

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

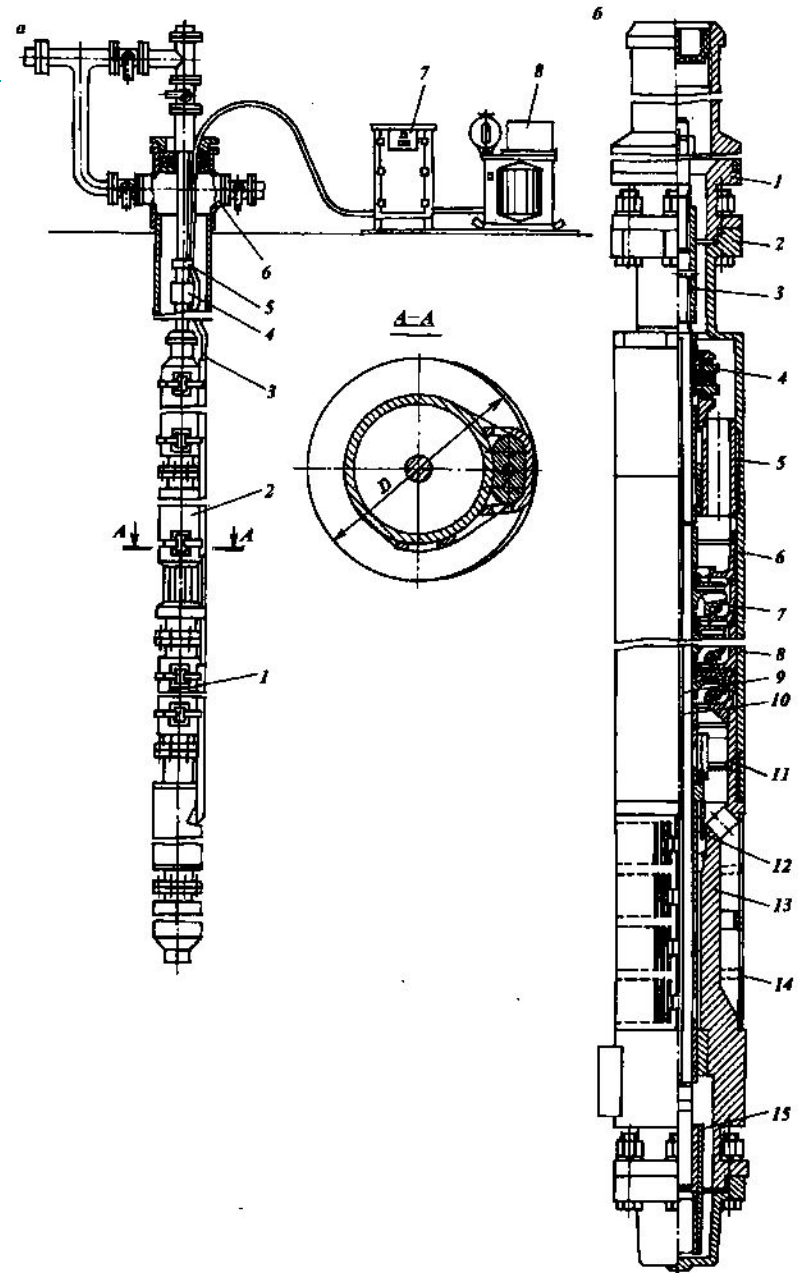
Наряду с глубинными штанговыми насосами большое применение находят установки электропогружных центробежных насосов, которые используют при эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин в агрессивных средах. УЭЦН, не имея длинной колонны штанг между насосом и приводом, позволяют 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 трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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.

