

3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ



Наряду с глубинными штанговыми насосами большое применение находят установки электропогружных центробежных насосов, которые используют при эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин в агрессивных средах. УЭЦН, не имея длинной колонны штанг между насосом и приводом, позволяют передавать насосу значительно большую мощность (до сотен киловатт), а значит увеличивать добывные возможности оборудования этого вида. Кроме того, погружные центробежные электронасосы относятся к типу динамических насосов, которые отличаются мягкой рабочей характеристикой. Однако они чувствительны к газу, вязкости перекачиваемой жидкости и наличию в ней механических примесей. Регламентированные техническими условиями показатели – содержание свободного газа на приеме, количество механических примесей, вязкость – из-за причин как технического, так и организационного характера трудновыполнимы. На ряде месторождений различных нефтяных районов достигаются высокие технико-экономические показатели при эксплуатации скважин УЭЦН.

Погружные центробежные электронасосы приводятся во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции. Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или

Рис. 3.1. Установка электропогружного центробежного насоса:

a – УЭЦН: 1 – гидрозащита, 2 – насос, 3 – кабельная линия, 4 – НКТ, 5 – металлический пояс, 6 – оборудование устья скважины, 7 – станция управления, 8 – трансформатор; *б* – центробежный многоступенчатый электронасос: 1 – верхняя секция с ловильной головкой, 2 – нижняя секция, 3 – шлицевая муфта, 4 – опорная пята, 5 – корпус подшипника, 6 – направляющий аппарат, 7 – рабочее колесо, 8 – корпус, 9 – вал, 10 – шпонка, 11 – подшипник скольжения, 12 – защитная втулка, 13 – основание, 14 – фильтр, 15 – приводная муфта

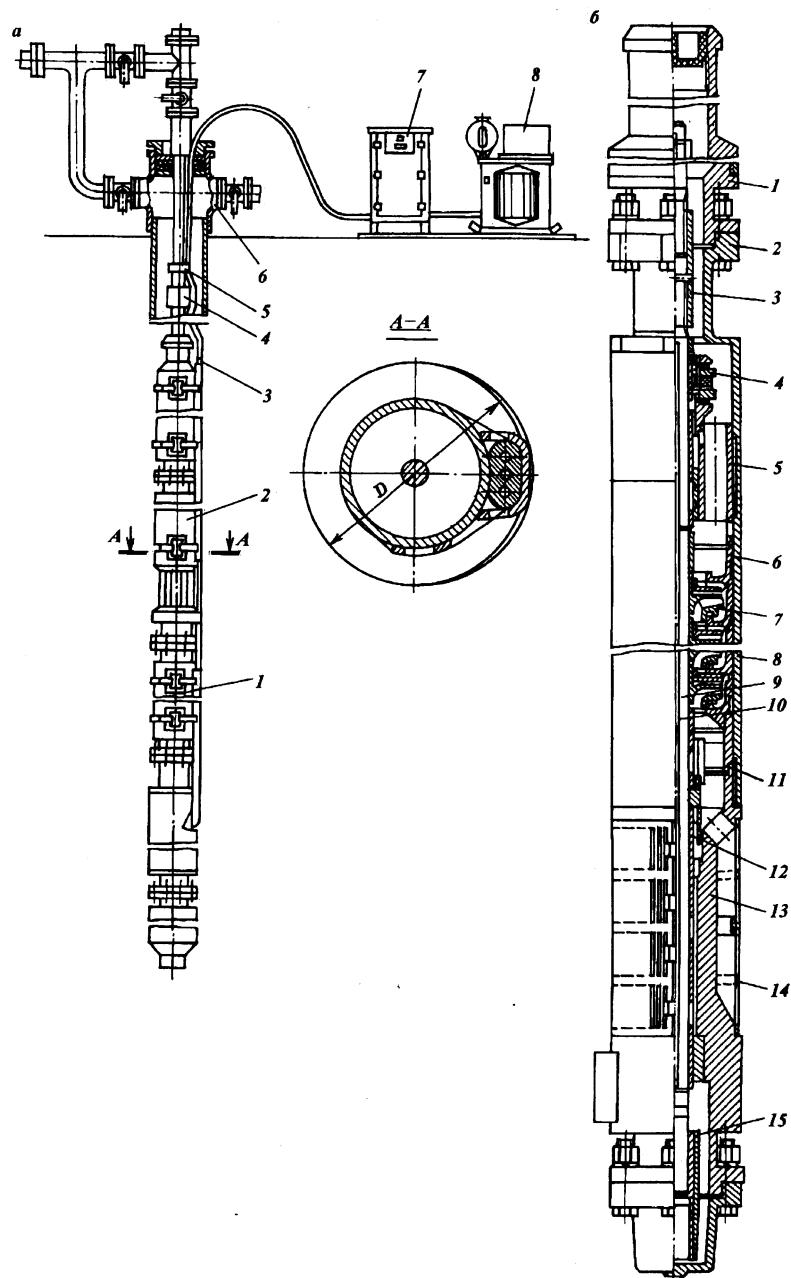


Таблица 3.1

Техническая характеристика ПЦЭН

Шифр насоса	КПД, %	Номиналь- ная подача, м ³ /сут	Напор, м	Число ступеней	Число секций	Масса секции, кг			Длина секции, м		
						верхней	средней	нижней	верхней	средней	нижней
2ЭЦН5-40-1400	39,6	40	1425–1015	273	2	127	–	130	3,98	–	4,14
ЭЦН5-40-1750	43	40	1800	349	3	127	75	130	3,94	2,38	4,14
2ЭЦН5-80-1200	51,5	80	1285–715	274	2	73	–	170	2,43	–	5,54
ЭЦН5-80-1550	51,5	80	1600	364	2	138	–	165	4,63	–	5,54
ЭЦН5-80-1800	51,5	80	1780	413	3	76,5	119	165	2,43	3,88	5,54
3ЭЦН5-130-1200	58,5	130	1330–870	283	2	137	–	185	3,93	–	5,54
ЭЦН5-130-1400	58,5	130	1460	348	3	137	175	185	3,93	2,38	5,54
2ЭЦН5-200-800	50	200	960–545	225	2	99	–	140	3,93	–	5,54
1ЭЦН5А-100-1350	51	100	1520–1090	264	2	128	–	191	3,14	–	5,54
1ЭЦН5А-160-1100	58,7	160	1225–710	224	2	94	–	248	2,44	–	5,52
2ЭЦН5А-160-1200	61	160	1560–1040	274	2	152	–	248	3,94	–	5,52
ЭЦН5А-160-1750	61	160	1755	346	3	152	113	248	3,94	3,08	5,52
1ЭЦН5А-250-800	60,3	250	890–490	145	2	157	–	217	3,84	–	4,82
1ЭЦН5А-250-1000	60,2	250	1160–610	185	2	211	–	230	5,34	–	5,52
1ЭЦН5А-250-1400	60	250	1580–930	265	3	185	213	230	4,64	5,28	5,52
1ЭЦН5А-360-600	59,7	360	660–490	134	2	125	–	230	3,14	–	5,52
2ЭЦН5А-360-700	60	360	810–550	161	2	182	–	220	4,64	–	5,52
2ЭЦН5А-360-850	60,7	360	950–680	184	3	148	151	194	3,94	3,88	4,12
2ЭЦН5А-360-1100	59,5	360	1260–920	248	3	182	313	220	4,64	5,28	5,52
1ЭЦН5А-500-800	59,5	500	830–700	213	3	198	199	239	4,64	4,58	5,52

1ЭЦН6-100-1500	49	100	1610–1090	213	2	125	–	202	2,45	–	4,15
2ЭЦН6-160-1450	57,6	160	1715–1230	249	2	111	–	269	2,45	–	5,55
4ЭЦН6-250-1050	63	250	1100–820	185	2	120	–	252	2,45	–	5,55
2ЭЦН6-250-1400	62,6	250	1590–1040	231	2	193	–	252	3,95	–	5,55
ЭЦН6-250-1600	62,6	250	1700–1080	253	2	218	–	252	4,64	–	4,85
2ЭЦН6-350-850	65	350	1035–560	127	2	245	–	279	2,45	–	5,55
3ЭЦН6-350-1100	65	350	1120	168	2	226	–	279	4,64	–	5,55
2ЭЦН6-500-750	63	500	930–490	145	2	245	–	250	4,65	–	4,85
1ЭЦН6-700-800	58	700	850–550	152	3	223	262	272	3,95	4,58	4,85
1ЭЦН6-500-1100	59	500	1350–600	217	3	245	240	250	4,65	4,58	4,85
ЭЦН6-700-1100	60	700	1220–780	233	4	246	235	276	4,92	4,65×2	5,56
ЭЦН6-1000-900	60	1000	1085–510	208	4	260	251	260	5,62	5,35×2	5,56
2ЭЦНИ6-350-1100	62,1	350	1170–710	154	2	220	–	241	4,68	–	5,53
2ЭЦНИ6-500-750	61,5	500	860–480	157	2	202	–	270	5,34	–	5,55
ЭЦНК5-80-1200	49,5	80	1250–785	274	2	73	–	170	2,43	–	5,54
ЭЦНК5-80-1550	51,5	80	1600	364	2	142	–	168	4,63	–	5,54
ЭЦНК5-130-1200	58,5	130	1330–870	283	2	137	–	185	3,93	–	5,54
ЭЦНК5-130-1400	58,5	130	1460	348	3	137	75	185	3,93	2,38	5,54
<i>Примечание.</i> В шифре установки: И – насос износостойкого исполнения; К – насос коррозионно-стойкого исполнения.											

трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Погружной центробежный электронасос спускается в скважину под расчетный динамический уровень. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясами электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектор или гидрозащита.

Принципиальная схема УЭЦН приведена на рис. 3.1, а. Установка включает в себя: погружной электродвигатель, гидрозащиту 1, насос 2, кабельную линию 3, насосно-компрессорные трубы 4, металлический пояс 5, оборудование устья скважины 6, станцию управления 7, трансформатор 8.

Основным элементом УЭЦН является многоступенчатый, секционный погружной центробежный электронасос (рис. 3.1, б), (табл. 3.1). Каждая ступень ПЭЦН состоит из направляющего аппарата 6 и рабочего колеса 7, насаженного на общий вал 9 всех ступеней секции. Рабочие колеса закреплены на валу общей шпонкой 10 и имеют скользящую посадку, а направляющие аппараты – в корпусе насоса, представляющем собой трубу. Число ступеней может достигать 400. Во время вращения колес напор преобразуется в давление, развиваемое насосом, которое определяется числом ступеней и частотой вращения рабочих колес, диаметром насоса и некоторыми другими факторами.

За последние десять лет конструкторами и заводами-изготовителями выполнены значительные работы по повышению надежности отдельных узлов УЭЦН, но ряд технических решений требует дальнейшего совершенствования. Это касается в первую очередь электродвигателя, гидрозащиты и кабеля.

На некоторых месторождениях ОАО "Оренбургнефть", например Зайкинском, вследствие высоких пластовых температур, достигающих 100 °С и более, отечественные двигатели вообще неприменимы.

Количество осложненных скважин непрерывно увеличивается, поэтому разработка ряда специальных насосов для таких скважин – одна из важных задач.

3.1. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМА РАБОТЫ УЭЦН

ВЫБОР ГЛУБИНЫ ПОГРУЖЕНИЯ И РАСЧЕТ СЕПАРАЦИИ ГАЗА У ПРИЕМА НАСОСА

Глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется, как и для случая ШСН, по кривым изменения давления в стволе скважины. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса является газосодержание на его приеме. В литературе приводятся различные значения допускаемого содержания свободного газа у приема насоса: при газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается; при газосодержании 7–20 % необходимо в расчет напора вносить поправку; при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Отсутствие однозначных количественных ограничений на значение газонасыщенности у приема ЭЦН затрудняет выявление механизма влияния газа на работу насоса. На сегодняшний день ряд исследователей считают, что снижение напора при попадании свободного газа в насос связано с уменьшением плотности газожидкостной смеси. Причина вредного влияния газа на работу насоса – нарушение энергетического обмена между рабочим колесом и перекачиваемой смесью. Поэтому наиболее оптимальное значение свободного газосодержания на приеме ЭЦН – 30–40 %. Зная это, на кривой изменения давления по стволу скважины следует найти участок с таким значением газосодержания и с учетом кривизны скважины выбрать глубину спуска насоса. Как показывает практика эксплуатации ЭЦН, наличие в насосе такого количества свободного газа приводит к увеличению МРП скважин на 10–15 %.

При расчетах глубина подвески насоса обычно определяется для двух-трех вариантов конструкции установок. Для них же выполняются и все остальные расчеты. При выполнении проверочных расчетов (расчет изменения давления по стволу скважины выше приема насоса и изменения давления по НКТ) следует учитывать сепарацию газа у приема ЭЦН.

Коэффициент сепарации для скважин, оборудованных установками ЭЦН,

$$K_n = \frac{1}{1 + 0,6 \frac{Q}{v_o F_z}}, \quad (3.1)$$

где Q – производительность насоса, м³/сут; v_o – относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с; F_z – площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и ПЭД, м². Всю остальную часть расчетов в связи с

изменением газового фактора выполняют аналогично варианту ШСНУ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПОРА НАСОСА

Для согласования характеристик насоса и скважины и, следовательно, нахождения значения удельной энергии, передаваемой насосом газожидкостной смеси, а также обеспечения нормы отбора жидкости из скважины с выбранной глубины спуска насоса строится напорная характеристика скважины $H_c = H_c(Q_c)$:

$$H_c = L_a + \delta_2 / (\rho_{\text{ж}} g) + h_0 - L_a, \quad (3.2)$$

где L_d – глубина динамического уровня скважины при отборе заданного количества жидкости, м; p_2 – давление на устье скважины, Па; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м²/с; h_t – потери напора на трение, м; L_r – высота подъема жидкости за счет работы газа, м.

