нижней ступени ℓ_1

$$\ell_1 = L - \ell_2 .$$

3.2. В случае, когда рассчитанный по формуле (I) диаметр подъемника превышает II4 мм, возможна эксплуатация скважины по затрубному пространству. Расчет колонны следует производить по эквивалентному диаметру.

3.3. При выборе глубины спуска НКТ в фонтанные скважины обычно исходят из того, что глубина спуска лифта соответствует глубине расположения верхних отверстий фильтра.

НАСОСНЫЕ СКВАЖИНЫ

Скважины, оборудованные штанговыми насосами

3.4. Условный диаметр НКТ зависит от типа и диаметра насоса и выбирается согласно "Инструкции по эксплуатации скважинных штанговых насосов", разработанной АзНИПИнефть (Баку: Б.и., 1976).

3.5. Глубина минимального погружения насосов (кроме насосов диаметром 93 мм) под динамический уровень h_{min} (м) без учета вредного влияния газа определяется по формуле

$$h_{min} = \frac{P_y}{\rho g} - \frac{P_{at}}{\rho g} + \frac{S}{2} + \frac{1}{729\mu^2} + \frac{F^2}{f_0^2}\frac{(Sn)^2}{g}, \qquad (3)$$

где P_y – упругость паров откачиваемой нефти, МПа;

ρ – плотность нефти, кг/м^3;

P_{at} – атмосферное давление, МПа;

S – длина хода сальникового штока, м;

μ – коэффициент расхода (рисунок), характеризующий пропускную способность клапана и являющийся функцией Re;

F – площадь сечения плунжера, м^2;

f_0 – площадь сечения отверстия в седле всасывающего клапана, м^2;

n – число качаний в минуту;

$$Re = \frac{d_0 v}{\nu}, \qquad (4)$$

где v – максимальная скорость жидкости в седле клапана, м/с:

$$v = \frac{D^2}{d_0^2} \cdot \frac{\pi n S}{60}, \qquad (5)$$

d_0 – диаметр отверстия в седле всасывающего клапана, м;

ν – кинематическая вязкость нефти, м^2/с.

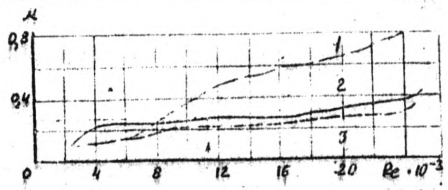


График для определения коэффициентов расхода для различных клапанов штанговых насосов. Клапаны:

1 – производства завода им. Дзержинского;

2 – номинального исполнения;

3 – закрытого типа.

3.6. Для определения рациональной глубины погружения насоса под динамический уровень при открытом затрубном пространстве с учетом вредного влияния газа и упругих удлинений насосных штанг может быть использована формула

$$h = \left[\frac{(p+10)(1+m)}{(G_0 \cdot a_0 10{,}25 \cdot 10^5 F_0 n_н \cdot p + 10^5} - m \right] \left(\xi - \frac{k\rho}{\gamma} \right), \qquad (6)$$

где η – коэффициент подачи;

p – давление на приеме насоса, МПа;

G_0 – газовый фактор, м³/м³;

α – коэффициент растворимости газа, м³/м³/МПа;

$$F_0 = \frac{F_{пл}}{F_э} + \frac{F_{пл}}{F_э - F_н}; \qquad (7)$$

$F_{пл}$ – площадь сечения плунжера, см²;

$F_э$ – площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны, см²;

$F_н$ – площадь наружного сечения корпуса насоса, см²;

$n_н$ – обводненность;

m – относительное вредное пространство в насосе

$$\xi = 1 - K h_д \rho; \qquad (8)$$

$$K = \frac{F n_н}{2{,}1 \cdot 10^{10} \rho f_{шт}}; \qquad (9)$$

$h_д$ – динамический уровень, м;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

$f_{шт}$ – плотность сечения штанг, см².

Подставляя в формулу (6) различные значения давления на приеме насоса p (что соответствует различному погружению насоса под динамический уровень), определяем оптимальную глубину погружения насоса под динамический уровень, при котором величина η приближается к максимальному значению.

Следует отметить, что необязательно добиваться такого погружения насоса, при котором коэффициент подачи будет максимальным. В результате технико-экономического анализа можно определить глубину, при которой коэффициент подачи немного меньше максимального, но расход труб и штанг существенно со-

кращается.