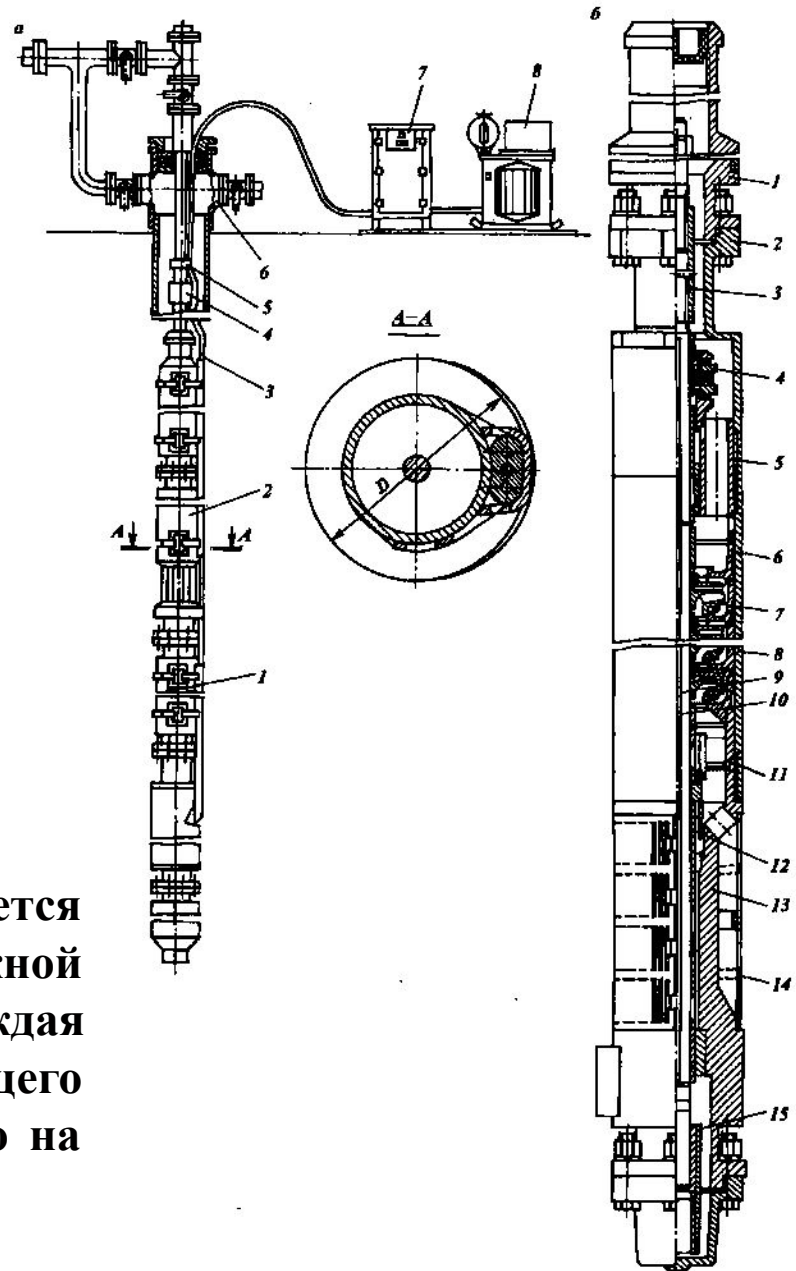


### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Рис. 3.1. Установка электропогружного центробежного насоса:

а - 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

Основным элементом УЭЦН является многоступенчатый, секционный погружной центробежный электронасос (рис. 3.1, б). Каждая степень ПЭЦН состоит из направляющего аппарата 6 и рабочего колеса 7, насаженного на общий вал 9 всех ступеней секции.



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### 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 допустимого 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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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,

$$K_a = \frac{1}{1 + 0,6 \cdot \frac{Q}{v_0 \cdot F_3}}$$

где **Q** - производительность насоса, м<sup>3</sup>/сут; **v<sub>0</sub>** - относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с; **F<sub>3</sub>** - площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и ПЭД, м<sup>2</sup>. Всю остальную часть расчетов в связи с изменением газового фактора выполняют аналогично варианту ШСНУ.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### 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  $H_c = H_c(Q_c)$ .

$$H_c = L_d + \frac{P_2}{\rho_{ж} \cdot g} + h_T - L_{г}$$

где  $L_d$  - глубина динамического уровня скважины при отборе заданного количества жидкости, м;  $P_2$  - давление на устье скважины, Па;  $\rho_{ж}$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с;  $h_T$  - потери напора на трение, м;  $L_{г}$  - высота подъема жидкости за счет работы газа, м.

Высота подъема жидкости за счет работы выделившегося в НКТ газа

$$L_{г} = 4 \cdot d \cdot \Gamma_{эф} \cdot \left( 1 - \sqrt[3]{\frac{P_2}{P'_{нас}}} \right) \cdot (1 - n_B)$$

где  $d$  - диаметр НКТ, дюймы;  $\Gamma_{эф}$  - эффективный газовый фактор, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $P'_{нас}$  - давление насыщения после сепарации газа у насоса;  $n_B$  - средняя обводненность продукции в подъемнике при среднем давлении в подъемнике  $P = 0,5(P_{вн} + P_2)$ .