Если нет данных о значении динамического уровня, то его можно определить:

$$L_a = H - \frac{\delta_{ie} - Q/K}{\rho_{\text{см}} g}, \quad (3.3)$$

где H – глубина скважины, м; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па; Q – дебит скважины, м³/с; K – коэффициент продуктивности скважины, м³/(с·Па); $\rho_{\text{см}}$ – средняя плотность газожидкостной смеси в интервале от забоя скважины до динамического уровня, кг/м³.

Потери напора на гидравлическое трение $h_{\text{тр}}$ в НКТ ориентировочно определяют как для однородной ньютоновской жидкости по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{L_i v^2}{2gd}, \quad (3.4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; L_n – глубина спуска насоса, м; v – линейная скорость потока, м/с,

$$v = \frac{Q_n b_n + Q_v b_v}{86400 F}, \quad (3.5)$$

Q_n , Q_v – дебит скважины по нефти и воде соответственно; b_n , b_v – объемные коэффициенты нефти и воды; F – площадь поперечного сечения НКТ.

Как показывает практика, $h_{\text{тр}} = 20 \div 40$ м.

Высота подъема жидкости за счет работы выделившегося в НКТ газа

$$L_{\text{а}} = 4d\tilde{A}_{\text{гб}} \left(1 - \sqrt[3]{\frac{\delta_2}{\delta'_{\text{гб}}}} \right) [1 - n_{\text{а}}], \quad (3.6)$$

где d – диаметр НКТ, дюймы; $\Gamma_{\text{эф}}$ – эффективный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p'_{\text{нас}}$ – давление насыщения после сепарации газа у насоса; $n_{\text{в}}$ – средняя обводненность продукции в подъемнике при среднем давлении в подъемнике $p = 0,5(p_{\text{вн}} + p_2)$.

Для построения напорной характеристики скважины задаются несколькими значениями дебита (пять-шесть, начиная от нуля); по расчетным точкам в координатах $H_{\text{с}} = H_{\text{с}}(Q)$ строится линия развиваемого пластом напора $H_{\text{с}}$. В дальнейшем на напорную характеристику скважины накладывается характеристика насоса и находится точка их пересечения, определяющая дебит скважины, равный подаче ЭЦН.

Выбор диаметра НКТ для установок ЭЦН рекомендуется осуществлять в зависимости от дебита скважины:

Дебит по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	< 150	150–300	> 300
Внутренний диаметр НКТ, мм	50,3	62	76

ПОДБОР И КОРРЕКТИРОВКА РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

По кривым типовых характеристик погружных ЭЦН, дебиту по жидкости и требуемому напору выбирают несколько насосов, обеспечивающих необходимый отбор жидкости в области рабочих режимов работы насосов при условии

$$0,6 \leq Q/Q_{\text{в опт}} \leq 1,2, \quad (3.7)$$

где $Q_{\text{в опт}}$ – подача насоса по воде в оптимальном режиме. Точки пересечения характеристик насоса с характеристикой скважины дадут значения подачи выбранных насосов по воде.

На практике свойства откачиваемой продукции скважины отличаются от свойств воды: вода с нефтью образует эмульсии; если давление у приема насоса меньше давления насыщения, то в насос попадает свободный газ. Поэтому для повышения точности расчетов делают корректировку характеристик насоса на вязкость откачиваемой среды и наличие свободного газа.

Зависимость напора, подачи и КПД насоса от вязкости откачиваемой жидкости учитывают с помощью специальных коэффициентов. С увеличением вязкости в рабочих ступенях насоса возрастают сопротивление потоку и потери энергии на вращение дисков колеса в жидкости, трение в пяте рабочего колеса. Все это уменьшает подачу, напор, КПД насоса и повышает потребляемую мощность.

При газосодержании на приеме насоса 5–7 % и менее влиянием газа на работу насоса можно пренебречь, а пересчет характеристик насоса с воды на эмульсию рекомендуется выполнять по номограммам П.Д. Ляпкина – В.П. Максимова для жидкостей, вязкость которых в пластовых условиях не превышает 0,03–0,05 см²/с. Для повышенных значений вязкости, газосодержания нефти и температуры необходимо корректировать рабочие характеристики насоса.

В качестве вязкостной характеристики продукции нефтяных скважин используется кажущаяся кинематическая вязкость, м²/с:

$$\nu_{\dot{\gamma}} = \mu_{\dot{\gamma}} / \rho_{\text{ai}}, \quad (3.8)$$

где $\mu_{\dot{\gamma}}$ – кажущаяся динамическая вязкость эмульсии при соответствующих значениях температуры и скорости сдвига потока, Па·с; $\rho_{\text{вн}}$ – средняя плотность скважинной продукции в каналах рабочих органов насоса, кг/м³;

$$\rho_{\text{ai}} = \rho_{\text{f}} (1 - n_{\text{a}}) + \rho_{\text{a}} n_{\text{a}}. \quad (3.9)$$

Зависимость напора, КПД и подачи насоса от вязкости откачиваемой жидкости оценивают с помощью коэффициентов

$$K_{i, Q} = H/H_{\text{a}} = Q/Q_{\text{a}}; \quad (3.10)$$

$$K_{\eta} = \eta/\eta_{\text{a}}, \quad (3.11)$$

где $H_{\text{в}}$, $Q_{\text{в}}$, $\eta_{\text{в}}$ – соответственно напор, подача и КПД насоса при работе на воде в заданном режиме; H , Q , η – те же параметры, но при работе насоса на вязкой жидкости.

Коэффициенты $K_{H, Q}$ и K_{η} зависят от числа Рейнольдса потока в каналах центробежного электронасоса, определяемого по формуле

$$\text{Re}_{\text{f}} = \frac{4,3 + 0,816 n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \frac{Q}{\nu_{\dot{\gamma}}} \sqrt[3]{\frac{n_1}{Q_{\text{a}} \eta_{\text{a}}}}, \quad (3.12)$$

где n_s – коэффициент быстроходности ступени насоса,

$$n_s = 193 n_1 Q_{\text{в опт}}^{0,5} \left(g \frac{i_{\text{в опт}}}{z_i} \right)^{-0,75}; \quad (3.13)$$

n_1 – частота вращения вала насоса, 1/с; $Q_{\text{в опт}}$ – подача насоса на воде в оптимальном режиме, м³/с; $H_{\text{в опт}}$ – напор насоса на воде в оптимальном режиме, м; z_i – число ступеней насоса.

По величине Re_i с помощью специальных графиков П.Д. Ляпкина находят значения коэффициентов K_η , $K_{H,Q}$ и пересчитывают характеристики насоса с воды на эмульсию. Кроме графического способа определения данных коэффициентов, можно воспользоваться и аппроксимирующими формулами:

для ламинарного режима

$$K_{H,Q} = \frac{Re_i}{Re_i - 50 + 200 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}}}; \quad (3.14)$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg Re_i - 0,63 - 0,26 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}};$$

для турбулентного режима

$$K_{H,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg Re_i) (0,027 + 0,485 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}}); \quad (3.15)$$

$$K_\eta = 0,274 \cdot \lg Re_i - 0,06 - 0,14 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}},$$

где $Q_{\text{в}}$ – подача насоса на воде при соответствующем режиме, м³/с.

Порядок пересчета характеристик центробежного насоса с воды на свойства эмульсии может быть следующим.

1. Определяют долю воды в продукции скважины при стандартных условиях, тип эмульсии. С учетом давления в насосе, температуры и газонасыщенности рассчитывают вязкость эмульсии.

2. Находят среднюю температуру газожидкостной смеси в насосе.

3. Задаваясь рядом $Q/Q_{\text{в опт}}$, а затем определяя по фактической водной характеристике $Q_{\text{в опт}}$, определяют $Q_i = (Q/Q_{\text{в опт}})Q_{\text{в опт}}$ в соответствии с ранее выбранными значениями $(Q/Q_{\text{в опт}})$.

4. Для полученных значений Q_i по характеристикам насоса устанавливают соответствующие ему H_i .

5. Вычисляют значение коэффициента быстроходности. Если число оборотов вала насоса неизвестно, то оно принимается равным 295 с^{-1} .

6. По определенному числу Рейнольдса для оптимального режима ($Q/Q_{\text{в опт}} = 1$) по формулам (3.14), (3.15) находят значение коэффициента $K_{H,Q}$ для ламинарного и турбулентного режимов течения смеси в насосе. Затем из двух значений $K_{H,Q}$ выбирают меньшее.

7. По формуле (3.10) рассчитывают значение Q , соответствующее подаче насоса на водонефтяной эмульсии.

8. По найденному значению Q из п. 7 находят новое значение числа Рейнольдса и затем уточняют значение $K_{H,Q}$. Эти операции по уточнению коэффициента $K_{H,Q}$ осуществляют до тех пор, пока последующее значение $K_{H,Q}$ не будет отличаться от предыдущего более чем на 0,02.

9. По значению числа Рейнольдса из п. 8, соответствующему окончательному значению $K_{H,Q}$ и значению $Q = Q_{\text{в опт}}$, по формулам (3.14), (3.15) определяют значения коэффициента K_{η} для двух режимов, из которых выбирают меньшие.

10. Определяют подачу, напор, КПД насоса по формулам (3.10), (3.11), соответствующие режиму $Q = Q_{\text{в опт}}$.

11. Операции п. 1–10 повторяют и для других принятых значений отношений $Q/Q_{\text{в опт}}$, после чего строят график $Q-H$, $\eta-Q$, $Q-N$, где N – потребляемая насосом мощность (в кВт) при откачке скважинной продукции в выбранном режиме.

Для расчетов потребляемой мощности можно воспользоваться формулой

$$N = 10^{-3} g Q_{\text{в}} H_{\text{в}} \rho_{\text{в}} K_{H,Q}^2 / (\eta_{\text{в}} K_{\eta}). \quad (3.16)$$

При газосодержании на приеме насоса до 7 % его можно не учитывать. При увеличении свободного газосодержания напорная характеристика и КПД насоса смещаются влево с резким уменьшением КПД. Практически для исключения вредного влияния газа целесообразнее предусмотреть установку на валу насоса специального газового сепаратора конструкции П.Д. Ляпкина или в качестве первых 10–15 ступеней установить рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но большей производительности.

ПОДБОР ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ, КАБЕЛЯ, ТРАНСФОРМАТОРА И СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ

Электродвигатель для установки выбирают исходя из условия

$$0,5 \leq N/N_A \leq 1, \quad (3.17)$$

где N – мощность, потребляемая насосом; N_A – номинальная мощность ПЭД.

При подборе ПЭД необходимо, чтобы присоединительные размеры протектора ПЭД соответствовали соединительным размерам насоса.

Важное значение при выборе оборудования установок ПЭЦН придается начальному моменту работы двигателя и насоса в период пуска и освоения скважины. Попадание из пласта в скважину воды (для чисто нефтяных скважин это вода после глушения скважины или ремонтных работ) приводит к увеличению плотности жидкости, а простой скважины – к уменьшению газонасыщенности продукции. При неизменных значениях $p_{пл}$ и $p_{заб}$ давление у входа в насос при освоении скважины может быть существенно ниже, а на выходе – выше, чем в обычных условиях работы насоса.

Рост удельной энергии, затрачиваемой на подъем жидкости, вызывает уменьшение подачи или даже ее прекращение. Последнее приводит к ухудшению охлаждения, перегреву ПЭД и его преждевременному выходу из строя. Поэтому установка ЭЦН должна обеспечивать работу в режиме освоения в течение всего периода освоения скважины (иногда 10–15 сут) со среднесуточным дебитом не ниже Q_{min} и давлением на входе в насос не менее $p_{пр min}$. Значения этих величин определяют по формулам:

$$Q_{min} = 330N_d F_3;$$

$$p_{пр min} = 0,5 \div 1,0 \text{ МПа}, \quad (3.18)$$

где F_3 – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между стенками скважины и корпусом ПЭД, м².

Затем по минимальным значениям мощности, напряжения и силы тока ПЭД подбирают трансформатор и станцию управления.

Для выбора длины электрического кабеля к длине колонны НКТ следует добавить около 50 м, так как в процессе

эксплуатации скважины может возникнуть необходимость увеличения глубины спуска насоса:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{н}} + 50, \quad (3.19)$$

где $L_{\text{к}}$ – длина кабеля, м; $L_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса в скважину с учетом кривизны ствола.

На значение мощности, потребляемой всей установкой ПЭЦН, влияют потери в ПЭД и кабеле. Сумма потерь мощности в ПЭД:

$$\sum N_{\text{а}}^{\text{ii} \dot{0}} = N \left\{ \frac{1}{\eta_{\text{а}} \left[b_2 - c_2 \left(\frac{N}{N_{\text{а}}} - d_2 \right)^2 \right]} - 1 \right\}, \quad (3.20)$$

где $\eta_{\text{д}}$ – КПД ПЭД при нормальной нагрузке; b_2, c_2, d_2 – эмпирические коэффициенты.

По значению потерь мощности определяется температура перегрева ПЭД:

$$t_{\text{а i}} = b_3 \sum N_{\text{а}}^{\text{ii} \dot{0}} - \tilde{n}_3, \quad (3.21)$$

где b_3, c_3 – находятся по справочникам по УЭЦН.

При работе ПЭД из-за перегрева двигателя будет происходить нагрев газожидкостной смеси вблизи ПЭД. Известно, что наличие в составе продукции воды и свободного газа изменяет значение температуры перегрева ПЭД. Количественно это изменение оценивается с помощью коэффициента

$$K_t = (2 - B)(1 - 0,75 \beta_{\text{г пр}}), \quad (3.22)$$

где B – обводненность; $\beta_{\text{г пр}}$ – объемное расходное газосодержание у приема насоса.