Общая глубина спуска насоса L (м) определится по формуле

$$L = h_д + \frac{p}{\rho g}, \qquad (10)$$

Скважины, оборудованные погружными электроцентробежными насосами

3.7. В соответствии с РД 39-I-380-80 "Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. Порядок определения потребности, заказа, монтажа, эксплуатации и ремонта" (М.: Б.и., 1980) выбор глубины спуска насоса в скважину производится по "Универсальной методике подбора установок погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам" (УМП ЭЦН-79) (М.: Б.и., 1979), разработанной ОКБ БН.

3.8. Для выбора диаметров колонн НКТ используется документ "Установки погружных центробежных электронасосов для добычи нефти. Руководство по эксплуатации", разработанный ОКБ БН (М.: Б.и., 1980). Рекомендуемые в этом документе диаметры НКТ приведены в приложении 5. В обоснованных случаях разрешается применение труб большего диаметра.

ГАЗЛИФТНЫЕ СКВАЖИНЫ

3.9. Внутренний диаметр НКТ для газлифтной эксплуатации скважин $d_{опт}$ (мм) рассчитывается, как и для фонтанной эксплуатации, по формуле А.П.Крылова

$$d_{опт} = 188\sqrt{\frac{\rho L}{p_{раб.г} - p_у}}\sqrt[3]{\frac{Q_g L}{\rho g L - (p_{раб.г} - p_т)}}, \qquad (11)$$

где ρ – плотность газожидкостной смеси, кг/м^3;

L – длина подъемника, м;

$p_{раб.г}$ – рабочее давление ввода газа, МПа;

$p_у$ – абсолютное давление на устье, МПа;

Q – дебит скважины, т/сут.

Выбирается ближайший к полученной по формуле (11) величине стандартный диаметр НКТ.

3.10. При газлифтной эксплуатации рекомендуемой глубиной спуска НКТ является такая, при которой башмак установлен у верхних отверстий фильтра; в случае, когда давление нагнетания газа ниже забойного давления, глубина спуска лифта L (м) определяется по формуле

$$L = H - \frac{p_з - p_{раб.г}}{\rho_c g}, \qquad (12)$$

где H – глубина скважины, м;

$p_з$ – забойное давление, МПа;

ρ_c – средняя плотность газожидкостной смеси между забоем и башмаком труб, кг/м^3.

НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

3.11. Внутренний диаметр НКТ для нагнетательных скважин d (мм) определяется из формулы Дарси–Вейсбаха

$$d = 3{,}312\sqrt[5]{\frac{Q^2 L}{\Delta h}}. \qquad (13)$$

где Q – предполагаемый объем закачки, $м^3$/сут;

L – глубина спуска НКТ, м;

Δh – допустимые потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости, м.

Величину Δh рекомендуется принимать в размере 10% от давления нагнетания или исходя из конкретных условий месторождений.

Принимается ближайший к рассчитанному по формуле (I8) больший стандартный диаметр НКТ.

8.I2. Длина колонны НКТ для нагнетательных скважин обычно определяется по глубине нижних отверстий интервала перфорации.

Приложение 1

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

_____

(наименование производственного объединения)

_____

(наименование научно-исследовательской или проектной организации)

АЛЬБОМ ЛИСТОВ

на 19____ г.

Главный инженер производственного объединения

_____

(фамилия, и.о.)

_____

(подпись и печать)

" " _____ 19___ г.

Руководитель научно-исследовательской или проектной организации

_____

(фамилия, и.о.)

_____

(подпись и печать)

" " _____ 19___ г.

Приложение 2

П Е Р Е Ч Е Н Ь

_____ скважин,
(вид скважин)

вводимых из бурения

НГДУ, месторождение, пласт	Номер скважины	Количество скважин	Порядковый номер конструкции колонны НКТ
I	2	3.	4

Примечание. Допускается заполнять только одну из граф 2 или 3.

КОНСТРУКЦИИ КОЛОНН НКТ

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Элементы колонны	Номер секции (снизу вверх)	Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Тип трубы или резьбового соединения	Группа прочности (марка стали)	Длина секции, м
I	2	3	4	5	6	7	8

Примечания:

I. Допускается для отечественных труб проставлять в гр. 4 типоразмер НКТ в соответствии с ГОСТ 633-80. В этом случае гр. 5-7 не заполняются.