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Для построения напорной характеристики скважины задаются несколькими значениями дебита (пять-шесть, начиная от нуля); по расчетным точкам в координатах  $H_c = H_c(Q)$  строится линия развиваемого пластом напора  $H_c$ . 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, м <sup>3</sup> /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

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



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

где  $Q_{в\text{ опт}}$  - 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. Ляпкова - В.П. Максимова для жидкостей, вязкость которых в пластовых условиях не превышает 0,03 - 0,05 см<sup>2</sup>/с. Для повышенных значений вязкости, газосодержания нефти и температуры необходимо корректировать рабочие характеристики насоса.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

В качестве вязкостной характеристики продукции нефтяных скважин используется кажущаяся кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с:

$$\nu_{\hat{y}} = \mu_{\hat{y}} / \rho_{\hat{a}i}$$

где  $\mu_{\hat{y}}$  - кажущаяся динамическая вязкость эмульсии при соответствующих значениях температуры и скорости сдвига потока, Па·с;  $\rho_{\hat{a}i}$  - средняя плотность скважинной продукции в каналах рабочих органов насоса, кг/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{\hat{a}i} = \rho_i \cdot (1 - n_{\hat{a}}) + \rho_{\hat{a}} \cdot n_{\hat{a}}$$

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

$$K_{H,Q} = \frac{H}{H_{\hat{a}}} = \frac{Q}{Q_{\hat{a}}} \quad K_{\eta} = \frac{\eta}{\eta_{\hat{a}}}$$

где  $H_{\hat{a}}$ ,  $Q_{\hat{a}}$ ,  $\eta_{\hat{a}}$  - соответственно напор, подача и КПД насоса при работе на воде в заданном режиме;  $H$ ,  $Q$ ,  $\eta$  - те же параметры, но при работе насоса на вязкой жидкости. Коэффициенты  $K_{h,q}$  и  $K_{\eta}$  зависят от числа Рейнольдса потока в каналах центробежного электронасоса, определяемого по формуле

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

$$Re_i = \frac{4,3 + 0,816 \cdot n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \cdot \frac{Q}{v_y} \cdot \sqrt[3]{\frac{\omega}{Q_{\hat{a}} \hat{\pi} \hat{\pi} \hat{\pi}}}}$$

где  $n_s$  - коэффициент быстроходности ступени насоса,

$$n_s = 193 \cdot n_1 \cdot Q_{\hat{a}}^{0,5} \cdot \left( g \cdot \frac{H_{\hat{a}}}{Z_i} \right)^{-0,75}$$

$n_1$  - частота вращения вала насоса, 1/с;  $Q_{в\text{ опт}}$  - подача насоса на воде в оптимальном режиме, м<sup>3</sup>/с;  $H_{в\text{ опт}}$  - напор насоса на воде в оптимальном режиме, м;  $Z_n$  - число ступеней насоса.

По величине  $Re_n$  с помощью специальных графиков П.Д. Ляпкина находят значения коэффициентов  $K_\eta$  и  $k_{h,q}$  и пересчитывают характеристики насоса с воды на эмульсию. Кроме графического способа определения данных коэффициентов, можно воспользоваться и аппроксимирующими формулами:

для ламинарного режима

$$K_{H,Q} = \frac{Re_i}{Re_i - 5 + 200 \cdot Q_{\hat{a}} / Q_{\hat{a}} \hat{\pi} \hat{\pi} \hat{\pi}}$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg Re_i - 0,63 - 0,26 \cdot Q_{\hat{a}} / Q_{\hat{a}} \hat{\pi} \hat{\pi} \hat{\pi}$$

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

для турбулентного режима

$$K_{H,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg Re_i) \cdot \left( 0,027 + 0,0485 \cdot \frac{Q_{\hat{a}}}{Q_{\hat{a} \text{н} \hat{o}}} \right)$$

$$K_{\eta} = 0,274 \cdot \lg Re_i - 0,06 - 0,14 \cdot Q_{\hat{a}} / Q_{\hat{a} \text{н} \hat{o}}$$

где  $Q_{\text{в}}$  - подача насоса на воде при соответствующем режиме, м<sup>3</sup>/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  $N_i$ .
5. Вычисляют значение коэффициента быстроходности. Если число оборотов вала насоса неизвестно, то оно принимается равным 295 с<sup>-1</sup>.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

6. По определенному числу Рейнольдса для оптимального режима ( $Q/Q_{в\text{ опт}} = 1$ ) по формулам 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 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 с 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  $Q = Q_{в\text{ опт}}$ , по формулам определяют значения коэффициента  $K_{\eta}$  для двух режимов, из которых выбирают меньшие.
10. Определяют подачу, напор, КПД насоса, соответствующие режиму  $Q = Q_{в\text{ опт}}$ .
11. Операции п. 1-10 повторяют и для других принятых значений отношений  $Q/Q_{в\text{ опт}}$ , после чего строят график  $Q-N$ ,  $\eta-Q$ ,  $Q-N$ , где  $N$  - потребляемая насосом мощность (в кВт) при откачке скважинной продукции в выбранном режиме.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### 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  $R_{пл}$  и  $R_{заб}$  давление у входа в насос при освоении скважины может быть ниже, а на выходе - выше, чем в обычных условиях работы насоса.