Затем определяют значение коэффициента уменьшения потерь в ПЭД $K_{\text{у п}}$ по мере снижения его температуры по формуле

$$K_{\text{о i}} = 1 - b_5 \{ 1 - 0,0077 [t_{\text{а i}} K_t + (t_{\text{с}} - 20)] \}, \quad (3.23)$$

где $t_{\text{с}}$ – температура перед установкой ПЭЦН, градус.

Далее с учетом (3.20) и (3.23) определяют сумму потребляемой мощности в ПЭД при действительной температуре ПЭД по формуле

$$\Sigma N = K_{y \text{ п}} \Sigma N_{\text{д}}^{\text{пот}}. \quad (3.24)$$

Из формулы (3.24) температура ПЭД

$$T_{\text{д}} = T_{\text{пр}} + K_{y \text{ п}} (b_3 \Sigma N - c_3). \quad (3.25)$$

Из всех подбираемых ПЭД оставляют только тот, у которого $T_{\text{д}}$ меньше 403 К.

После выбора типа ПЭД рассчитывают силу потребляемого им тока по формуле

$$I = I_{\text{н}} (b_4 N / N_{\text{д}} + c_4), \quad (3.26)$$

где $I_{\text{н}}$ – сила номинального тока ПЭД, А.

Для определения потери мощности в кабеле вначале находят среднее значение температуры кабеля при работе установки в номинальном режиме из выражения

$$\bar{t}_{\text{е}} = \frac{t_{\text{и}} + t_{\text{он}} - (L_{\text{с}} - L_{\text{и}}) \Psi + 1000 / Q_{\text{ж}}}{2} + 0,14 \cdot \frac{I^2}{F}, \quad (3.27)$$

где Ψ – геометрический градиент, равный 0,03 °С/м; $Q_{\text{ж}}$ – производительность установки по жидкости, т/сут; I – сила тока, проходящего по кабелю, А; F – площадь поперечного сечения жил кабеля, мм².

Тогда

$$N_{\text{е}} = 588 \cdot 10^{-7} I_2 / F (H_{\text{ж}} + 50) [1 + 0,004(\bar{t}_{\text{е}} - 20)], \quad (3.28)$$

где $N_{\text{к}}$ – потери мощности в кабеле, кВт.

В целом потребление мощности установкой ПЭЦН

$$N_{\text{и}} = 1 / \eta_{\text{аот}} (\Sigma N_{\text{а}}^{\text{и}} + N + N_{\text{е}}), \quad (3.29)$$

где $\eta_{\text{аот}}$ – КПД автотрансформатора, равный 0,98.

Трансформатор служит для повышения напряжения и компенсации падения напряжения в кабеле от станции управления до ПЭД.

Для выбора автотрансформатора необходимо найти падение напряжения в кабеле по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) I_{\text{с}} L_{\text{е}}, \quad (3.30)$$

где ΔU – падение напряжения в кабеле, В; r_0 – активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км:

$$r_0 = 10^{-3} f_{\text{к}}^{-1} \cdot [1 + \alpha(t_{\text{к}} - 20)] \rho ; \quad (3.31)$$

x_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля, равное 0,1 Ом/км; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности установки; $\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $I_{\text{с}}$ – рабочий ток статора ПЭД, А; ρ – удельное сопротивление меди при 20 °С, равное 0,0175 Ом·мм²/м; $f_{\text{к}}$ – площадь сечения жилы кабеля, мм².

По значению суммы падения напряжения в кабеле и напряжения ПЭД подсчитывают напряжение на вторичной обмотке трансформатора, которое определяет тип трансформатора и положение клемм (перемычек) с учетом напряжения сети. Если напряжение сети отличается от номинального (380 В), то действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора

$$U'_2 = U_2 U_{\text{с}} / U_{\text{ном}}, \quad (3.32)$$

где U_2 – напряжение на вторичной обмотке трансформатора, В; $U_{\text{с}}$ – действительное напряжение сети, В; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в сети, В.

В последнее время трансформаторы применяются более широко по сравнению с автотрансформаторами. Причиной того является то, что у трансформатора производится непрерывный контроль за сопротивлением вторичной обмотки, кабеля и обмотки статора. При уменьшении сопротивления изоляции до установленного значения (30 кОм) установка автоматически отключается.

Критерием подбора станции управления для установки ПЭЦН является потребляемая мощность ПЭД. При ПЭД мощностью от 28 до 100 кВт в качестве станции управления применяется устройство ШГС-5804, а при мощности свыше 100 кВт – КУПНА-79.

3.2. ПРИМЕНЕНИЕ УЭЦН В СКВАЖИНАХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В настоящее время фонд скважин, эксплуатирующих УЭЦН, составляет более 600 единиц, или 30 % всего действующего фонда (рис. 3.2). Однако, как видно из рис. 3.3, доля в годовой добыче нефти составляет около 50 % (жидкости – около 70 %).

В табл. 3.2 приведено распределение добычи нефти с применением УЭЦН по НГДУ ОАО "Оренбургнефть".

Приведенные данные показывают, что скважины с УЭЦН играют решающую роль в выполнении плановых заданий по добыче нефти. Существенного изменения фонда скважин, оборудованных УЭЦН, за последние годы не произошло, однако добыча нефти за последние три года уменьшилась этим способом на 29 %. Нарастивание отбора жидкости не компенсировало потерю в добыче нефти в связи с ростом обводнения продукции скважин.

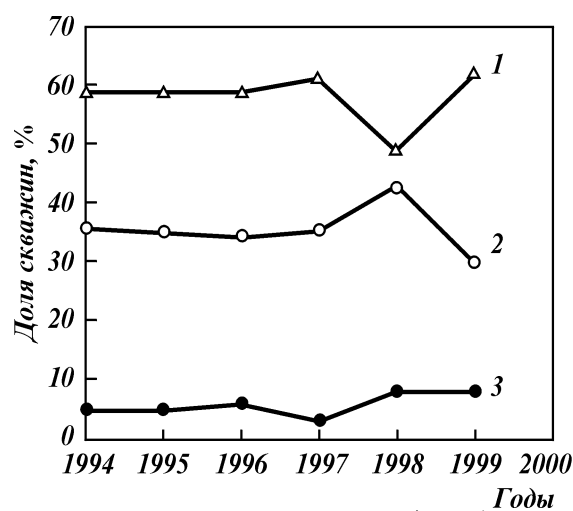


Рис. 3.2. Динамика доли скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 — ШСНУ; 2 — УЭЦН; 3 — фонтан

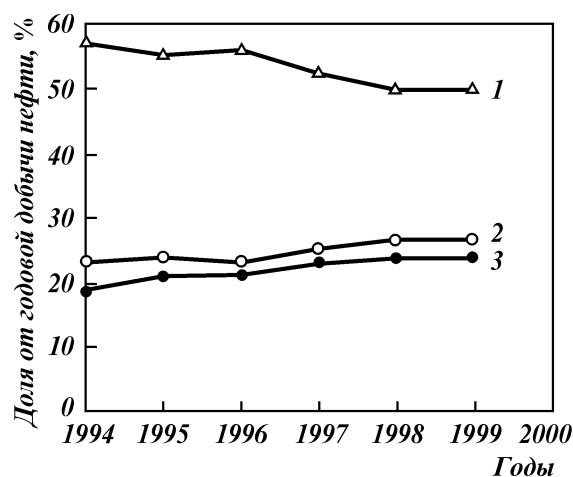


Рис. 3.3. Динамика доли добычи нефти ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 – УЭЦН; 2 – фонтан; 3 – ШСНУ

Основные показатели эксплуатации скважин с применением УЭЦН приведены в табл. 3.3. Видно, что за 1995–1997 гг. показатели работы УЭЦН остаются достаточно стабильными.

В табл. 3.4 приведены данные о применении УЭЦН различных типоразмеров. Преобладающими в условиях ОАО "Оренбургнефть" являются УЭЦН-50-1300, УЭЦН-50-1700, УЭЦН-80-1200, УЭЦН-80-1550 и УЭЦН-20-1400.

Распределение количества скважин, оборудованных УЭЦН, в зависимости от теоретической подачи и глубины подвески УЭЦН показано соответственно на рис. 3.4, 3.5. Количество насосов производительностью до 100 м³/сут составляет 86 %. Это объясняется в первую очередь относительно низкой продуктивностью

Таблица 3.2
Доля добычи нефти из скважин, оборудованных УЭЦН
(данные за 1998 г.)

Показатель	НГДУ			В целом по ОАО "Оренбургнефть"
	"Бугурусланнефть"	"Бузулукнефть"	"Сорочинскнефть"	
Годовая добыча нефти, т	1 372 500	2 676 463	1 890 524	7 296 395
Добыча нефти с УЭЦН, т	720 068	1 550 171	1 336 357	3 607 697
% общей добычи	52,5	57,9	70,7	49,4

Таблица 3.3

Основные показатели эксплуатации УЭЦН в ОАО "Оренбургнефть"

Показатель	НГДУ (за 1997 г.)				Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам		
	"Бугу-руслан-нефть"	"Бузу-лук-нефть"	"Соро-чинск-нефть"	"Юж-Оренбург-нефть"	1995	1996	1997
Действующий фонд скважин, шт.	139	274	194	1	678	617	608
Добыча за год, тыс. т:							
нефти	737,9	1733,7	264,7	193,4	4109,3	4144,5	2929,7
жидкости	3300,2	9200,4	3799,8	1403,2	16242,8	17721,0	17703,6
Среднесуточный дебит скважин, т/сут:							
по нефти	16,1	17,8	19,0	9,0	17,5	15,1	15,5
по жидкости	64,2	92,3	49,8	70,3	64,3	73,4	69,2
Межремонтный период, сут	316	419	494	159	365	385	347
Количество ремонтов	230	235	160	7	684	642	632
Коэффициент подачи	0,50	0,46	0,48	—	0,45	0,46	0,48
Средняя глубина подвески насосов, м	1500	1600	1500	—	1543	1517	1533
Среднее значение погружения насосов под динамический уровень жидкости, м	600	630	550	—	593	593	593

Таблица 3.4

Типоразмеры применяемых УЭЦН в ОАО "Оренбургнефть"

Типоразмер электропогружного оборудования	НГДУ (за 1997 г.)			Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам			
	"Бугу-руслан-нефть"	"Бузу-лук-нефть"	"Соро-чинск-нефть"	1995	1996	1997	1998
УЭЦН-20-1400	8	—	—	11	10	8	26
УЭЦН-20-1800	—	3	1	10	6	4	4
УЭЦН-25-1000	—	—	—	2	2	—	—
УЭЦН-30-1700	—	5	—	7	10	5	—
УЭЦН-30-1500	—	7	2	2	10	9	—
УЭЦН-30-1350	—	—	1	—	—	1	3
УЭЦН-30-ОДИ	1	—	—	3	2	1	—
УЭЦН-30-1500-Центрлифт	—	—	—	—	—	—	6

Продолжение табл. 3.4

Типоразмер электропогружного оборудования	НГДУ (за 1997 г.)			Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам			
	"Бугу- руслан- нефть"	"Бузу- лук- нефть"	"Соро- чинск- нефть"	1995	1996	1997	1998
УЭЦН-40-1400	1	—	1	8	7	2	—
УЭЦН-40-1700	—	—	—	5	6	—	—
УЭЦН-40-1750	—	—	—	1	—	—	—
УЭЦН-50-1300	27	115	51	245	207	193	122
УЭЦН-50-1550	—	—	2	1	1	2	7
УЭЦН-50-1700	50	44	62	139	141	156	163
УЭЦН-50-1750	—	—	3	5	6	3	—
УЭЦН-50-2000	—	3	—	—	—	3	6
УЭЦН-50-1300- Темпекс	—	—	—	—	—	—	50
УЭЦН-50-1700- ОДИ	1	—	—	—	—	1	9
УЭЦН-60-1500	—	—	—	—	—	—	2
УЭЦН-60-1800	—	—	—	—	—	—	3
УЭЦН-80-1200	13	34	10	67	63	57	47
УЭЦН-80-1550	15	12	15	50	39	42	44
УЭЦН-80-1500	—	—	6	—	2	6	—
УЭЦН-80-1800	—	1	—	3	4	1	2
УЭЦН-80-1750- ОДИ	—	—	—	—	—	—	13
УЭЦН-80-1500- Темпекс	—	—	—	—	—	—	23
УЭЦН-125-1200	21	—	1	13	16	21	5
УЭЦН-125-1300	—	—	8	5	7	8	28
УЭЦН-125-1500	—	—	1	3	2	1	1
УЭЦН-130-1200	—	—	—	13	8	—	—
УЭЦН-130-1500	—	9	2	3	7	11	—
УЭЦН-130-1500- Темпекс	—	—	—	—	—	—	45
УЭЦН-160-1400	2	1	2	13	5	5	—
УЭЦН-160-1450	—	—	2	2	1	2	6
УЭЦН-160-1500	—	—	—	—	2	—	—
УЭЦН-160-1750	—	—	—	1	1	—	—
УЭЦН-200-800	—	5	—	10	6	5	5
УЭЦН-200-1000	—	—	—	—	—	—	4
УЭЦН-200-1400	—	—	2	3	3	2	2
УЭЦН-250-800	—	—	—	1	2	—	—
УЭЦН-250-1000	—	2	—	4	3	2	—
УЭЦН-250-1400	—	4	—	5	5	4	—
УЭЦН-250-1400- ОДИ	—	—	—	—	—	—	4
УЭЦН-360-1100	—	—	—	3	1	—	—
УЭЦН-400-950	—	8	—	6	4	8	12
Всего	139	353(253)	172	644	591(589)	564(563)	642