2. Для однорядных конструкций колонн НКТ без хвостовиков гр. 2 не заполняется.

3. Для односекционных колонн гр. 3 не заполняется.

4. Тип резьбового соединения в гр. 6 проставляется только для труб зарубежного производства.

Приложение 4
Рекомендуемое
Таблица I

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ КОЛОНН НКТ

Фонтанные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Эксплуатационная колонна		Плотность газожидкостной смеси, кг/м³	Газовый фактор, м³/м³	Обводненность	Давление, МПа			Предполагаемый дебит по жидкости, м³/сут	Профиль скважины		Гидроиспытание колонны НКТ		Давление на устье при освоении скважины, МПа
						пластовое	В процессе эксплуатации							
	Длина, м	Минимальный внутренний диаметр, мм					на забое	на устье		Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м	Давление на устье, МПа	Плотность опрессовочной жидкости, кг/м³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Окончание табл. I

Дополнительные сведения для скважин с пакером							
Глубина установки пакера, м	Давление на устье при установке пакера, МПа	Разгрузка колонны на пакер, кН	Натяжение колонны при срыве пакера, кН	Температура жидкости в скважине, °С			
				при установке пакера		в процессе эксплуатации	
				на забое	на устье	на забое	на устье
I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23

Таблица 2

Газлифтные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Эксплуатационная колонна		Средняя плотность газожидкостной смеси между забоем и башмаком, кг/м^3	Газовый фактор, м^3/м^3	Обводненность, %	Давление, МПа			Предполагаемый дебит по жидкости, м^3/сут	Удельный расход закачиваемого газа, м^3/м^3
	Длина, м	Максимальный внутренний диаметр, мм				пластовое	рабочее (ввода газа)	пусковое		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II

Окончание табл. 2

Система подъемника (центральная, кольцевая)	Профиль скважины		Дополнительные сведения для скважин с пакером							
	Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м	Глубина установки пакера, м	Давление на устье при установке пакера, МПа	Разгрузка колонны на пакер, кН	Натяжение колонны при срыве пакера, кН	Температура жидкости в скважине, °С			
							при установке пакера		в процессе эксплуата	
							на забое	на устье	на забое	на устье
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Таблица 8

Насосные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Типоразмер насоса	Эксплуатационная колонна		Дебит по жидкости, $м^3$/сут	Обводненность, %	Газовый фактор, $м^3/м^3$	Динамический уровень, м	Плотность добываемой жидкости, $кг/м^3$	Профиль скважины		Масса штанговой колонны (I м кабеля), кг
		Длина, м	Минимальный внутренний диаметр, мм						Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 4

Нагнетательные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Эксплуатационная колонна		Предполагаемый объем закачки, $м^3$/сут	Давление нагнет на устье, МПа	Профиль скважины	
	Длина, м	Максимальный внутренний диаметр, мм			Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м
I	2	3	4	5	6	7

Окончание таблицы 4

Дополнительные сведения для скважин с пакером								
Плотность, кг/м^3		Глубина установки пакера, м	Давление на устье при установке пакера, МПа	Разгрузка колонны на пакер, кН	Натяжение колонны при срыве пакера, кН	Температура жидкости (газа) в скважине, ^{0}С		
нагнетаемой жидкости (газа)	надпакерной жидкости					при установке пакера		при закачке
						на забое	на устье	
8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6

Приложение 6

Справочное

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ РАЗМЕРЫ НКТ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ УЭЦН

Типоразмер установки	Условный размер насосно-компрессорных труб (ГОСТ 633-80), мм
УЭЦН5-40-1400	48×4 60×5
УЭЦН5-40-1750	
УЭЦН5-80-1200	
УЭЦНК-80-1200	
УЭЦН5-80-1550	
УЭЦНК-80-1550	
УЭЦН5-80-1800	
УЭЦН5-130-1200	
УЭЦНК5-130-1200	
УЭЦН-140-1400	
УЭЦНК-130-1400	
УЭЦН5-200-800	
УЭЦН5А-100-1350	
УЭЦН5А-160-1100	
УЭЦН5А-160-1400	
УЭЦН5А-160-1750	
УЭЦН5А-250-800	
УЭЦН5А-250-1000	
УЭЦН5А-250-1400	
УЭЦН5А-360-600	
УЭЦН5А-360-700	
УЭЦН5А-360-850	
УЭЦН5А-360-1100	

