

ИНСТРУКЦИЯ
по выводу на режим скважин оборудованных УЭЦН

Содержание.

	стр.
1. Организация работ.	- 3
2. Технология вывода скважины на режим.	- 3
3. Требования техники безопасности.	- 5
4. Литература.	- 5
5. Приложения:	
Приложение 1. Определение темпа отбора жидкости из затрубного пространства, или темпа притока из пласта по изменению динамического уровня.	- 6
Приложение 2. Таблица перегрева ПЭД в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и типа ЭД.	- 7
Приложение 3. Ориентировочное время появления подачи на устье скважины после запуска УЭЦН (минут) в зависимости от статического уровня в затрубном пространстве.	- 8

1. Организация работ.

Настоящий регламент устанавливает порядок работ при выводе на режим скважин с УЭЦН.

При возникновении в этот период нештатных режимов работы скважины с УЭЦН (снижение подачи, заклинивание и пр.) ЦДНГ обеспечивает проведение необходимых диагностических и восстановительных работ согласно соответствующих Регламентов, инструкций.

1.1. Перед запуском скважины с УЭЦН проверить исправность наземного оборудования:

- на устьевой арматуре – обратный клапан и задвижки, патрубков для эхолотирования со свободным доступом к нему, пробоотборный кран на выкидной линии, и др.;

- работоспособность замерной установки «Спутник»;

На момент запуска УЭЦН в эксплуатационном паспорте УЭЦН (далее по тексту – ЭП) должны быть заполнены все строки разделов I, II, III.

1.2. Запуск и вывод на режим скважины с УЭЦН осуществляется бригадой в составе:

- оператор по добыче нефти, оператор по исследованию;

- электромонтер ЭПУ (с разрядом не ниже 4-го).

Оператор по добыче нефти выполняет все необходимые операции с устьевой арматурой, коллектором, АГЗУ «Спутник», обеспечивает контроль за величиной подачи из скважины и передачу данных диспетчеру (технологу) ЦДНГ.

Электромонтер ЭПУ обеспечивает нормальное функционирование, работоспособность и настройку защиты станции управления, ТМПН.

Контроль изменения уровня жидкости в затрубном пространстве скважин производит оператор по исследованию, или оператор ЦДНГ, или электромонтер ЭПУ, или лицо, совмещающее эти профессии в зависимости от принятой организации работ в НГДУ.

1.3. Ответственность за вывод на режим, своевременное отключение насосной установки при нештатных режимах, либо запуск при неготовности оборудования (неисправность АГЗУ «Спутник», негерметичность задвижки, обратного клапана на затрубье и др.) несет технологическая служба ЦДНГ. Решение о способе вывода на режим или остановке насоса для устранения выявленных неполадок принимает ведущий технолог ЦДНГ.

2. Технология вывода скважины на режим.

2.1. Основные задачи.

2.1.1. Целью операции по выводу скважины с УЭЦН на режим является

обеспечение работоспособности УЭЦН в начальный период ввода скважины в эксплуатацию после ремонта.

2.1.2. Основная задача состоит в недопущении перегрева ПЭД, удлинителя кабеля и обеспечении отключения УЭЦН при снижении динамического уровня до критического значения с учетом освоения скважины. С этой целью, с интервалом 15 минут, после запуска УЭЦН осуществляется регулярный контроль за величиной подачи из скважины и темпом снижения динамического уровня. Не допускается откачка динамического уровня ниже 300-400 метров над приемом насоса или ниже давления 25-30 Атм. на приеме насоса (в том случае если УЭЦН оборудован датчиком давления).

2.2. Методы определения основных параметров.

Метод №1

2.2.1.1. Оценка величины потока охлаждающего ПЭД, равного притоку из пласта, определяется в процессе вывода на режим как разность между общим замером по АГЗУ "Спутник" и темпом откачки (объемным расходом) жидкости из затрубного пространства, определяемым по Приложению 1.