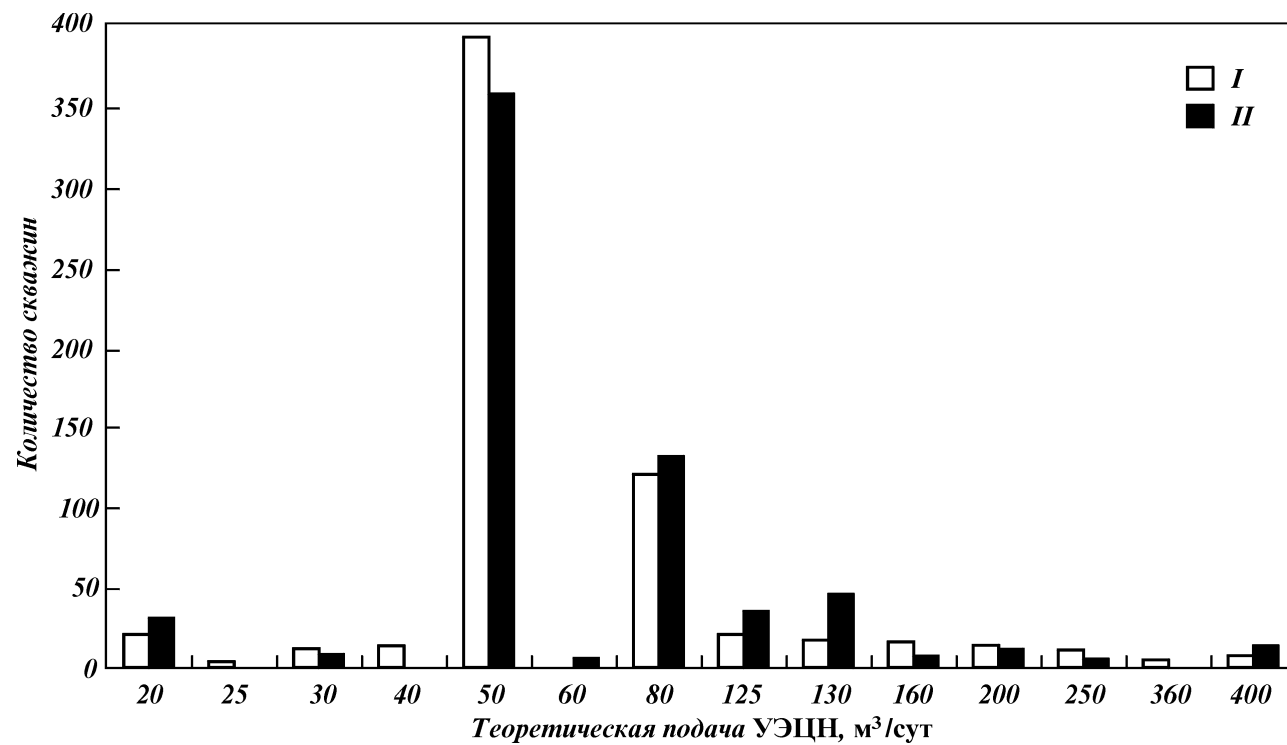


Рис. 3.4. Распределение количества скважин по теоретической подаче УЭЦН:
I – 1995 г.; II – 1998 г.

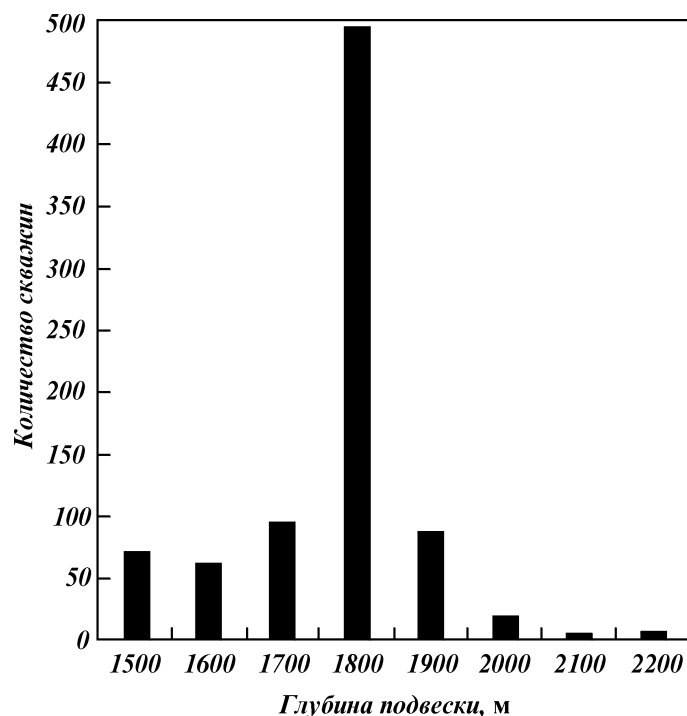


Рис. 3.5. Распределение количества скважин по глубине подвески УЭЦН

скважин. Так, в 1999 г. среднесуточная добыча нефти и жидкости на одну УЭЦН составляла соответственно 18 и 72 т/сут.

На рис. 3.6 приведена динамика МРП работы скважин в ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации. Видно, что межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, в 1997 г. сократился на 38 сут. Это объясняется началом применения УЭЦН в сложных горно-геологических условиях объектов разработки, где до 1997 г. все скважины эксплуатировались фонтанным способом. Перевод только одной фонтанной скважины на УЭЦН, на которой было проведено в 1997 г. семь подземных ремонтов, привело к заметному снижению этого показателя в целом по объединению. Однако, начиная с этого времени и до 1999 г., этот показатель возрос на 40 сут. Это связано с тем, что оптимизации работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации скважинного оборудования стали уделять повышенное внимание.

Данные о работе УЭЦН на нефтяных скважинах ОАО "Оренбургнефть" приведены в табл. 3.5. Анализ приведенных результа-

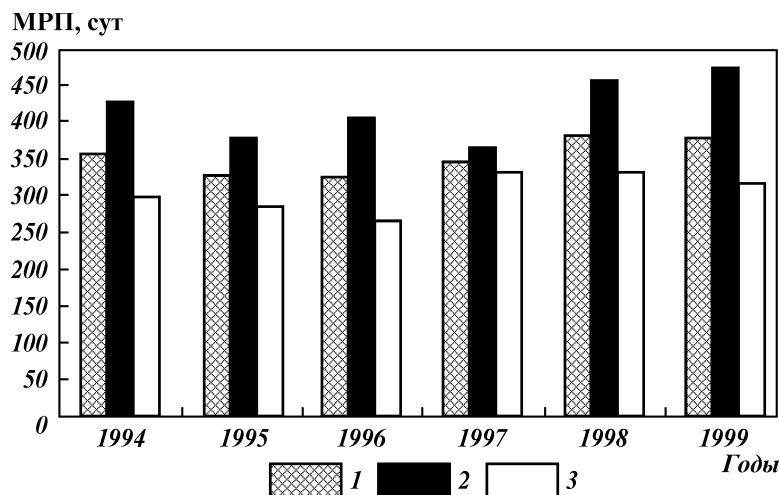


Рис. 3.6. Динамика МРП работы скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 – в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 2 – УЭЦН; 3 – ШСНУ

тов показал, что наибольшую долю составляют неисправности, связанные с эксплуатационными причинами, среди которых основными являются засорение приема насоса механическими примесями и механическое повреждение кабеля. Это происходит из-за некачественной подготовки скважин к монтажу погружного оборудования и некачественной работы бригад подземного ремонта. Доли выхода из строя УЭЦН из-за неисправностей насоса, ПЭД, гидрозащиты и кабеля примерно одинаковы. При этом основными причинами являются износ рабочих органов насоса, электропробой обмотки статора электродвигателя и электропробой кабеля по телу.

В ОАО "Оренбургнефть" 55 скважин оборудованы УЭЦН в системе ППД. В табл. 3.6 приведены данные о причинах неисправностей этих установок. Из приведенных данных видно, что основными неисправностями УЭЦН в системе являются электропробой обмотки статора ПЭД и засорение рабочих органов насоса.

Кроме того, в ОАО "Оренбургнефть" 22 скважины-шурфа оборудованы УЭЦП в системе водоснабжения для ППД. В табл. 3.7 приведены данные о причинах неисправностей этих установок.

Из приведенных данных видно, что для данной категории установок основные неисправности приходятся не на кабель и эксплуатационные причины, а на насос (износ рабочих органов) и ПЭД (пробой обмотки).

Таблица 3.5

**Причины и доля выхода из строя УЭЦН по добывающим скважинам
ОАО "Оренбургнефть" (данные за 1999 г.)**

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузу- лук- нефть"	НГДУ "Бугу- руслан- нефть"	НГДУ "Соро- чинск- нефть"	НГДУ "Юж- Орен- бург- нефть"	ОАО "Орен- бург- нефть"
<i>Насос</i>					
Износ или излом вала	0,46	2,59	—	—	0,89
Заклинивание вала	—	—	—	—	—
Слом рабочих колес	0,46	—	—	—	0,22
Износ подшипников	—	—	—	—	—
Износ рабочих органов	9,17	9,48	18,02	—	11,36
Срыв шпонки	0,46	—	0,90	—	0,45
Проворот в шлицевой муфте	—	—	—	—	—
Прочие причины	1,38	—	—	—	0,67
Всего	11,93	12,07	18,92	—	13,59
<i>Погружной электродвигатель</i>					
Электропробой обмотки статора	7,80	28,45	5,41	25,00	12,69
Электропробой токоввода	1,38	2,59	—	—	1,34
Заклинивание или слом вала	—	—	—	—	—
Износ пяты	—	—	0,90	—	0,22
Износ подшипников	—	—	—	—	—
Снижение изоляции	—	0,86	—	—	0,22
Прочие причины	0,92	2,59	—	—	1,11
Всего	10,09	34,48	6,31	25,00	15,59
<i>Гидрозащита</i>					
Пропуск торцевых уплотнений	4,13	—	3,60	—	2,90
Пропуск узла диафрагмы	9,17	—	5,41	—	5,79
Отказ клапана	0,92	—	0,90	—	0,67
Износ рабочих органов	—	0,86	—	—	0,22
Прочие причины	3,67	—	2,70	—	2,45
Всего	17,89	0,86	12,61	—	12,03
<i>Кабель</i>					
Пробой кабеля в теле	12,39	8,62	13,51	25,00	11,80
Пробой кабеля в ссостке	0,47	—	—	—	0,22
Пробой в кабельной муфте	—	1,76	—	—	0,45
Пробой удличителя	—	—	—	—	—
Снижение сопротивления изоляции	0,92	—	—	—	0,45
Прочие причины	0,92	2,59	—	—	1,11
Всего	14,68	12,93	13,51	25,00	14,03
<i>Эксплуатационные причины</i>					
Отложения солей	0,92	—	0,90	—	0,67
Засорение приема насоса	21,10	19,83	23,42	—	21,16
механическими примесями					
Негерметичность НКТ	5,96	1,72	3,60	—	4,23

Продолжение табл. 3.5

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузулук-нефть"	НГДУ "Бугуруслан-нефть"	НГДУ "Сорочинск-нефть"	НГДУ "Юж-Оренбург-нефть"	ОАО "Оренбург-нефть"
Запарафирование выкида	0,92	0,86	—	—	0,67
Обрыв установки	0,92	1,72	5,41	—	2,23
Нестабильное электроснабжение	—	—	—	—	—
Неправильный подбор УЭЦН	5,50	—	3,60	—	3,56
Неправильный вывод на режим	0,92	0,86	1,80	25,00	1,34
Механическое повреждение кабеля	2,29	9,48	2,70	—	4,23
Отсутствие сливного клапана	—	—	—	—	—
ГТМ на скважинах	—	1,72	0,90	—	0,67
Промыслово-эксплуатационные работы	0,92	—	—	—	0,45
Прочие причины	5,05	3,45	1,80	25,00	4,01
Некачественный монтаж	0,46	—	1,80	—	0,67
Неисправность СУ	—	—	0,90	—	0,22
Всего	44,50	39,66	44,14	50,00	43,21
<i>Неустановленные причины</i>					
—	0,46	—	1,80	—	0,63
Итого	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Таблица 3.6

**Причины и доля выхода из строя УЭЦН по нагнетательным скважинам
ОАО "Оренбургнефть"**

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Насос</i>	
Засорение рабочих органов	22,79
Износ рабочих органов	5,06
Слом вала	1,27
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Электропробой обмотки статора	34,18
<i>Кабель</i>	
Электропробой кабеля в теле	16,46
Некачественная разделка кабеля под сальниковый ввод	—
Механические повреждения кабеля	2,53
<i>Гидрозащита</i>	
Пропуск торцевого уплотнения	2,53
Срыв шпонки вала	1,27

Продолжение табл. 3.6

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Эксплуатационные причины</i>	
Смена типоразмера насоса и ПЭД	10,13
Обрыв установки	2,53
Некачественный монтаж	–
Неправильный подбор установки	–
Негерметичность НКТ	1,27
Всего	100,0

Таблица 3.7

Причины и доля выхода из строя УЭЦП по скважинам-шурфам в ОАО "Оренбургнефть"

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Насос</i>	
Смена типоразмера	5,56
Износ рабочих органов	19,44
Заклинивание насоса	13,89
Срыв подачи	2,78
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Электропробой обмотки	25,00
Слом муфты	8,33
Замена двигателя	2,78
<i>Кабель</i>	
Механическое повреждение кабеля	–
Электропробой кабеля	13,89
Подъем кабеля для ремонта изоляции	5,56
Повреждение токоввода	2,78
Всего	100,0

Несмотря на относительно высокий МРП работы скважин, оборудованных УЭЦН (см. рис. 3.6), в сложных горно-геологических условиях залегания пластов месторождений ОАО "Оренбургнефть" остается много нерешенных проблем, связанных с использованием данного способа эксплуатации при добыче нефти с высоким газосодержанием, а также при добыче высоковязких водонефтяных эмульсий и высокопарафиновых нефтей. Квалифицированное решение данных проблем позволит стабилизировать добычу нефти и уменьшить ее себестоимость.