Рост удельной энергии, затрачиваемой на подъем жидкости, вызывает уменьшение подачи и ее прекращение, что 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  $R_{пр} \geq m_{jn}$ .

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### 3.2. Применение УЭЦН в скважинах ОАО «Оренбургнефть»

Анализ приведенных результатов работы УЭЦН на нефтяных скважинах ОАО "Оренбургнефть" 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 ПШД. Основными неисправностями УЭЦН в системе являются электропробой обмотки статора ПЭД и засорение рабочих органов насоса.

Кроме того, в ОАО "Оренбургнефть" 22 скважины-шурфа оборудованы УЭЦН в системе водоснабжения для ПШД. 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).

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

В настоящее время фонд скважин, эксплуатирующих УЭЦН, составляет более 600 единиц, или 30 % всего действующего фонда, однако доля в годовой добыче нефти составляет около 50 % (жидкости - около 70 %). Существенного изменения фонда скважин, оборудованных УЭЦН, за последние годы не произошло, однако добыча нефти за последние три года уменьшилась на 29 %. Нарращивание отбора жидкости не компенсировало потерю в добыче нефти в связи с ростом обводнения продукции скважин.

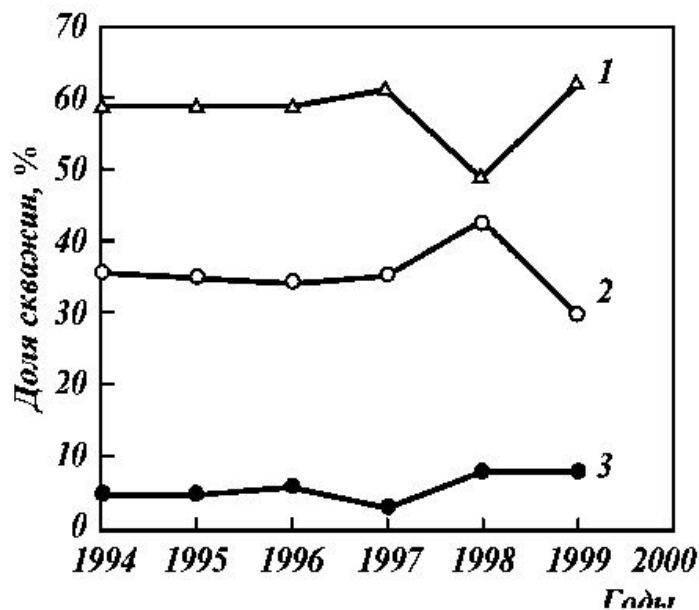


Рис. 3.2. Динамика доли скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:  
1 - ШСНУ; 2 - УЭЦН; 3 - фонтан

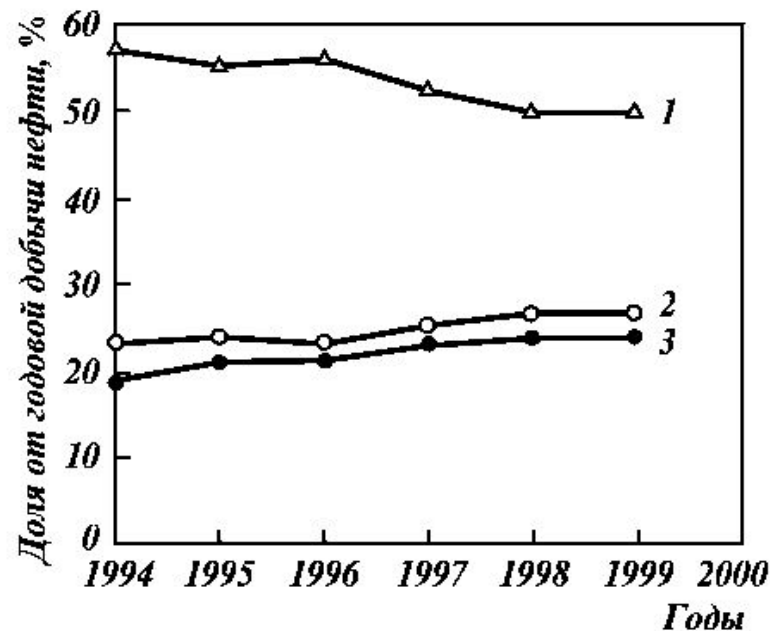


Рис. 3.3. Динамика доли добычи нефти ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:  
1 - УЭЦН; 2 - фонтан; 3 - ШСНУ



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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 на рис. 3.4, 3.5. Количество насосов производительностью до 100 м<sup>3</sup>/сут составляет 86 %.