Величина динамического уровня в скважине определяется с помощью эхолота.

2.2.1.2. Достаточным для охлаждения ПЭД считается отбор жидкости из пласта, составляющий значениям, приведенным в Приложении 2.

Метод №2

2.2.2. Оценка величины потока охлаждающего ПЭД определяется по КВУ.

2.2.2.1. Определяется среднее значение изменения статического уровня сразу после остановки УЭЦН и трех последующих замеров с интервалом 15 минут. По средней величине данных замеров определяется приток из пласта согласно Приложения 1.

2.2.2.2. Достаточным для охлаждения ПЭД считается отбор жидкости из пласта, составляющий значениям, приведенным в Приложении 2.

2.3. Процесс вывода скважин на режим.

2.3.1. Проверить готовность наземного оборудования. Замерить статический уровень и запустить установку. Записать в ЭП время появления подачи. Если подача появилась позже расчетного времени, указанного в Приложении 3, можно предположить обратное вращение ПЭД, негерметичность НКТ, засорение ступеней насоса или другую неисправность.

2.3.2. Замерить подачу из скважины с помощью АГЗУ "Спутник", сопоставить ее с номинальной производительностью спущенного насоса (Приложение 3). В начальный период при полной скважине исправный насос способен развивать подачу, в полтора раза превышающую свой номинал. В этот период отбирается также проба жидкости на содержание мехпримесей, % воды.

2.3.4. При выводе на режим УЭЦН, в течение первого после запуска часа работы скважины, контроль за параметрами её работы (замер Нд, Рбуф., Рзатр., Qж., R, I., подача) осуществляется с интервалом в 15 минут, после чего установку следует отключить на охлаждение на 1 час 30 минут. При достижении предельно допустимого динамического уровня над приемом насоса в течении первого часа работы отключить УЭЦН на охлаждение на 1 час. 30 ми-

нут.

При достаточном (согласно Приложения 2) притоке из пласта дальнейший вывод на режим производить без остановки на охлаждение, периодически контролируя выше названные параметры работы УЭЦН. Периодичность контроля определяется конкретными условиями работы УЭЦН-скважина и задается технологической службой ЦДНГ.

При недостаточном притоке из пласта УЭЦН отключать на охлаждение при достижении предельно допустимого динамического уровня. Параметра работы УЭЦН при этом контролируются с периодичностью, зависящей от производительности УЭЦН и притока жидкости из пласта. Периодичность контроля задается технологической службой ЦДНГ.

2.3.5. В зимнее время, в случаях длительной остановки скважины на приток, должны быть приняты меры против замораживания коллектора.

2.3.6. При довыводах скважин, периодичность измерения Ндин и Qж должна составлять не менее 3-х раз в сутки. Особо важное значение имеет замер Qж, так как это позволяет своевременно заметить снижение дебита, часто возникающее вскоре после запуска из-за засорения насоса, негерметичности обратного клапана устьевого арматуры и др. причин.

2.3.7. Скважина считается выведенной на режим, если её параметры работы удовлетворяют следующим требованиям:

- Дебит, устьевые давления постоянны.
- Установлен максимально допустимый штуцер.
- Динамический уровень не ниже допустимого.
- Результаты 3-х измерений динамического уровня выполненных с интервалом 0,5 часа близки по значению (± 50 метров.), либо наблюдается подъем динамического уровня.
- Содержание воды постоянно и соответствует расчетному.

2.3.8. Циклом откачки считается снижение динамического уровня до предельно допустимых значений. Не допускается откачка уровня ниже, чем 300-400м. над приемом УЭЦН.

2.3.9. Если скважина после 3-го цикла откачки не выходит на режим, но приток из пласта достаточен для охлаждения ПЭД, решением начальника ЦДНГ она подлежит дальнейшему довыводу путем штуцирования. При регулировании производительности насоса путем штуцирования не допускается снижать подачу более чем на 50% от номинальной величины.