3.3. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ

Газ является спутником нефти и его присутствие в последней изменяется в широких пределах. Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее движения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит от термодинамических условий и характеристики газожидкостной смеси. Следовательно, плотность смеси также меняется, что подтверждается кривыми распределения давления, полученными исследователями в разных нефтяных регионах. В области приема ЭЦН нарушение термогидродинамического равновесия системы усиливается.

Установлено, что коэффициент сепарации (отношение объема газа, ушедшего в затрубное пространство, к общему объему газа у приема насоса) зависит от дебита жидкости, зазора между двигателем и обсадной колонной и относительной скорости газа в жидкости. В БашНИПИнефти была получена аналитическая зависимость для определения коэффициента сепарации K_c для скважин с дебитом 50–350 м³/сут:

$$K_n = \frac{1}{1 + \frac{0,52 Q_{\text{ж}}}{\pi(R_k^2 - R_n^2)(1 - 0,06\beta)v_{\text{га}}}}, \quad (3.33)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – количество жидкости, поступающее в насос; R_k, R_n – радиус соответственно эксплуатационной колонны и приема насоса; $\beta = V_{\text{г}}/(V_{\text{г}} + Q_{\text{ж}})$ – объемное расходное газосодержание в потоке непосредственно перед поступлением жидкости во всасывающее устройство насоса; $V_{\text{г}}$ – количество газа, поступающего в насос; $v_{\text{га}}$ – скорость всплывания пузырьков газа в жидкости.

Таким образом, при определении расположения УЭЦН в скважине в насос всегда будет поступать жидкость с растворенным в ней или выделившимся газом.

Влияние газа в рабочих органах насоса проявляется, во-первых, в ухудшении энергообмена между рабочим колесом и жидкостью и, во-вторых, в создании условий для интенсивного выделения газа из жидкости. Последнее приводит к коалесценции пузырьков газа в каналах рабочего колеса, образованию газовых каверн, значение которых соизмеримо с

сечением канала. И в первом, и во втором случае параметры работы насоса ухудшаются.

Появление газа в водонефтяной смеси (при высокой обводненности продукции скважины) также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно будет зависеть от свойств нефти и содержания воды в смеси.

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на промыслах ОАО "Оренбургнефть" постоянно проводятся комплексные научно-исследовательские работы как промысловыми работниками, так и работниками научно-исследовательских институтов.

ОАО "Оренбургнефть" эксплуатирует более 90 месторождений с 288 залежами. Понятно, что такое количество месторождений и эксплуатируемых объектов характеризуется разнообразием геолого-физических условий и свойств пластовых флюидов и, в частности, большим диапазоном в изменении газового фактора. Диапазон изменения газового фактора нефтей по месторождениям, разрабатываемым НГДУ: "Бузулукнефть" 20–395 м³/м³; "Сорочинскнефть" 23–525 м³/м³; "Бугурусланнефть" 8–94 м³/м³; "ЮжОренбургнефть" 450–5000 м³/м³.

Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации и проектировании оптимального режима работы системы пласт – скважина. Указанные факторы осложняют условия эксплуатации и требуют индивидуального подхода, если не к каждой скважине в отдельности, то к группе однотипных скважин на одном объекте разработки в целом.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН [85]:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую его работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Краткая характеристика перечисленных методов приведена ниже.

Создание на приеме насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Метод широко распространен, так как прост технологически и организационно. Однако данный метод является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большие глубины. В частности, для Зайкинского месторождения – это величины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с

затратами на насосно-компрессорные трубы, кабель, электроэнергию и спускоподъемные операции, а иногда и невыполнимо по техническим причинам.

Применение сепараторов. Метод предусматривает применение на приеме насоса специальных устройств, разделяющих жидкость и газ, и выброс последнего в затрубное пространство скважины.

В различных нефтедобывающих районах прошли промышленное апробирование сепараторы как отечественные (ЦКБ БН, МИНГ и ГП им. И.М. Губкина), так и импортные. По данным испытаний сепараторы б. МИНГ и ГП им. И.М. Губкина допускают эксплуатацию УЭЦН с объемным расходным газосодержанием на приеме насоса до 0,4.

По данным эксплуатации УЭЦНМ5-125-1500 с сепаратором МН-ГСЛ5 на Таллинском месторождении Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа ПЭЦН в течение длительного времени при объемном расходном газосодержании равном 0,806.

Применение диспергаторов. По данным исследований БашНИПИнефти и НГДУ "Туймазанефть" [85], диспергаторы позволяют увеличить допускаемое значение объемного расходного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры газожидкостной смеси. Конструкции диспергаторов разнообразны и должны отвечать главному условию, т.е. создавать на приеме УЭЦН эффективную турбулизацию потока. Одна из возможных конструкций турбулизатора электроцентробежного насоса приведена на рис. 3.7. Данная конструкция диспергатора состоит из нескольких реконструированных ступеней насоса. Диспергатор такого типа является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси.

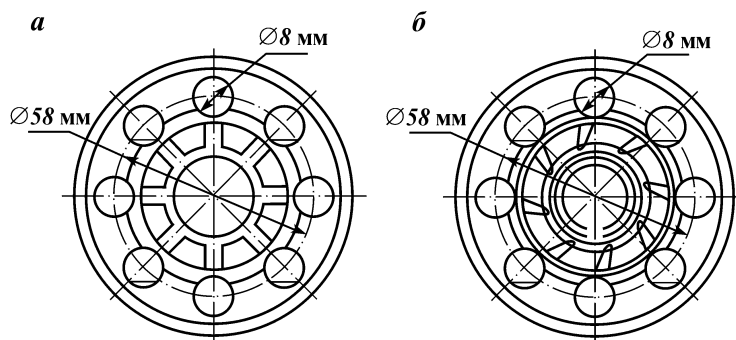


Рис. 3.7. Турбулизатор электроцентробежного насоса:
а – направляющий аппарат; *б* – рабочее колесо

Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких первых рабочих ступеней. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Принудительный сброс газа из затрубного пространства. В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарирует из жидкости в область приема в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса и, попадая в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Кроме того, газ создает противодействие на пласт, уменьшая приток жидкости.

Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения автоматически работающих устьевых или скважинных обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

После изучения известных технологий было решено провести их промышленное апробирование.

Применение комбинированных насосов. "Вредное" влияние газа уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи. Обладая большим объемом каналов, эти ступени обеспечивают и большее поступление на прием газожидкостной смеси. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса. Объемный расход газожидкостной смеси на приеме комбинированных насосов, обеспечивающих оптимальную подачу насоса, рассчитывается по формуле

$$Q_0 = Q_{\text{нб}} \left(1 + \frac{\beta}{1 - \beta} \right), \quad (3.34)$$

где $Q_{\text{опт}}$ – объемный расход жидкой фазы в условиях приема насоса, обеспечивающий оптимальную подачу насоса; β – объемное расходное газосодержание у приема насоса.

Рекомендуемое число ступеней большей подачи на приеме

$$n = (\delta_{2c} - \delta_{1c}) / \delta_i, \quad (3.35)$$

где p_{2c} – давление на выходе последней приемной ступени; p_{1c} – давление на приеме насоса; p_{Π} – давление, развиваемое одной приемной ступенью.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ЗАЙКИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН

В ОАО "Оренбургнефть" интенсивно проводят научно-исследовательские и промысловые исследования по применению УЭЦН в скважинах с повышенным газосодержанием. В качестве объектов исследований были выбраны Зайкинское и Росташинское месторождения, которые вносят существенный вклад в общую добычу нефти, имеют большие остаточные извлекаемые запасы нефти и значительный фонд добывающих скважин.

В табл. 3.8 приведены геолого-физические характеристики продуктивных пластов Зайкинского месторождения, а в табл. 3.9 – физико-химические свойства нефтей Росташинского месторождения.

Рассматривая приведенные данные в аспекте применения УЭЦН, можно отметить следующее:

содержание газа в нефти изменяется в пределах от 500 до 2000 м³/т;

давление насыщения нефти газом составляет 27–29 МПа;

содержание парафина изменяется от 4,8 до 10,7 % (по массе);

вязкость дегазированной нефти колеблется от 1,91 до 3,0 мПа·с;

плотность нефти в поверхностных условиях равна 778–796 кг/м³;

пластовая температура достигает 95–105 °С.

Таблица 3.8
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и нефтей
Зайкинского месторождения

Показатель	Продуктивный пласт				
	D-III	D-IV-I	D-IV-II	D-V-I	D-IV-II
Средняя глубина, м	4360	4410	4430	4530	4570
Тип коллектора	Терри- генный	Карбо- натный	Терри- генный	Карбо- натный	Карбо- натный
Размеры залежи, км	9×15	—	9×15	—	—
Средняя проницаемость пород, мкм ²	0,0352	0,0344	0,0344	0,005– 0,072	0,063– 0,179
Плотность нефти, кг/м ³ :					
пластовой	518	431	404	477	506
дегазированной	795	797	795	793	796
Вязкость нефти, мПа·с:					
пластовой	0,22	0,04	0,05	0,05	0,05
дегазированной	3,0	2,3	2,2	1,9	2,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	29	—	—	—	—
Газовый фактор в условиях сепарации, м ³ /т	509	2064	1962	1293	1180
Пластовое давление, МПа	46,7	48,4	47,8	53,2	53,5
Пластовая температура, °С	95	95	97	100	102
Объемный коэффициент нефти	2,51	5,54	5,77	3,69	3,37
Содержание, % (по массе):					
серы	0,17	0,18	0,10	0,14	0,40
парафина	8,7	5,0	0,2	9,3	10,7

Таблица 3.9
Физико-химические свойства нефтей продуктивных пластов
Росташинского месторождения

Показатель	Продуктивный пласт		
	D-III	D-IV	D-V
<i>Пластовая нефть</i>			
Плотность, кг/м ³	575	575	560
Вязкость, мПа·с	0,12	0,12	0,10
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,46	27,46	28,56
Газовый фактор, м ³ /т	517,6	517,6	549,5
<i>Дегазированная нефть</i>			
Плотность, кг/м ³	782	782	778
Вязкость, мПа·с	2,13	2,13	2,15
Содержание, % (по массе):			
серы	0,22	0,22	0,20
смола	1,6	1,6	0,9
асфальтенов	0,35	0,35	0,14
парафина	6,4	6,4	4,8

Сравнивая значения газового фактора на этих месторождениях с аналогичными показателями на месторождениях Башкортостана, где УЭЦН начали впервые применяться, видно, что в ОАО "Оренбургнефть" они больше в 10–40 раз. А это значит, что газ как осложняющий фактор на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" проявляется интенсивнее.

То же можно сказать и о давлении насыщения нефти газом: для девонских нефтей месторождений Республики Башкортостан оно составляет 8,4–9,4 МПа, что в 3 раза меньше.

Пластовая температура вообще достигает критического значения для конструкций отечественных погружных электродвигателей: по регламенту температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата не должна превышать 90 °С.

Содержание парафина в нефтях пласта D-V Зайкинского месторождения превышает этот показатель для девонских нефтей месторождений Башкортостана и Татарстана в 2 раза, что также осложняет работу установок.

К более благоприятным факторам можно отнести меньшую плотность и вязкость нефтей, но при эксплуатации обводненных скважин, когда приходится откачивать водонефтяные эмульсии, вязкость которых значительна, это не уменьшает напряженность работы установки.

Таким образом, на объектах разработки Зайкинского и Росташинского месторождений существуют крайне сложные условия эксплуатации УЭЦН в скважинах, требующие своего подхода, своих методик, основанных на фундаментальных научных и промысловых исследованиях. Конечно, нельзя не учитывать накопленный опыт промысловиков различных нефтяных регионов и в первую очередь на месторождениях республик Башкортостан и Татарстан, а также Западной Сибири.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ НЕФТИ

Техническими условиями по применению отечественных УЭЦН устанавливаются допускаемые значения некоторых компонентов в откачиваемой жидкости и скважинных параметров [150]:

- 1) содержание механических примесей не более 0,1 г/л;
- 2) содержание сероводорода не более 0,01 г/л;
- 3) содержание свободного газа при использовании насоса с газосепаратором до 50 %, то же без газосепаратора до 25 %;
- 4) давление в области подвески насоса до 20 МПа;

5) температура жидкости у приема насоса не более 90 °С;
 6) скорость восходящего потока жидкости в зоне установки ПЭД не менее 0,06–0,75 м/с (скорость существенно зависит от температуры поступающей в насос жидкости и параметров УЭЦН).

Ранее было показано, что характеристики скважин и пластовых жидкостей Зайкинского и Росташинского месторождений отличаются по некоторым параметрам от регламентированных значений. Тем не менее было решено провести экспериментальные работы по изучению особенностей работы УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации. В качестве примера приведены результаты и методика исследований для скв. 1310 и 2612 Зайкинского месторождения, эксплуатирующих пласт D-V.

Методика исследований предусматривала:

- отбор и изучение глубинных проб нефти и воды;
- замер пластового давления и температуры;
- замер статических и динамических уровней жидкости в скважинах;
- определение плотности дегазированной нефти при сохранении условий отбора пробы;
- определение вязкости дегазированной нефти при сохранении условий отбора пробы;
- определение поверхностного натяжения на границе нефть – вода;
- определение плотности и температуры пластовой воды при условиях отбора;
- определение минерализации и химического состава попутной воды.