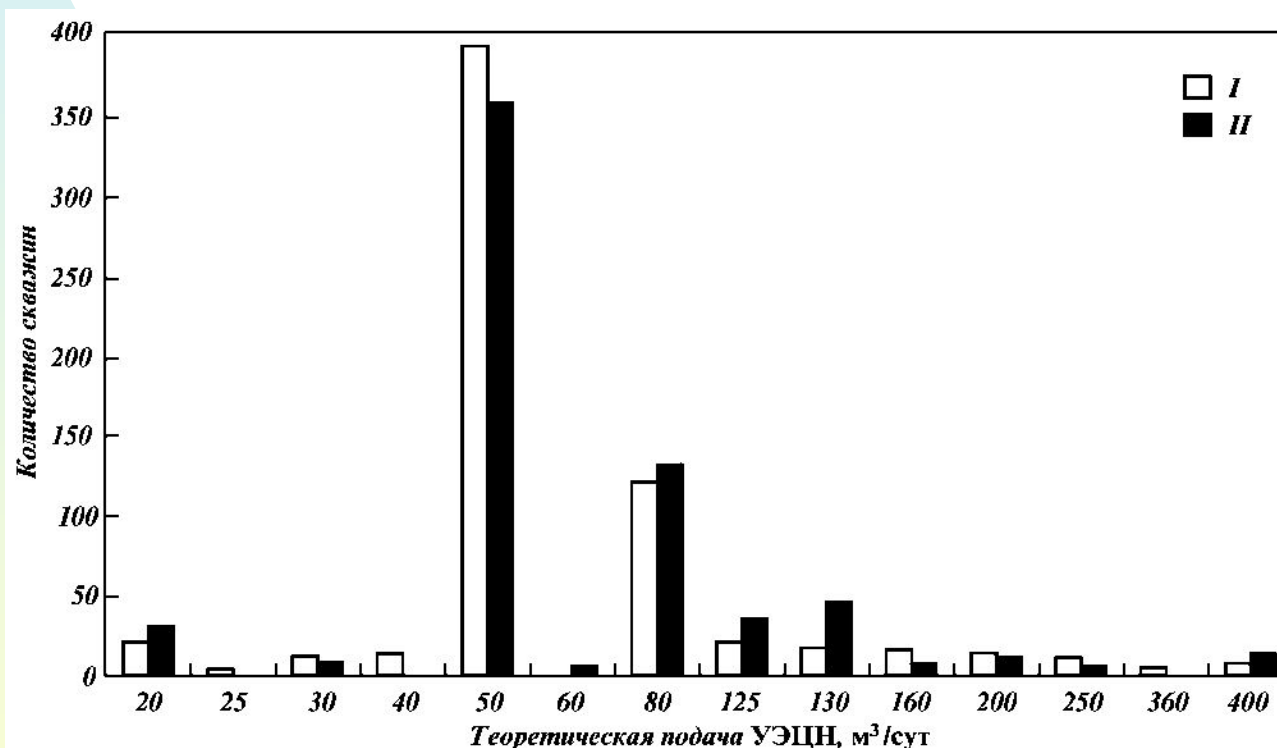


Рис. 3.4. Распределение количества скважин по теоретической подаче УЭЦН:  
I - 1995 г.; II - 1998 г.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