2.3.10. Исполнителю работ по выводу на режим УЭЦН (оператору по исследованию или оператору по добыче или эл. монтеру ООО «ЭПУ-Сервис») ежемесячно передавать информацию диспетчеру ЦДНГ.

2.3.11. После вывода скважины на режим, выполнить замер Ндин, Qж, отбор пробы жидкости на обводненность продукции и на содержание мехпримесей.

По заявке ЦДНГ электромантер ЭПУ одновременно в присутствии представителя ЦДНГ произвести подбор оптимального напряжения и настройку защиты СУ.

2.3.12. Заполнить соответствующие графы эксплуатационного паспорта по выводу на режим с приложением подтверждающих документов, эхограммы.

2.3.13. В случае если скважина более 3-х суток не выходит на нормальный режим работы, то руководство ЦДНГ собирает комиссию из представителей ЦДНГ, ЭПУ и службы (подрядчика) по исследованию скважин для принятия решения по дальнейшей работе с данной скважиной.

3. Требования техники безопасности.

3.1. Все работы должны выполняться с соблюдением норм безопасности: ПТБ в НГДП, ПТЭ ЭП и др.

4. Литература.

1. Технологический регламент по выводу на режим УЭЦН.
2. Инструкция по эксплуатации УЭЦН - ЕЮТИ.Н.354.000ИЭ АО «АЛНАС» 2001г.

Приложение 1.

**Определение темпа отбора жидкости из затрубного пространства,
или темпа притока из пласта по скорости изменения динамического
уровня.**

Изменение уровня в затрубном пространстве за 15 мин.метров	Таблица определения приток из пласта в зависимости от D - НКТ и D - Э/к (м3/сут.).																						
	Э/к d=139,7x7,0		Э/к d=139,7x7,7		Э/к d=146,1x7,0			Э/к d=146,1x7,7			Э/к d=146,1x8,5			Э/к d=168x8			Э/к d=168x8,9			Э/к d=168x10,6			
	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	НКТ 60мм	НКТ 73мм	НКТ 89мм	
1	0,9	0,8	0,9	0,8	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,7	1,5	1,3	1,1	1,4	1,3	1,1	1,4	1,2	1,0	
2	1,8	1,6	1,8	1,5	2,1	1,8	1,4	2,0	1,8	1,4	2,0	1,7	1,3	2,9	2,7	2,3	2,9	2,6	2,2	2,7	2,4	2,1	
3	2,8	2,4	2,7	2,3	3,1	2,7	2,2	3,0	2,7	2,1	3,0	2,6	2,0	4,4	4,0	3,4	4,3	3,9	3,3	4,1	3,7	3,1	
4	3,7	3,2	3,6	3,1	4,2	3,7	2,9	4,1	3,5	2,8	3,9	3,4	2,6	5,9	5,4	4,6	5,7	5,2	4,4	5,4	4,9	4,1	
5	4,6	3,9	4,5	3,8	5,2	4,6	3,6	5,1	4,4	3,5	4,9	4,3	3,3	7,3	6,7	5,7	7,1	6,5	5,5	6,8	6,1	5,1	
6	5,5	4,7	5,4	4,6	6,3	5,5	4,3	6,1	5,3	4,1	5,9	5,1	4,0	8,8	8,0	6,9	8,6	7,8	6,6	8,1	7,3	6,2	
7	6,4	5,5	6,3	5,3	7,3	6,4	5,0	7,1	6,2	4,8	6,9	6,0	4,6	10,3	9,4	8,0	10,0	9,1	7,7	9,5	8,6	7,2	
8	7,4	6,3	7,1	6,1	8,4	7,3	5,7	8,1	7,1	5,5	7,9	6,8	5,3	11,8	10,7	9,2	11,4	10,4	8,8	10,8	9,8	8,2	
9	8,3	7,1	8,0	6,9	9,4	8,2	6,5	9,1	8,0	6,2	8,9	7,7	5,9	13,2	12,1	10,3	12,9	11,7	9,9	12,2	11,0	9,2	
10	9,2	7,9	8,9	7,6	10,4	9,1	7,2	10,2	8,9	6,9	9,8	8,5	6,6	14,7	13,4	11,4	14,3	13,0	11,0	13,5	12,2	10,3	
20	18,4	15,8	17,9	15,3	20,9	18,3	14,4	20,3	17,7	13,8	19,7	17,1	13,2	29,4	26,8	22,9	28,6	26,0	22,1	27,1	24,4	20,5	
30	27,6	23,7	26,8	22,9	31,3	27,4	21,5	30,5	26,6	20,7	29,5	25,6	19,8	44,1	40,2	34,3	42,9	39,0	33,1	40,6	36,7	30,8	
40	36,8	31,6	35,7	30,5	41,8	36,5	28,7	40,6	35,4	27,6	39,4	34,2	26,4	58,8	53,6	45,8	57,2	51,9	44,1	54,1	48,9	41,1	
50	46,0	39,5	44,7	38,1	52,2	45,7	35,9	50,8	44,3	34,5	49,2	42,7	33,0	73,5	67,0	57,2	71,4	64,9	55,2	67,6	61,1	51,4	
60	55,2	47,3	53,6	45,8	62,6	54,8	43,1	61,0	53,1	41,4	59,1	51,3	39,5	88,2	80,4	68,7	85,7	77,9	66,2	81,2	73,3	61,6	
70	64,4	55,2	62,5	53,4	73,1	63,9	50,3	71,1	62,0	48,3	68,9	59,8	46,1	102,9	93,8	80,1	100,0	90,9	77,2	94,7	85,6	71,9	
80	73,6	63,1	71,4	61,0	83,5	73,1	57,5	81,3	70,9	55,2	78,8	68,4	52,7	117,6	107,2	91,5	114,3	103,9	88,3	108,2	97,8	82,2	
90	82,7	71,0	80,4	68,6	93,9	82,2	64,6	91,4	79,7	62,1	88,6	76,9	59,3	132,3	120,6	103,0	128,6	116,9	99,3	121,7	110,0	92,4	
100	91,9	78,9	89,3	76,3	104,4	91,3	71,8	101,6	88,6	69,0	98,5	85,4	65,9	147,0	134,0	114,4	142,9	129,9	110,3	135,3	122,2	102,7	