Результаты выполненных исследований приведены в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Результаты лабораторных исследований добываемой жидкости скважин пласта D-V Зайкинского месторождения

Показатель	Номер скважины	
	1310	2612
<i>Нефть</i>		
Условия отбора пробы:		
глубина, м	1500	1800
давление, МПа	9,6	20,4
температура, °С	36	43
Плотность дегазированной нефти при $p = 0,1$ МПа, $t = 20$ °С, кг/м ³	777	768
Плотность нефти при условиях отбора, кг/м ³	636	443
Вязкость дегазированной нефти при $t = 20$ °С, мПа·с	1,99	2,01
Вязкость нефти при условиях отбора пробы, мПа·с	0,97	1,01
Поверхностное натяжение на границе нефть – вода, мН/м	17	17

Вода		
Условия отбора пробы:		
глубина, м	4500	4500
давление, МПа	36,9	36,6
температура, °С	98	101
Плотность воды при условиях отбора, кг/м³	1,035	0,979
Общая минерализация воды, г/л	–	20,74

Возможная глубина спуска УЭЦН была определена на основании расчета с применением исходных данных, полученных в результате исследований.

Для расчета были выбраны следующие зависимости:

$$L_{\text{н}} = L_{\text{д}} + \frac{\delta_{\text{ан}}}{\rho_{\text{н}} g}, \quad (3.36)$$

где

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{н}}(1 - n_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \quad (3.37)$$

$L_{\text{н}}$ – глубина спуска УЭЦН, м; $L_{\text{д}}$ – динамический уровень, м; $p_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, Па; $\rho_{\text{см}}$, $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ – плотность соответственно смеси, нефти и воды, кг/м³; $n_{\text{в}}$ – обводненность добываемой жидкости, доли единицы; g – ускорение свободного падения, м/с².

Расчеты были проведены для двух значений динамических уровней (500 и 1000 м) и представлены в табл. 3.11.

Расчетные данные показывают, что глубина спуска УЭЦН зависит от плотности жидкости, поступающей в насос: с увеличением плотности из-за роста обводненности откачиваемой жидкости глубина установки ПЭЦН уменьшается.

Таблица 3.11

Результаты расчетов необходимой глубины (в м) подвески УЭЦН для скважин Зайкинского месторождения

Обводненность, доли ед.	Динамический уровень, м			
	500		1000	
	скв. 1310	скв. 2612	скв. 1310	скв. 2612
0,5	4865	5633	5365	6133
0,6	4667	5373	5167	5773
0,7	4486	4960	4986	5460
0,8	4320	4685	4820	5186
0,9	4167	4443	4667	4943
1,0	4026	4228	4526	4728

Даже при небольшом значении динамического уровня жидкости глубина подвески погружного электронасоса соизмерима с глубиной скважины.

Расчеты не охватывают все возможные варианты поведения газожидкостной смеси в скважине, так как не учтены структура газожидкостного потока, а также возможность использования газосепаратора для уменьшения глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости. Однако эти расчеты дают представление о качественной картине зависимости глубины спуска от плотности откачиваемой жидкости.

Основная трудность в оценке возможности эксплуатации таких скважин с помощью УЭЦН заключена в недостатках данных по соотношению фаз, давления и температуры на приеме насоса.

Приведем ориентировочные расчеты по определению газосодержания на приеме УЭЦН при заданных давлениях без учета обводненности по наиболее распространенному способу по методике А.П. Крылова. Расчет проводят по следующей формуле [148]:

$$\varepsilon = \frac{d\delta}{\rho g dl} = \frac{Q + a_0}{Q + a_0 + V} + a_1 V^2 + a_2 Q^{1,17} + a_3 VQ, \quad (3.38)$$

где ε – общий градиент давления, выраженный в высоте столба жидкости плотностью ρ_v , приходящейся на единицу длины dl ; Q , V – объемные расходы соответственно жидкости и газа при заданном давлении p ; d – диаметр НКТ; a_0 , a_1 , a_2 , a_3 – коэффициенты, определяемые в зависимости от диаметра НКТ и динамической вязкости жидкости: $a_0 = 0,795d^2 \cdot 10^{-4}$; a_1 , a_2 , a_3 – по таблицам [146, 148].

В уравнении (3.38) первое слагаемое представляет собой относительную плотность смеси, следующие три – гидравлические сопротивления трения. Второе слагаемое представляет собой гидравлическое сопротивление при движении в трубах только газа. Третье слагаемое соответствует потерям напора при движении в трубах только жидкости.

Проведем расчет теплового режима в зазоре между корпусом УЭЦН и эксплуатационной колонной по формуле, приведенной в работе [148], при следующих исходных данных: глубина спуска УЭЦН 4000 м; предполагаемый отбор жидкости 90 м³/сут; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 130 мм.

Расчет температуры в интервале установки ПЭД приближенно можно выполнить по формуле

$$T_{д\text{эк}} = T_{пл} - (L_{кп} - L) \frac{0,0034 + 0,79 \tilde{A} \cos \alpha}{10^{\frac{Q_{\text{эк}}}{20 D^{2,67}}}} + \frac{gH}{2C\eta_i} \left(\frac{1}{\eta_a} - 1 \right), \quad (3.39)$$

где $T_{д\ эк}$ – средняя температура потока в зазоре между ПЭД и эксплуатационной колонной, К; $T_{пл}$ – температура горных пород на отметке залегания кровли пласта, К; $L_{к\ п}$ и L – расстояние от устья скважины соответственно до кровли пласта и интервала установки ПЭД; G – средний геотермический градиент скважины, °С/м; α – средний угол между осью ствола скважины и вертикалью, градус; $Q_{ж\ су}$ – дебит жидкости из скважины, приведенный к стандартным условиям, м³/с; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; H – напор насоса, м; η_n , η_d – коэффициент полезного действия соответственно насоса и двигателя; C – массовая теплоемкость откачиваемой продукции, Дж/(кг·К).

На основании результатов расчетов можно сделать следующие выводы:

- при обводненности 14 % $T_{д\ эк} = 94$ °С;
- при обводненности 38 % $T_{д\ эк} = 92$ °С;
- глубина спуска УЭЦН соизмерима с глубиной скважины;
- предельное допустимое содержание свободного газа на приеме УЭЦН достижимо при давлении 22,0–23,0 МПа, что неприемлемо для отечественных УЭЦН, так как предельный перепад давления в зоне их спуска регламентируется 20,4 МПа;
- тепловой режим работы УЭЦН и кабеля также превышает установленный техническими условиями предел в 90 °С;
- геометрические параметры скважины и содержание сероводорода в продукции соответствуют условиям на применение отечественных установок типов УЭЦН5 и УЭЦН5А обычного исполнения.

Для проверки результатов, полученных в ходе исследований и расчетов, было принято решение об испытании насосов в скв. 828, 910, 1015 Росташинского и скв. 1312, 1323, 2611 Зайкинского месторождений.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ УЭЦН С ГАЗОСЕПАРАТОРАМИ

Характеристика условий работы экспериментальных скважин приведена в табл. 3.12, а параметры на приеме насосов имеют следующие значения:

Давление, МПа	36,7	31,7	26,7	21,7	16,7	11,7	6,7
Газосодержание, м ³ /м ³	0	0,23	0,41	0,56	0,70	0,80	0,91

УЭЦН-50-1800, оборудованная сепаратором 1МНГ-4, была спущена в скв. 910 пласта D-IV Росташинского месторождения на глубину 2074 м с погружением под динамический уровень жидкости 1994 м. Скважина отработала 72 сут с дебитом жидкости 86 м³/сут и нефти 2,6 т/сут. Остановка произошла

из-за снижения сопротивления изоляции до нуля. Из-за большой обводненности добываемой жидкости работы по испытанию были прекращены.

В скв. 1312 пласта D-IV Зайкинского месторождения была спущена установка УЭЦН-50-2000 с газосепаратором 1МНГ-4 на глубину 2700 м с погружением под уровень жидкости 2095 м. Установка отработала 68 сут с дебитом жидкости 96 м³/сут и нефти 1,4 т/сут. Причина остановки – заклинивание ПЭД. После повторного пуска насоса скважина отработала еще 23 сут с дебитом нефти 4,1 т/сут и была остановлена из-за прекращения подачи.

Испытания УЭЦН с газосепараторами 1МНГ-4 были продолжены в скв. 2611 пласта D-III Зайкинского месторождения, куда была спущена насосная установка УЭЦНМ5-50-2000. Предполагалось, что газосепаратор уменьшит негативное влияние газа, содержание которого в добываемой нефти достигало 500 м³/т.

Однако при глубине спуска 2700 м вывести на удовлетворительный режим работы УЭЦН не удалось: через каждые 15 мин происходило отключение насоса из-за срабатывания защиты минимальной нагрузки.

В скв. 1323 пласта D-IV Зайкинского месторождения также не удалось оценить эффект от применения газосепаратора 1МНГ-4 из-за непродолжительной работы УЭЦН: после 25 сут эксплуатации с дебитом жидкости 83 м³/сут и нефти 17,2 т/сут УЭЦН вышла из строя из-за снижения сопротивления изоляции.

Полученные материалы дают основание утверждать, что причинами неудовлетворительной работы УЭЦН с

Таблица 3.12

**Расчетные параметры на приеме УЭЦН, оборудованных газосепараторами
(в соответствии с РД 39-0147035-212–87)**

Расчетные параметры	Номера скважин		
	Скв. 910, Росташинское месторождение (D-IV)	Скв. 1323, Зайкинское месторождение (D-V)	Скв. 1312, Зайкинское месторождение (D-V)
Давление на приеме насоса, МПа	7,63	10,9	14,3
Объемное расходное газосодержание на приеме газосепаратора	0,79	0,77	0,64
Коэффициент сепарации	0,8	0,8	0,8
Средняя плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве, кг/м ³	590,3	636,2	500,2
Температура на приеме ПЭЦН, °C	71,1	87,5	80,7

газосепараторами 1МНГ-4 являются большие значения расходного газосодержания на приеме (0,64–0,79), возникающие из-за низких давлений на приеме ПЭЦН, значение которых составляет 7,63–14,3 МПа.

Совместные промысловые исследования ВНИИБТ и НГДУ "Юж-Оренбургнефть" показали, что при уменьшении забойного давления ниже допустимого значения, происходит резкое снижение дебита скважины, которое можно объяснить ухудшением фазовой проницаемости породы пласта для нефти и изменением раскрытости трещин в породе ПЗП. Именно в такие периоды происходит срыв подачи насоса, заканчивающийся в большинстве случаев ремонтом.

Результаты экспериментов позволяют сделать следующие выводы:

1) установки в скв. 828, 910, 1312, 1325 вышли из строя по техническим причинам, что не позволяет квалифицированно в полной мере оценить решение поставленной задачи;

2) температура в области подвески погружного двигателя почти достигала максимально допустимого значения для отечественных установок и могла повлиять на отказ погружного двигателя;

3) применение газосепараторов 1МНГ-4 в скв. 828, 910, 2611, 1323 привело к улучшению работы насоса, однако из-за аварийных отключений однозначного ответа об их эффективности по эксперименту получить не удалось;

4) сепараторы 1МНГ-4 имеют недостаточную пропускную способность по жидкости и не позволяют перекрыть весь ряд подач насосов соответствующего габарита;

5) применение УЭЦН для освоения глубоких скважин, заглушенных водой, нецелесообразно: неоднократные запуски и остановки, связанные с технологией освоения, приводят к преждевременному выходу из строя ПЭД;

6) эксперименты следует продолжить, используя при этом не только отечественные, но и зарубежные технологии и технические средства борьбы с газом.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ НАСОСОВ

В скв. 1015 пласта D-IV Росташинского месторождения был спущен насос, состоящий из трех секций: первая – от насоса с производительностью 200 м³/сут, вторая – 80 м³/сут и третья – 50 м³/сут.

Скважина перед ремонтом была заглушена водой плотностью 1020 кг/м³, статический уровень жидкости был зафиксирован на глубине 38 м. Поэтому задача состояла в первую очередь в откачке столба жидкости, заполнившей ствол скважины почти на

всю глубину, а затем в вызывании притока жидкости в скважину и выведении работы насоса и скважины на стационарный режим.

После спуска комбинированного насоса 1УЭЦН-50-1900 на глубину 2600 м удалось снизить уровень жидкости до 1824 м. Испытания проводились с доливом безводной нефти в затрубное пространство, однако вызвать приток не удалось. Насос отключался из-за срабатывания защиты минимальной нагрузки.

В скв. 828 пласта D-IV Росташинского месторождения была испытана УЭЦН-80-1600, смонтированная из четырех секций: первая – производительностью 200 м³/сут, последующие три – 80 м³/сут. Кроме того, установка была укомплектована газосепаратором 1МНГ-4.

Установка была спущена на глубину 2600 м. При погружении под уровень на 990 м она проработала 7 сут с дебитом жидкости 65,7 м³/сут и нефти 5,2 т/сут. Остановка УЭЦН произошла из-за разрушения корпуса нижней секции.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИМПОРТНЫХ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ

Действующий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, в ОАО "Оренбургнефть" составляет более 690 единиц, причем ежегодно фонд должен обновляться на 150–160 установок. При выборе типа установки в первую очередь смотрят на ее эксплуатационные характеристики, возможность использования в нестандартных геолого-физических условиях, стоимость оборудования, а затем – на источники получения этого оборудования. Несмотря на высокий МРП, достигнутый для скважин, оборудованных УЭЦН, повышение этого показателя имеет важное значение в стабилизации добычи нефти. В настоящее время в ОАО "Оренбургнефть" наряду с отечественными УЭЦН применяют и зарубежные погружные установки (табл. 3.13).