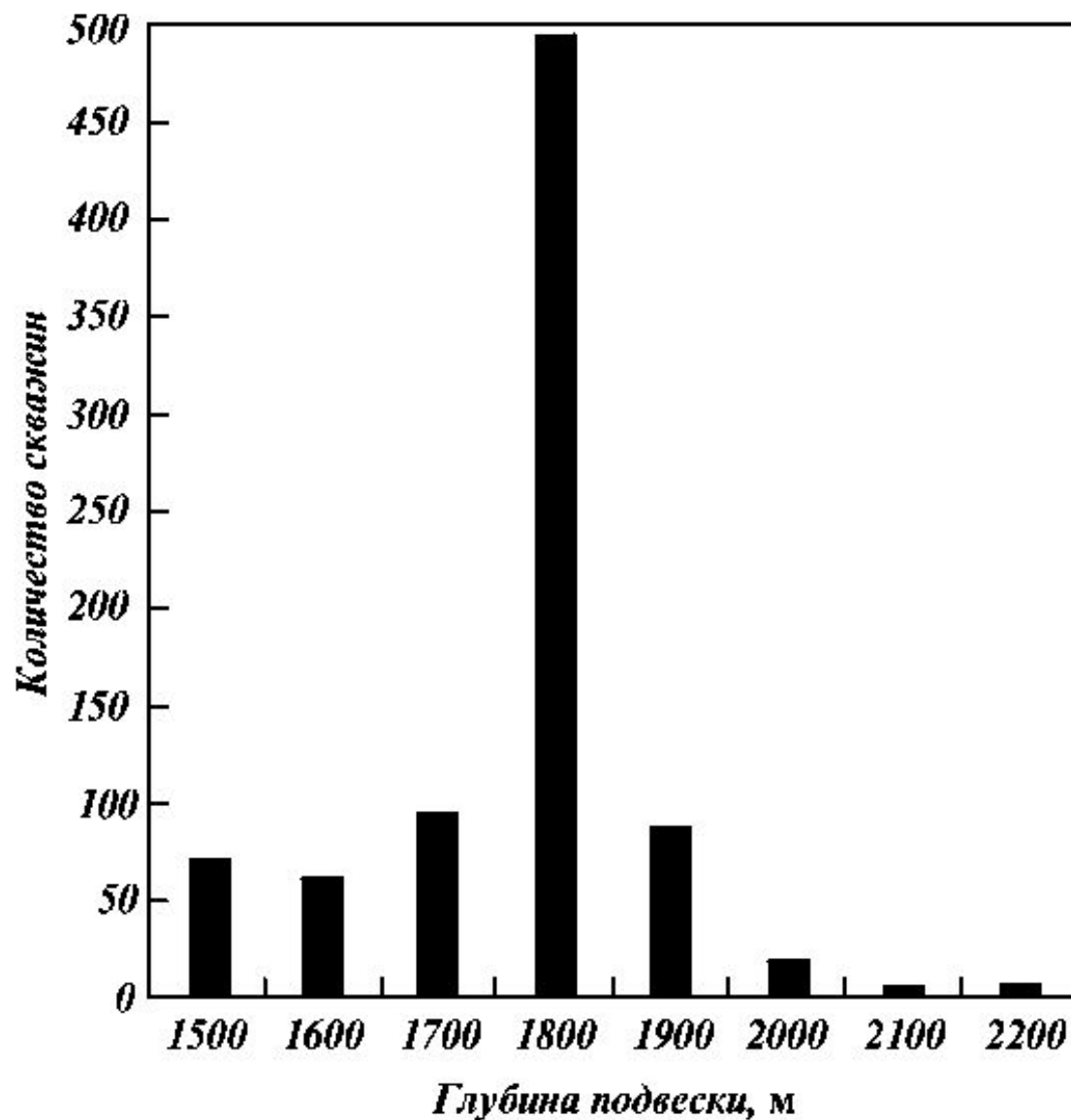


Рис. 3.5. Распределение количества скважин по глубине подвески УЭЦН

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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, а затем вырос на 40 сут.