Типоразмер установки	Условный размер насосно-компрессорных труб (ГОСТ 633-80), мм
УГЭЦН5А-500-800	$\frac{60\times5}{73\times5,5}$
УГЭЦН6-100-1500 УЭЦН6-100-1700 У2ЭЦН6-160-1450	60х5
У4ЭЦН6-250-1050 У2ЭЦН6-250-1400 УЭЦН6-250-1600 У2ЭЦН6-350-850 УЭЦН6-350-1100 У2ЭЦН6-500-750 УЭЦН6А-500-1100 УЭЦН6А-700-800 У2ЭЦНН6-350-1100 УГЭЦННБ-500-750	$\frac{60\times5}{73\times5,5}$

Примечание. В числителе указан размер переходной колонны труб от насоса длиной 80 м.

Приложение 6

Справочное

ПРИМЕР СОСТАВЛЕНИЯ АЛЬБОМА ЛИСТОВ (УСЛОВНЫЙ)

Титульный лист, список исполнителей, оглавление не приводятся.

П е р е ч е н ь

фонтанных скважин, вводимых из бурения

НГДУ, месторождение; пласт	Номер скважины	Количество скважин	Порядковый номер конструкции колонны НКТ
Коробковское НГДУ			
Котовское	–	9	I
Голубковское	–	I	I
Мировниковское	–	I	I
НГДУ "Богатовскнефть"			
Светлянское	–	8	2
	2		3
Северный Вовей	–	6	4
НГДУ "Азизбековнефть"			
Кала	–	4	5
Сэек-Суат	–	6	6

Перечень

глубиннонасосных скважин, вводимых из бурения

НГДУ, месторождение, пласт	Номер скважины	Количество скважин	Порядковый номер конструкции колонны НКТ
Коробковское НГДУ			
Котовское	-	27	7
Ахметьевское	-	3	8
Нязбек	-	6	9
НГДУ "Богатовскнефть"			
Ветлянское	-	17	10

Перечень

нагнетательных скважин, вводимых из бурения

НГДУ, месторождение, пласт	Номер скважин	Количество скважин	Порядковый номер конструкции колонны НКТ
Коробковское НГДУ			
Мишкинское	-	31	II
Усинское	-	50	I2
Курманаевское, B_I, B_2	-	I	I3
НГДУ "Богатовскнефть"			
Тишковское	97	-	I4
		I3	I5
Советское	-	20	I6
Ольховское	-	2	I7

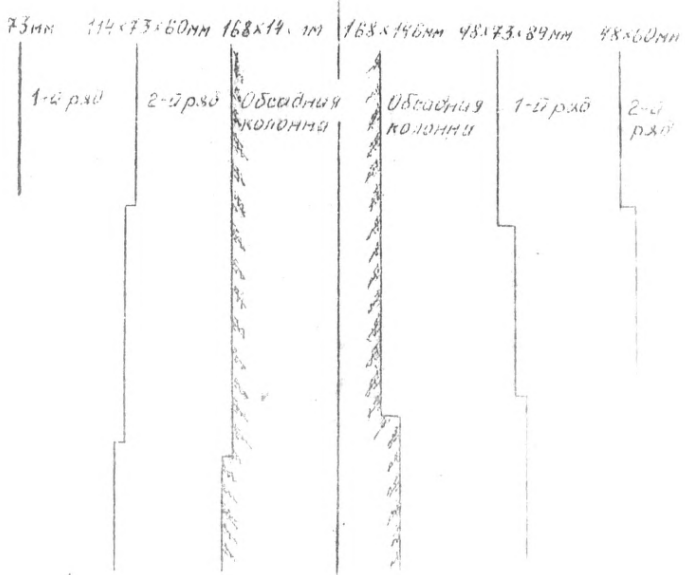
Конструкции колонн НКТ

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Элементы колонны	Номер секции (снизу вверх)	Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Тип труб или резьбового соединения	Группа прочности (марка стали)	Длина секции, м
I	-	-	В 73х5,5-Д				2700
2	-	I	73х5,5-Д				2300
	-	2	В 73х5,5-Д				280
3	-	I	60х5-К				500
	-	2	73	5,5I	Гладкие (АНИ)	Р-I05	3000
	-	3	89	9,52	VAM	Р-I05	2200
4	-	I	73х5,5-Д				2000
	-	2	73х5,5-К				I700
5	I-й ряд	I	60х5-Д				50
		2	73х5,5-Д				270
		3	II4х7-К				I860
	2-й ряд	-	73х5,5-Д				I800