Наиболее широкое применение в ОАО "Оренбургнефть" среди импортных нашли насосы фирмы "Темпекс", по которым можно провести достоверный анализ работы и выявить причины их неисправностей в осложненных условиях эксплуатации.

Внедрение УЭЦН фирмы "Темпекс" на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" началось с 1995 г. За весь период эксплуатации в работе находилось 124 установки. За это время был произведен 61 подъем (50 % общего количества) погружного оборудования, в том числе 33 подъема по эксплуатационным причинам: механическое повреждение кабеля при спускоподъемных операциях, забивание рабочих органов насоса механическими примесями, негерметичность НКТ, неправильный подбор оборудования. Средний

Таблица 3.13

**Распределение УЭЦН по фирмам-изготовителям
по ОАО "Оренбургнефть" (данные за 1998 г.)**

Фирма-изготовитель	Количество установок			
	В наличии	В работе	Требуют ремонта	В резерве
Отечественные	838	636	201	–
"Темпекс" (Китай)	148	83	41	24
"CENTRILIFT"	15	7	8	–
"ODI"	76	29	46	1
Всего	1077	755	296	25

межремонтный период работы скважин составил 528 сут, а МРП непосредственно погружного оборудования – 404 сут. Фактические значения МРП для установок различных фирм-изготовителей следующие.

В целом по ОАО "Оренбургнефть"	459
Отечественные фирмы	401
"Темпекс"	404
"CENTRILIFT"	518
"ODI"	398

Анализ работы УЭЦН импортного производства на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" показал, что основными причинами выхода их из строя являются:

засорение рабочих органов насоса механическими примесями; негерметичность НКТ; механические повреждения кабеля при СПО – для УЭЦН фирмы "Темпекс";

засорение рабочих органов насоса механическими примесями; механические повреждения кабеля при СПО – для УЭЦН фирмы "CENTRILIFT";

засорение рабочих органов насоса механическими примесями – для УЭЦН фирмы "ODI".

Несмотря на относительно высокий МРП импортных установок, из имеющегося опыта их эксплуатации можно отметить следующие их недостатки:

1) ремонт импортных установок на базе ЦБПО возможен при условии закупки запасных частей (провода для электродвигателей, специального инструмента и т.д.), так как отечественные комплектующие не подходят;

2) после отработки 600–700 сут кабельные линии импортного производства, как правило, к эксплуатации и ремонту не пригодны вследствие полного разрушения брони;

3) пропуск гидрозащиты (фирма "Темпекс") из-за трещин в торцевых уплотнениях и, как следствие, снижение изоляции обмотки ПЭД до "нуля" с последующим прогаром токоввода. Про-

гар колодки токоввода при пропуске гидрозащиты происходит также и по причине отсутствия в станциях управления импортного производства (фирмы "Темпекс", "CENTRILIFT", "ODI") контроля за сопротивлением изоляции системы кабель – двигатель, что допускает повторное включение ПЭД. После прогара токоввода ПЭД и муфта кабельного ввода, как правило, ремонту не подлежат;

4) погружные электродвигатели мощностью 30 и 45 кВт (фирма "Темпекс") намотаны медным проводом диаметром 2 мм в изоляции диаметром 2,67 мм, в то время как отечественные провода такого же диаметра имеют диаметр по изоляции 2,24 мм. Из-за такого несоответствия при укладке провода в пазах статора ПЭД остается зазор между витками, что недопустимо. И наоборот, у проводов ПЭД фирмы "ODI" изоляция обмоточного провода тоньше, чем у отечественных;

5) для проведения ремонта гидравлической части погружных установок импортного производства отсутствует технологическая оснастка и рабочее место соответствующих размеров, так как размеры (длина) секций насосов отечественного производства меньше длины насосов импортного производства;

6) масла, применяемые для электродвигателей импортного производства, загустевают при отрицательных температурах, что затрудняет прокачку ПЭД маслом при монтаже на скважинах в зимнее время.

Для месторождений с аномально высоким газовым фактором нефти, разрабатываемых ОАО "Оренбургнефть", возможно применение УЭЦН фирмы "REDA" (США) специальных конструкций, предназначенных именно для подъема таких нефтей. Особенностью данных УЭЦН являются специфическая конструкция рабочих органов ПЭЦН и использование ротационных сепараторов на приеме насоса.

В скважинах с высоким газовым фактором ротационный сепаратор фирмы "REDA" удаляет из добываемой жидкости, по крайней мере, 90 % свободного газа. Удаляя этот газ в затрубное пространство, сепаратор исключает рециркуляцию, образование газовых пробок и кавитацию, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной его работы.

Принцип действия центробежного сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газожидкостная смесь поступает через приемные отверстия к входному устройству винтового типа. Здесь давление смеси повышается, и она подается на центрифугу, которая отделяет газ от жидкости. Жидкость вытесняется из сепаратора и направляется к первой ступени насоса. Более легкий газ

поднимается через разделитель потока и выходит в затрубное пространство.

На рис. 3.8 приведена характеристика одной из УЭЦН без свободного газа и с различным содержанием свободного газа на приеме насоса. Видно, что даже при большом содержании свободного газа в объеме жидкости эффективность работы сепаратора снижается крайне незначительно.

Для скважин с более низким газовым фактором возможно применение газосепаратора с обратным потоком или стандартного заборника с отверстиями.

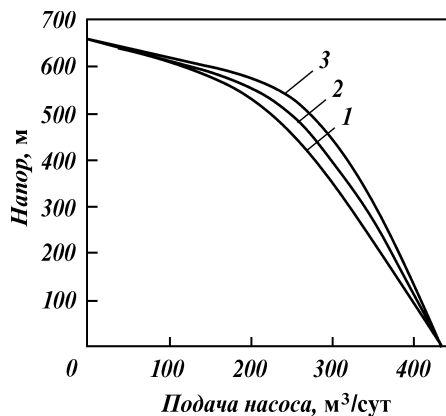


Рис. 3.8. График влияния свободного газа на рабочую характеристику насоса "Рэда" с центробежным газосепаратором при содержании газа на приеме насоса, $\text{нм}^3/\text{м}^3$:
1 – 0; 2 – 0,20; 3 – 0,60

3.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБВОДНЕННЫХ ПАРАФИНСОДЕРЖАЩИХ СКВАЖИН

Нефти многих нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО "Оренбургнефть", содержат значительное количество парафина, который при определенных условиях выпадает из нефти, откладываясь на поверхности оборудования. Интенсивность отложений может достигать больших величин, что приводит к пробкообразованию и остановке работы скважины.

Интенсивность отложений парафина в узлах УЭЦН несколько ниже вследствие нагрева последних. В зависимости от подачи повышение температуры в насосе (по данным различных авторов) составляет 5–10 °С. Максимальная величина нагрева относится к выкиду насоса. В области же приема вследствие резкого снижения давления и интенсивной сепарации газа температура ниже и процесс выделения парафина усиливается.

По этой причине наиболее частым видом отказа УЭЦН является запарафирование приема и приемных ступеней насоса. Указанный прирост температуры существенно не меняет картину отложений парафина и в насосно-компрессорных трубах.

Появление воды в продукции скважины уменьшает интенсивность отложений, но не решает проблему в целом. Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные многими авторами как в лабораторных, так и в промысловых условиях в обводненных скважинах при откачке парафинистых нефтей, позволили объяснить причину снижения подачи УЭЦН с увеличением вязкости откачиваемой водонефтяной эмульсии и образованием в ней твердой фазы.

Последние представлены флоккулами и агрегатами, состоящими из кристаллов парафина, асфальтосмолистых компонентов, воды, нефти и механических частиц [15]. Эти агрегатные частицы соизмеримы с размерами каналов рабочих ступеней и, попадая в них, препятствуют движению эмульсии, увеличивая гидравлические сопротивления и, следовательно, потерю напора насоса.

Современные методы предупреждения процесса отложений парафина в скважинах, оборудованных УЭЦН, включают в себя химические, тепловые методы, а также использование технических средств и применение подъемных труб с защитными покрытиями.

Химические методы, получившие широкое применение, относятся к комплексным методам, так как их влияние распространяется одновременно на несколько факторов. Способы доставки химических реагентов в скважины разнообразны: залповая закачка в пласт; подача реагента непосредственно на прием насоса.

Для защиты насоса и насосно-компрессорных труб наиболее целесообразна подача реагента на прием насоса. В этом случае может быть использован забойный дозатор с отверстием в верхней части простой конструкции. Насосно-компрессорная труба при этом подвешивается к низу компенсатора погружного электродвигателя. В скважине в калиброванное отверстие трубы дозатора поступает скважинная жидкость, которая, обладая плотностью большей, чем реагент, опускается в трубе вниз и вытесняет реагент через отверстие в скважину.

К тепловым относятся методы создания в скважине температурного поля, превышающего по значению температуру плавления парафина. Это достигается нагревом скважинной жидкости передвижными депарафинизационными агрегатами и созданием циркуляции через затрубное пространство. Метод обеспечивает удовлетворительную очистку от парафина, но требует периодического повторения.

В последнее время применяются различные конструкции электрических нагревателей поднасосного или наднасосного типа.

Исследователями также был предложен способ разрушения структуры эмульсии с частицами парафина, заключающийся в образовании на приеме насоса турбулизирующего эффекта за счет резкого изменения направления и скорости потока жидкости.

Устройство, разработанное для этой цели, состоит в наборе нескольких серийных рабочих ступеней и направляющих аппаратов, на площади дисков которых просверливают отверстия диаметром 8–10 мм. Пакет из 6–12 ступеней устанавливается на приеме насоса. Жидкость поступает в насос через каналы колеса и направляющего аппарата и одновременно через образованные отверстия. При этом вращающиеся колеса "режут" поток, нарушая условие безударного входа жидкости в рабочие колеса и направляющие аппараты.

Устройства, а они были названы деструктураторами или турбулизаторами (см. рис. 3.7), придают жидкости значительные градиенты скорости и способствуют интенсивной циркуляции смеси в области выкида колеса и усилению вихреобразования. Механические частицы и твердая фаза нефти, проходя через отверстия в ступенях, разрушаются.

Апробирование предложенного способа было проведено в скв. 325 (пласт Б₂), 304 (пласт Б₂), 403 (пласт А₄), 53 (пласт А₀+А₁), 60 (пласт А₄) Герасимовского месторождения НГДУ "Бузулук-нефть".

Количество деструктураторов, устанавливаемых на приеме насоса, выбиралось от 5 до 10. Например, в скв. 53, 60 в насосах УЭЦН5-40-1400 монтировалось по пять штук, а в скв. 308 с УЭЦН5-200-800 – по восемь штук.

Средняя обводненность продукции выбранных для испытаний скважин составляла 66 %, средний дебит жидкости 118 м³/сут. Характеристика скважин и показатели их работы до и после внедрения насосов с деструктураторами приведены в табл. 3.14.

Рассмотрим эксплуатацию отдельных скважин.

Скв. 325 эксплуатировалась с дебитом жидкости 185 м³/сут и обводненностью продукции 51 %. До внедрения деструктураторов в скважине было проведено пять подземных ремонтов, четыре из которых по причине отказа ПЭД; один был связан с заменой насосно-компрессорных труб. Межремонтный период работы составлял 69 сут. После спуска в скважину УЭЦН5-200-500 с деструктураторами дебит ее возрос до 226 м³/сут, обводненность увеличилась до 58 %. Скважина без ремонта отработала 270 сут.

Скв. 304 эксплуатировалась с дебитом жидкости 201 м³/сут и обводненностью продукции 98 %. На ней был произведен ремонт, связанный с выходом из строя ПЭД. После внедрения

деструктураторов скважина стала работать стабильно: межремонтный период увеличился от 177 до 247 сут.

Таблица 3.14

Показатели эксплуатации скважин УЭЦН с деструктураторами в НГДУ "Бузулукнефть"

Номер скважины, месторождение, пласт	Параметры работы скважины до внедрения деструктураторов			
	Тип насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, т/сут	Содержание воды, % (по массе)
185, Курманаевское, Б ₂ +Т ₁	ЭЦН5-200-800	1450	185	62
325, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1450	185	51
304, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1500	201	98
403, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-200-800	1600	169	60
53, Герасимовское, А ₀ +А ₁	ЭЦН5-40-1400	1400	24	2,2
60, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-40-1400	1400	20	0,7

Продолжение табл. 3.14

Номер скважины, месторождение, пласт	Параметры работы скважины после внедрения деструктураторов				Прирост дебита жидкости, т/сут
	Тип насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, т/сут	Содержание воды, % (по массе)	
185, Курманаевское, Б ₂ +Т ₁	ЭЦН5-200-800	1500	216	65	+31
325, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1450	226	58	+41
304, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1500	200	98	-1
403, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-200-800	1600	169	60	0
53, Герасимовское, А ₀ +А ₁	ЭЦН5-40-1400	1400	28	8	+4
60, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-40-1400	1450	23	1,2	+3

Скв. 53 эксплуатирует пласты А₀+А₁, нефти которых отличаются между собой. Так, по данным института "Типровостокнефть", смесь нефтей пластов А₀+А₁ обладает при температуре +30 °С вязкостью в шесть раз большей, чем безводные нефти пластов А₀ и А₁. Водонефтяная эмульсия имеет большую вязкость и стойкую структуру, что приводило к возникновению дополнительных гидравлических сопротивлений в насосе и снижению его производительности.

До перевода на насос с деструктураторами скважина эксплуатировалась серийным насосом УЭЦН5-130-1200, но через 2 мес была поднята из-за отсутствия подачи. Затем был спущен погружной электровинтовой насос УЭВНТ-5-80. Дебит

скважины составлял 20 т/сут, она отработала 5 мес, и вновь установка была поднята из-за прекращения подачи. Взамен нее была спущена УЭЦН5-40-1400 с деструктураторами. Дебит скважины составил 28 м³/сут, и она отработала 180 сут без ремонта.