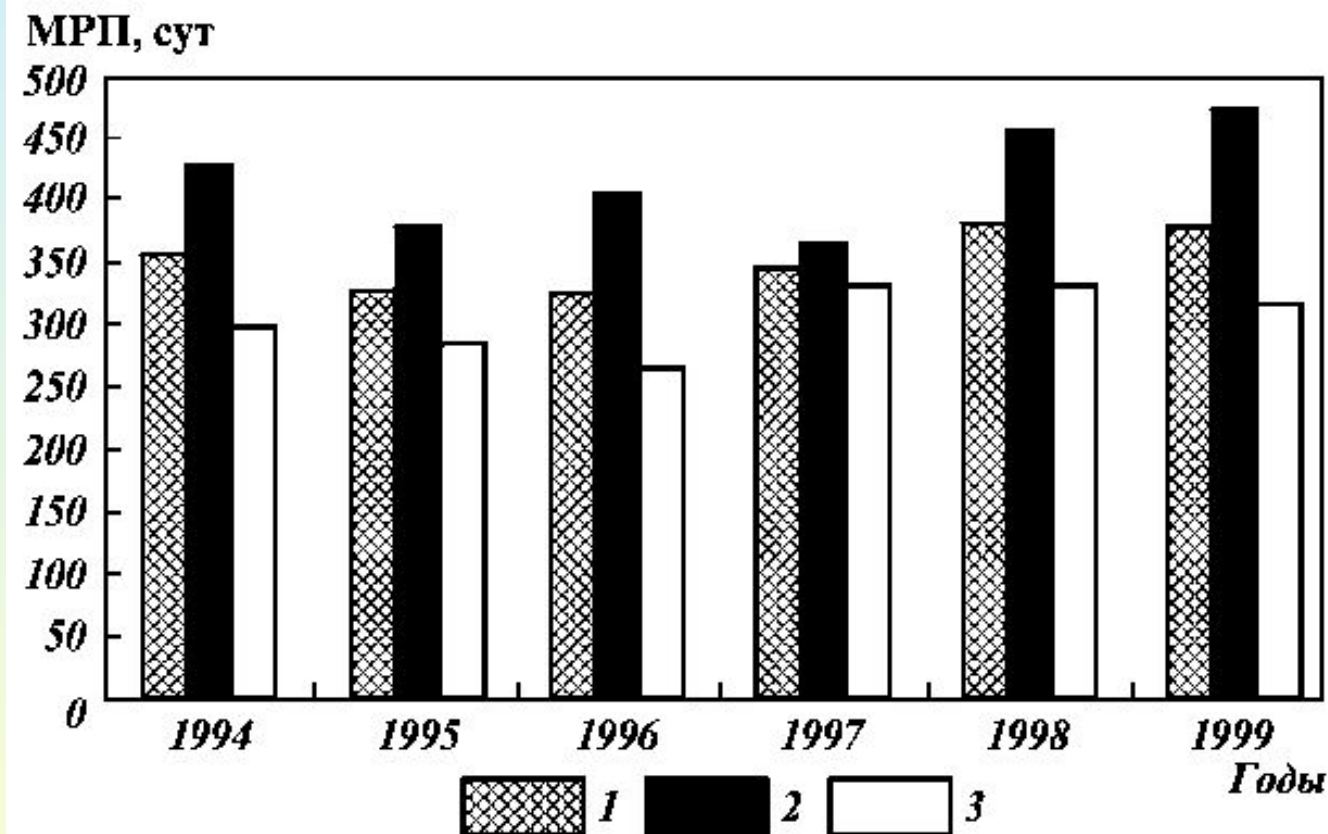


Рис. 3.6. Динамика МРП работы скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации: 1 - в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 2 - УЭЦН; 3 - ШСНУ

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Таблица 3. 5. Причины и доля выхода из строя УЭЦН по добывающим скважинам ОАО "Оренбургнефть" (за 1999 г.)

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузу-лук-нефть"	НГДУ "Бугу-руслан-нефть"	НГДУ "Сорочинск-нефть"	НГДУ "ЮжОренбургнефть"	ОАО "Оренбургнефть"
<b>Насос</b>					
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
<b>Всего</b>	<b>11,93</b>	<b>12,07</b>	<b>18,92</b>	<b>-</b>	<b>13,59</b>

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

<b>Погружной электродвигатель</b>					
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
<b>Всего</b>	<b>10,09</b>	<b>34,48</b>	<b>6,31</b>	<b>25,00</b>	<b>15,59</b>
<b>Гидрозащита</b>					
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
<b>Всего</b>	<b>17,89</b>	<b>0,86</b>	<b>12,61</b>	<b>-</b>	<b>12,03</b>

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

<b>Кабель</b>					
Пробой кабеля в геле	12,39	8,62	13,51	25,00	11,80
Пробой кабеля в срoгке	0,47	-	-	-	0,22
Пробой в кабельной муфте	-	1,76	-	-	0,45
Пробой удлинигеля	-	-	-	-	-
Снижение сопротивления изоляции	0,92	-	-	-	0,45
Прочие причины	0,92	2,59	-	-	1,11
<b>Всего</b>	<b>14,68</b>	<b>12,93</b>	<b>13,51</b>	<b>25,00</b>	<b>14,03</b>
<b>Эксплуатационные причины</b>					
Отложения солей	0,92	-	0,90	-	0,67
Засорение приема насоса механическими примесями	21,10	19,83	23,42	-	21,16
Негерметичность НКТ	5,96	1,72	3,60	-	4,23

## 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузу- лук- нефть"	НГДУ "Бугу- руслан- нефть"	НГДУ "Соро- чинск- нефть"	НГДУ "ЮжОрен -бург- нефть"	ОАО "Орен бург- 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
Неустановленные причины	0,46	-	1,80	-	0,63

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Несмотря на относительно высокий МРП работы скважин, оборудованных УЭЦН 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 водо-нефтяных 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

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.