Приложение 2.

Таблица перегрева ПЭД в зависимости от D – Э/к и типа ЭД.

Тип электродвигателя	Номин.н апр В	Номин.т ок А	V м/с	Q перегрева для э/к 146,1*7,0 м3/сут	Q перегрева для э/к 146,1*7,7 м3/сут	Q перегрева для э/к 139,7*7,7 м3/сут	Q перегрева для э/к 168*8 м3/сут	Q перегрева для э/к 168*8,9 м3/сут
ЭД22 - 117М	750	24	0,05	12,8	11,5	6,0	31,9	30,1
ЭД22 - 103М	650	31	0,07	32,5	30,7	23,0	59,3	56,7
1ЭД32-117М	750	35,5	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД32-117М	1000	26	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД32-117ЛВ5	1000	25,5	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД32-117	1100	23	0,06	15,3	13,8	7,2	38,3	36,1
ЭД32-103М	900	31	0,1	46,4	43,9	32,8	84,7	81,1
1ЭД45-117М	1000	36,5	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД45-117М	1400	26	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД45-117ЛВ5	1400	25,5	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД45-117	975	37	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
ЭД45 - 103М	1400	28	0,15	69,6	65,9	49,3	127,1	121,6
ЭД50-117М	1400	28	0,12	30,6	27,6	14,3	76,6	72,2
1ЭД63-117М	1000	51,5	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
ЭД63-117М	2000	25	0,12	30,6	27,6	14,3	76,6	72,2
ЭД63-117ЛВ5	2000	25	0,12	30,6	27,6	14,3	76,6	72,2
ЭД63-117	1400	36	0,12	30,6	27,6	14,3	76,6	72,2
ЭДС90-117ЛВ5	2000	36,5	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
ЭДС90-117	1950	37	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
ЭДС125-117ЛВ5	2000	50	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
ЭДС125-117	1950	51	0,4	102,0	92,1	47,8	255,4	240,7
ЭДС140-117М	2000	51,5	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
РППЭД-Я 50-117М	775	42	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
РППЭД-Я 60-117М	930	42	0,08	20,4	18,4	9,6	51,1	48,1
РППЭД-Я 80-117М	1240	42	0,12	30,6	27,6	14,3	76,6	72,2
РППЭД-Я 80-103М	955	42	0,12	30,6	27,6	14,3	101,7	97,3
РППЭД-Я 110-117М	1705	42	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5
РППЭД-Я 160-117М	2485	42	0,3	76,5	69,0	35,8	191,6	180,5