Весьма показательным является применение деструктураторов в скв. 185, эксплуатирующей пласты Б₂+Т₁ Курманаевского месторождения. Серийная установка УЭЦН5-200-800 в этой скважине за один год поднималась 6 раз по причине отказа, МРП составил 55 сут, среднесуточный дебит жидкости 185 м³/сут при обводненности продукции 62 %.

Нефть и водонефтяные эмульсии этого месторождения, по данным института "Гипровостокнефть", обладают структурно-механическими свойствами. Вязкость образующихся водонефтяных эмульсий при температуре 10 °С превышает вязкость жидкой нефти в 11 раз.

После внедрения УЭЦН5-200-800 с деструктураторами дебит скважины достиг 216 м³/сут при обводненности продукции 65 %. Через 45 сут скважина снизила дебит до 152 м³/сут и продолжала эксплуатироваться в течение 50 сут. После замены насоса скважина восстановила первоначальный дебит, равный 216 м³/сут, и отработала без ремонта 90 сут, затем была выведена в ремонт по причине отказа ПЭД. После ремонта скважина отработала со средним межремонтным периодом 177 сут.

Анализ эксплуатации скважин при применении УЭЦН с деструктураторами позволяет сделать следующие выводы:

производительность УЭЦН в условиях откачки высоковязких эмульсий увеличивается на 15–20 %;

межремонтный период скважины возрастает на 10–50 %;

с уменьшением обводненности продукции скважин прирост производительности УЭЦН сокращается до 10–20 %;

в скважинах, дающих нефть обводненную на 96 % и более, применение деструктураторов не приводит к увеличению дебита и МРП;

деструктураторы в насосах выполняют также роль диспергаторов и, следовательно, уменьшают отрицательное влияние газа на работу УЭЦН, что повышает эффективность их применения;

экономическая эффективность применения деструктураторов в скважинах НГДУ "Бузулукнефть" оказалась достаточно высокой за счет увеличения добычи нефти и возрастания МРП работы скважин.

3.5. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПЛАСТ – УЭЦН

Оптимизация работы системы пласт – УЭЦН предполагает в конечном счете создание условий в скважине, при которых отбор газожидкостной смеси равен притоку из пласта. Несмотря на кажущуюся простоту задачи, ее решение сопряжено с рядом трудностей технического и технологического порядка, специфических для каждого месторождения, а зачастую пласта и скважины.

Выше были рассмотрены экспериментальные работы по применению УЭЦН в глубоких скважинах Зайкинского и Росташинского месторождений, нефти которых характеризуются значительным газосодержанием, большими давлениями насыщения нефти газом, высокой пластовой температурой и экстремальными давлениями.

Особую категорию составляют обводненные скважины, образующие вязкие водонефтяные эмульсии, извлечение которых с помощью серийных УЭЦН также сопряжено с осложнениями.

Неблагоприятное влияние на работу УЭЦН оказывают механические примеси, неорганические соли, асфальтосмолистые соединения, а также образование парафиновых отложений, наличие в продукции скважин коррозионно-активных веществ. Перечисленные факторы требуют индивидуального подхода при решении вопросов, связанных с оптимизацией.

Имеющиеся материалы по рассматриваемой теме базируются на данных конкретных месторождений. Одна из главных задач, которая решается при подборе УЭЦН к скважине, – это определение оптимального давления на приеме насоса.

Подбор УЭЦН к скважине следует начинать с установления оптимального значения дебита, рассчитываемого из условий геологического, технологического и технического порядка: прочность породы пласта, цементного камня, возможность разгазирования нефти, обводненность продукции, парафинообразование и т.д.

Принципиальное значение имеет параметр забойного давления, устанавливаемого в скважинах с точки зрения поддержания оптимальных условий разработки объекта. Этот параметр, как известно, обосновывается в проектах разработки месторождения.

При соблюдении линейного закона фильтрации Дарси и известном коэффициенте продуктивности пласта дебит скважины можно рассчитать по формуле

$$Q = K(p_{\text{п}} - p_{\text{с}}), \quad (3.40)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; K – коэффициент продуктивности пласта, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $p_{\text{п}}$ – пластовое давление, МПа; $p_{\text{с}}$ – забойное давление в скважине, МПа.

Выразив забойное давление $p_{\text{с}}$ через значение столба жидкости (газожидкостной смеси), можно определить динамический уровень жидкости $L_{\text{д}}$ при работе скважины на стационарном режиме по формуле (3.3).

По расчетному значению динамического уровня жидкости в скважине можно записать формулу для определения глубины спуска погружного центробежного электронасоса в виде

$$L_{\text{н}} = L_{\text{д}} + h_{\text{п}}, \quad (3.41)$$

здесь $h_{\text{п}}$ – оптимальная глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости, м. С этой величиной связан один из главных параметров, определяющих условия работы УЭЦН, – оптимальное давление на приеме $p_{\text{пр}}$. Именно этот параметр влияет на значение фактического объемного расходного газосодержания, а значит, и на оптимальную подачу УЭЦН.

Многие исследователи под оптимальным давлением на приеме понимают такое давление, при котором УЭЦН работает в области рекомендованного КПД, подачи, температуры в течение длительного времени.

Промысловыми исследованиями [85] установлено, что с увеличением газосодержания до определенного значения, особенно в скважинах, продуцирующих обводненную нефть, происходит некоторое увеличение КПД, затем он снижается. На основании экспериментов были рекомендованы оптимальные значения газосодержания для нефтей девона, которые могут отличаться для месторождений, залегающих в других геолого-физических условиях:

Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Обводненность продукции, %
0,04–0,06	Безводная
0,06–0,08	20
0,08–0,16	20–60

В работе [30], выполненной институтом "ТатНИПИнефть", приводится оптимальное газосодержание в откачиваемой жидкости для некоторых типоразмеров УЭЦН (табл. 3.15).

Для других типоразмеров газосодержание предлагается принять равным 0,106, что соответствует давлению на приеме 6,0 МПа для безводной нефти Ромашкинского месторождения.

Анализ рассмотренных материалов позволяет сделать следующие выводы:

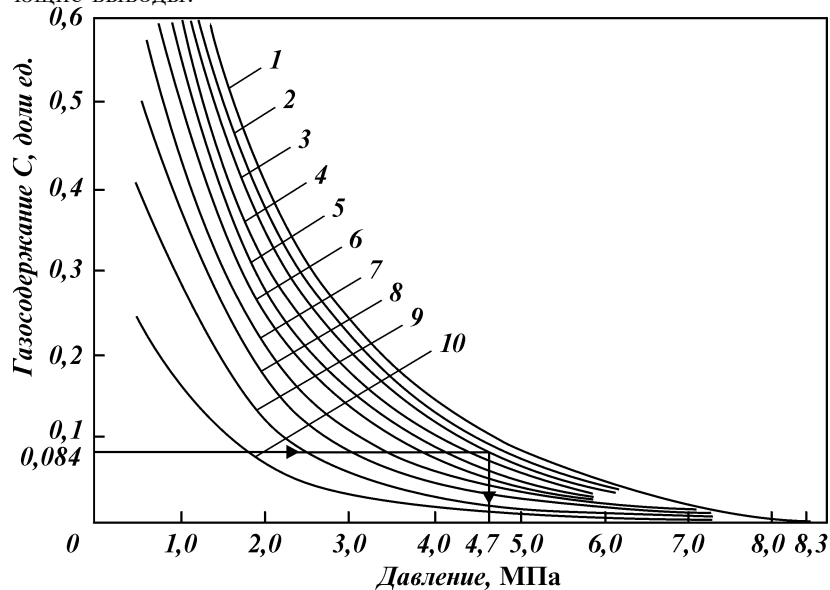


Рис. 3.9. График изменения объемного расхода газосодержания в жидкости в зависимости от давления на приеме насоса и обводненности продукции пласта, %:
1 – 0; 2 – 10; 3 – 20; 4 – 30; 5 – 40; 6 – 50; 7 – 60; 8 – 70; 9 – 80; 10 – 90

установлено существование в скважине, эксплуатируемой УЭЦН, оптимального газосодержания, часто отличающегося от рекомендаций в инструкциях по их применению;

для конкретных месторождений определены значения оптимального давления на приеме насосов;

построены графические зависимости давление – обводненность – газосодержание для ряда месторождений (рис. 3.9).

Таблица 3.15
Газосодержание в безводной нефти для УЭЦН

Типоразмер УЭЦН	Газосодержание, м ³ /м ³	Давление на приеме УЭЦН, МПа
УЭЦН5-80-1200	0,084	6,4
УЭЦН5-130-1200	0,152	5,2
УЭЦН6-160-1100	0,114	5,8

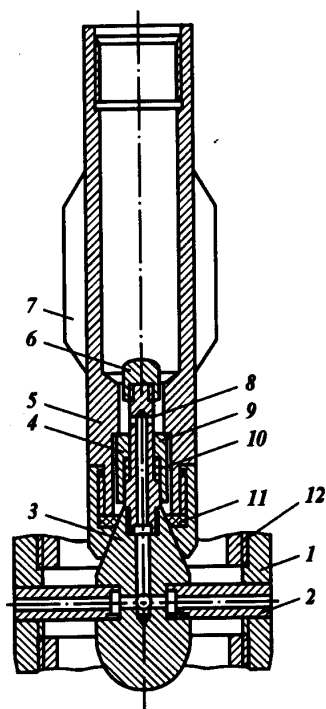
В ОАО "Оренбургнефть" была апробирована методика подбора УЭЦН к скважинам, разработанная в ТатНИПИнефти. В этой методике решение дается в виде множества типоразмеров УЭЦН и глубин спуска. Количество вариантов доходит до 20 и более. При этом ни один из них не является оптимальным, так как при расчетах задаются глубины спуска УЭЦН и по ним определяются другие параметры. Видимо, следует вначале определиться со значением оптимального давления на приеме, а затем рассчитывать все другие параметры. При таком подходе глубина спуска может быть установлена с достаточной точностью.

Отработка методики оптимизации предполагает получение надежных исследовательских данных по месторождению в результате контроля за работой УЭЦН в скважинах. При этом необходимо ответить на следующие вопросы: достаточно ли точно выбрана глубина спуска УЭЦН? соответствует ли давление на приеме УЭЦН его оптимальному значению при данной обводненности продукции скважины?

О правильности выбора глубины спуска УЭЦН судят по динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве при работающей установке. Однако замер динамического уровня жидкости серийными приборами при выпуске газа из затрубного пространства приводит к большим ошибкам в определении уровня жидкости, так как при стравливании газа образуются достаточно высокие пенные столбы. Звуковые волны от пенной поверхности хорошо отражаются и действительное положение уровня оказывается искаженным. С другой стороны, не зная плотности жидкости в затрубном пространстве в интервале динамический уровень – прием насоса, нельзя точно вычислить давление на приеме.

Для этой цели более целесообразно использовать специальное устройство, монтируемое в месте соединения насосно-компрессорных труб с УЭЦН перед их спуском в скважину. Устройство получило название "суфлер" и представляет собой патрубок с несколькими каналами, при определенных условиях сообщающими полость насосно-компрессорных труб, и сопрягаемым с суфлером глубинным манометром.

На рис. 3.10 показан суфлер, который состоит из специальной соединительной муфты 1, предназначенной для соединения лифтовых труб и являющейся основой всего устройства; корпуса 3 с отверстиями, связанными с затрубным пространством посредством трубок 2; клапанного устройства, состоящего из трубки 4 с отверстием 8, ползуна 9, пружины 10 и головки 6. Верхняя часть корпуса 3 выполнена в виде конуса и служит посадочным гнездом для специального наконечника 5 глубинного манометра. В нормальном состоянии ползун 9 отжат пружиной 10



в верхнее положение. В результате отверстие 8 закрыто (внутренняя полость лифтовых труб 12 с затрубным пространством не сообщается). При спуске глубинного манометра его наконечник 5 садится на конус корпуса 3. При этом ползун 9 под действием веса прибора отжимается вниз, отверстие 8 открывается, что обеспечивает связь чувствительного элемента прибора с затрубным пространством. Точность посадки наконечника манометра обеспечивается направляющими пластинами 7, приваренными к его корпусу, а герметичность – имеющимся в его нижней части уплотнительным устройством 11.

Применение суфлера в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, позволило более квалифицированно решать ряд технологических задач, в частности:

Рис. 3.10. Суфлер

получать значения давлений на приеме и выкиде из насоса одновременно;

судить о реальном номинальном напоре насоса, работающего в скважине;

получать значения номинальной подачи насоса, отложив на характеристике подача – напор значение фактического напора;

судить о сбоях в работе скважины или насоса по результатам сравнения номинального дебита с фактическим;

оценивать оптимальную область работы насоса и принимать решение об ее изменении;

строить индикаторную кривую путем изменения давления на приеме во времени и контролировать динамику коэффициента продуктивности скважины.

Кроме того, применение суфлера описанной конструкции позволило использовать его в качестве сливного клапана. Для этого на скрепковой проволоке спускается или просто

сбрасывается в НКТ металлический цилиндр, оборудованный в нижней части наконечником, аналогичным приставке к глубинному манометру. Наконечник снабжается сквозными отверстиями для перетока жидкости из НКТ в затрубное пространство. Канал для перетока образуется после посадки цилиндра с наконечником на корпус и "отжатия" шарикового запорного элемента.

Этот способ слива жидкости из НКТ более надежен, так как при известном способе вследствие накопления над сливным клапаном различных механических примесей сбить его зачастую не удастся и НКТ приходится поднимать с жидкостью.