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Элементы колонны	Номер секции (снизу вверх)	Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Тип труб или резьбового соединения	Группа прочности (марка стали)	Длина секции, м
6	I-й ряд	I	48	3,68	С высаженными концами (АНИ)	N-80	I390
		2	73х5,5-Д				I070
		3	89	6,45	Гладкие (АНИ)	N-80	880
	2-й ряд	I	48	3,68	Гладкие (АНИ)	Д-55	720
		2	60х5-Д				210
7	Колонна	–	89х6,5-Д				I000
	Хвостовик	–	60х5-Д				20Г
8	Колонна	–	89х6,5-Д				800
	Хвостовик	–	60х6,5-Д				345
9	Колонна	I	В73х5,5-Д				I300
	"	2	В73х5,5-К				500
I0	Колонна	I	73х5,5-Д				I300
	"	2	В73х5,5-Д				300

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Элементы колонны	Номер секции (снизу вверх)	Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Тип труб или резьбового соединения	Группа прочности (марка стали)	Длина секции, м
	Хвостовик	–	60х5-Д				1480
II	–	1	73х5,5-Д				1150
I2	–	I	73х7-К				1700
	–	2	73	7,82	Гладкие (АНИ)	С-75	1600
I3	–	I	73х5,5-Д				2050
	–	2	В73х5,5-Д				835
I4	–	I	73х5,5-Д				1440
	–	2	В73х5,5-К				1240
	–	3	73	7,82	С высаженными концами	Н-80	940
I5	–	–	73х5,5-Д				1900
I6	–	–	73х5,5-К				2500
I7	–	–	73х5,5-К				2220

Схематическое изображение конструкции колонн НКТ



Конструкция № 5

Конструкция № 8

Обоснование конструкций колонн НКТ

1. Обоснование количества рядов (длины хвостовика)

Двухрядная конструкция колонн НКТ для фонтанных скважин месторождений Кала и Озен-Суат (конструкции № 5 и 6) принята по следующим соображениям.

Из-за слабой сцементированности пород призабойной зоны возможно поступление песка в скважину при небольших депрессиях на пласт. Применение двухрядной колонны НКТ исключает или снижает до минимума пульсацию рабочего давления, а следовательно, повышает устойчивость к разрушению призабойной зоны.

Кроме того, применение двухрядной колонны ускоряет процессы задавливания и освоения скважин, обеспечивает плавный запуск скважин, равномерное увеличение скорости потока, эффективное расходование энергии пласта.

2. Методики и формулы для расчета конструкции колонн

Прочностной расчет колонн проведен в соответствии с РД 39-I-306-79 "Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб".

Расчет диаметров и глубин спуска колонн для фонтанных скважин проведен в соответствии "Методические указания по составлению альбомов лифтов и определению диаметров и глубин спуска колонн насосно-компрессорных труб".

3. Обоснование применения труб зарубежного производства

Применение труб зарубежного производства с соединениями по стандарту АНИ вызвано отсутствием производства отечественных труб высоких групп прочности и малого диаметра

Применение труб зарубежного производства с соединениями типа VAM объясняется отсутствием отечественных труб, обеспечивающих достаточную герметичность при высоких устьевых давлениях и группах прочности.