Приложение 3.

Ориентировочное время появления подачи на устье скважины после запуска УЭЦН (минут) в зависимости от статического уровня в затрубном пространстве.

Тип УЭЦН	Номинальная производительность м3/сут	Диаметр НКТ мм	Время появления подачи на устье после запуска (минуты) при незаполненных трубах при статическом уровне.						
			10	50	100	200	300	400	500
ЭЦН 5-20	20	60	1	7	14	28	42	57	71
		73	2	11	22	43	65	87	109
		89	3	15	30	60	90	121	151
ЭЦН 5-30	30	60	1	5	9	19	28	38	47
		73	1	7	14	29	43	58	72
		89	2	10	20	40	60	80	100
ЭЦН 5-50	50	60	1	3	6	11	17	23	28
		73	1	4	9	17	26	35	43
		89	1	6	12	24	36	48	60
ЭЦН 5-80	80	60	0,4	1,8	3,5	7,1	10,6	14,1	17,7
		73	0,5	2,7	5,4	10,9	16,3	21,7	27,2
		89	0,8	3,8	7,5	15,1	22,6	30,1	37,7
ЭЦН 5-125	125	60	0,2	1,1	2,3	4,5	6,8	9,0	11,3
		73	0,3	1,7	3,5	7,0	10,4	13,9	17,4
		89	0,5	2,4	4,8	9,6	14,5	19,3	24,1
ЭЦН 5-200	200	60	0,1	0,7	1,4	2,8	4,2	5,7	7,1
		73	0,2	1,1	2,2	4,3	6,5	8,7	10,9
		89	0,3	1,5	3,0	6,0	9,0	12,1	15,1
ЭЦН 5А-160	160	60	0,2	0,9	1,8	3,5	5,3	7,1	8,8
		73	0,3	1,4	2,7	5,4	8,2	10,9	13,6
		89	0,4	1,9	3,8	7,5	11,3	15,1	18,8
ЭЦН 5А-250	250	60	0,1	0,6	1,1	2,3	3,4	4,5	5,7
		73	0,2	0,9	1,7	3,5	5,2	7,0	8,7
		89	0,2	1,2	2,4	4,8	7,2	9,6	12,1
ЭЦН 5А-400	400	60	0,1	0,4	0,7	1,4	2,1	2,8	3,5
		73	0,1	0,5	1,1	2,2	3,3	4,3	5,4
		89	0,2	0,8	1,5	3,0	4,5	6,0	7,5
ЭЦН 5А-500	500	60	0,1	0,3	0,6	1,1	1,7	2,3	2,8
		73	0,1	0,4	0,9	1,7	2,6	3,5	4,3
		89	0,1	0,6	1,2	2,4	3,6	4,8	6,0
ЭЦН 6-800	800	60	0,0	0,2	0,4	0,7	1,1	1,4	1,8
		73	0,1	0,3	0,5	1,1	1,6	2,2	2,7
		89	0,1	0,4	0,8	1,5	2,3	3,0	3,8