Исходные данные для обоснования конструкций колонн НКТ

Фонтанные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Эксплуатационная колонна		Плотность газожидкостной смеси, кг/м³	Газовый фактор, м³/м³	Обводненность, %	Давление, МПа			Предполагаемый дебит жидкости, м³/сут	Профиль скважины	
	Длина, м	Минимальный внутренний диаметр, мм				пластовое	В процессе эксплуатации			Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м.	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м
							на забое	на устье			
1	2720	126	800	220	5	290	270	90	100	Вертикальная	
2	2600	148	820	33	8	295	280	20	25	"	
3	5800	100	780	400	5	700	680	200	800	"	
4	3800	126	800	100	6	385	370	10	100	3	500
5	2350	100	820	50	7	250	220	10	120	Вертикальная	
6	3350	126	700	500	50	300	270	10	50	"	

Окончание таблицы

Гидроиспытание колонны НКТ		Давление на устье при освоении скважины, МПа	Дополнительные сведения для скважин с пакером							
							Температура жидкости в скважине, °С			
							при установке пакера		в процессе эксплуатации	
Давление на устье, МПа	Плотность опрессовочной жидкости, кг/м³		Глубина установки пакера, м	Давление на устье при установке пакера, МПа	Разгрузка колонны на пакер, кН	Натяжение колонны при срыве пакера, кН	на забое	на устье	на забое	на устье
Не проводится		8	Пакер не устанавливается							
"		7	То же							
33	1000	8	"							
17	1300	9	"							
Не проводится		8 (между рядами)			180	180	60	20	135	40
20	1060	8	2600 (между наружным рядом и эксплуатационной колонной)	–						

Насосные скважины

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Типоразмер насоса	Эксплуатационная колонна		Дебит по жидкости, $м^3$/сут	Обводненность, %	Газовый фактор, $м^3/м^3$	Динамический уровень, м	Плотность добываемой жидкости, $кг/м^3$	Профиль скважины		Масса штанговой колонны (1 м кабеля), кг
		Длина, м	Минимальный внутренний диаметр, мм						Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м	
7	НСН 2-68	1320	130	180	70	800	400	928	2	250	3,800
8	ЭЦН-6-500-800	1200	152	400	70	40	600	920	Вертикальная		1,6
9	НСВ1-43	2900	130	50	50	100	1500	890	То же		6000
10	НСН2-56	3020	138	60	50	50	1000	1000	"		4980

Нагнетательные скважины

Порядковый номер конструкции колонны, НКТ	Эксплуатационная колонна		Предполагаемый объем закачки, $м^3$/сут	Давление нагнетания на устье скважины, МПа
	Длина, м	Минимальный внутренний диаметр, мм		
II	I200	I25	I500	I0,0
I2	3400	I48	I000	I8,0
I3	2900	I26	I200	I2,5
I4	8700	I26	I000	I9,0
I5	I950	I48	950	I8,0
I6	2800	I26	I000	I4,0
I7	2250	I28	2500	20,0

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Профиль скважины		Дополнительные сведения для скважин с пакером		
	Максимальная интенсивность искривления, градусов на 10 м	Глубина, соответствующая максимальной интенсивности искривления, м	Плотность, кг/м^3		Глубина установки пакера, м
			Нагнетаемой жидкости (газа)	Надпакерной жидкости	
11	Вертикальная		Пакер не устанавливается		
12	3	800	1000	1200	3350
13	2	1600	1170	1300	2785
15	80° 30	500	1000	1200	1850
16	20° 30	200	Пакер не устанавливается		
17	2°	400	1070	1150	2120

Порядковый номер конструкции колонны НКТ	Дополнительные сведения для скважин с пакером					
	Давление на устье при установке пакера, МПа	Разгрузка колонны на пакер, кН	Натяжение колонны при срыве пакера, кН	Температура жидкости (газа) в скважине, °С		
				при установке пакера		при закачке
				на забое	на устье	
II	Пакер не устанавливается					
I2	-	70	-	72	5	5
I3	-	I00	-	60	4	4
I4	Пакер не устанавливается					
I5	-	I80	-	67	25	20
I6	Пакер не устанавливается					
I7	20,0	20	40	24	I0	20

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Общие положения 5
2. Содержание и оформление альбома лифтов..... 6
3. Определение диаметров и глубин спуска колонн НКТ 8
   Фонтанные скважины 9
   Насосные скважины 10
   Газлифтные скважины 13
   Нагнетательные скважины 14

Приложения:

1. Титульный лист альбома лифтов 16
2. Перечень скважин 17
3. Конструкции колонн НКТ 18
4. Исходные данные для обоснования конструкций колонн НКТ 19
5. Рекомендуемые размеры НКТ для различных типов УЭЦН 26
6. Пример составления альбома лифтов..... 28

ВНИИТнефть
тир: 10 экз зак: 1050

gost.e-ecolog.ru