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

При определенном расположении 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 УЭЦН, на промыслах ОАО "Оренбургнефть" постоянно проводятся комплексные научно-исследовательские работы как промысловыми работниками, так и работниками НИИ.

ОАО "Оренбургнефть" эксплуатирует более 90 месторождений с 288 залежами. Диапазон изменения газового фактора нефтей по месторождениям, разрабатываемым НГДУ: "Бузулукнефть" 20-395 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; "Сорочинскнефть" 23~525 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; "Бугурусланнефть" 8~94 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; "ЮжОренбургнефть" 450-5000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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

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

**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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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

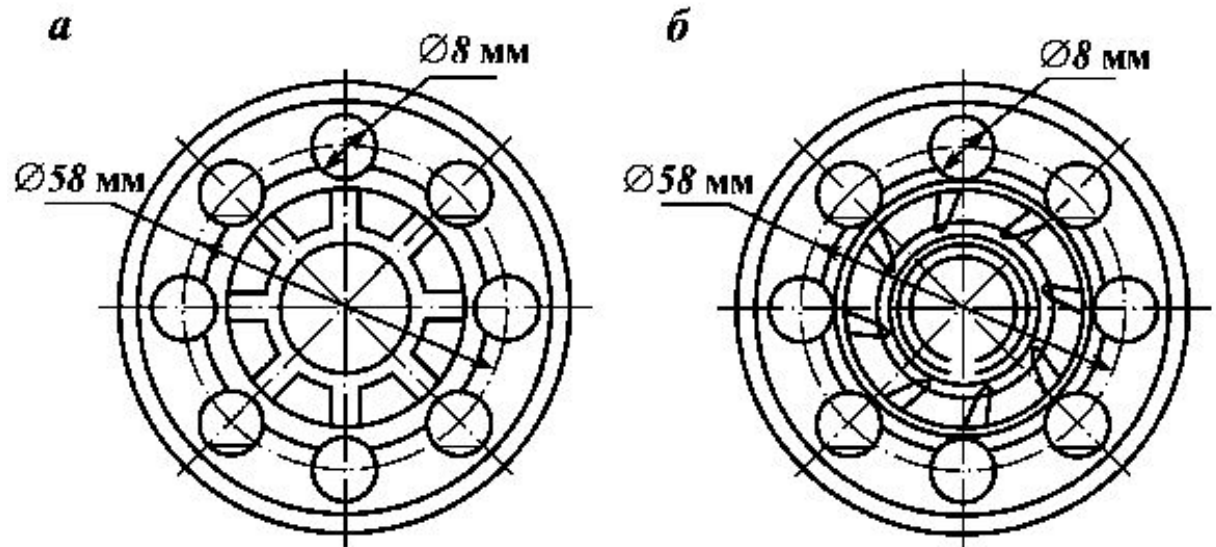
По данным эксплуатации УЭЦНМ5-125-1500 с сепаратором МНГСЛ5 на Таллинском месторождении Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа ПЭЦН в течение длительного времени при объемном расходном газосодержании равном 0,806.

**Применение диспергаторов.** По данным исследований БашНИПИнефти и НГДУ "Туймазанефть" 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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

**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

$$Q_0 = Q_{\text{opt}} \cdot \left( 1 + \frac{\beta}{1 - \beta} \right)$$

где  $Q_{\text{opt}}$  - объемный расход жидкой фазы в условиях приема насоса, обеспечивающий оптимальную подачу насоса;  $\beta$  - объемное расходное газосодержание у приема насоса. Рекомендованное число ступеней большей подачи на приеме

$$n = \frac{(P_{2c} - P_{1c})}{P_i}$$

где  $P_{2c}$  - давление на выходе последней приемной ступени;  $P_{1c}$  - давление на приеме насоса;  $P_i$  - давление, развиваемое одной приемной ступенью.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Оценка возможности эксплуатации скважин с высоким газовым фактором 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.

Для этих месторождений характерно:

- содержание газа в нефти изменяется в пределах от 500 до 2000 м<sup>3</sup>/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/м<sup>3</sup>;
- пластовая температура достигает 95-105 °С.

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

Для расчета были выбраны следующие зависимости:

$$L_i = L_{\ddot{a}} + \frac{D_{i\ddot{a}\tilde{n}}}{\rho_{\tilde{n}i} \cdot g}$$

$$\rho_{\tilde{n}i} = \rho_i \cdot (1 - n_{\hat{a}}) + \rho_{\hat{a}} \cdot n_{\hat{a}}$$

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Оценка возможности эксплуатации скважин с высоким газовым фактором с применением УЭЦН

где  $L_n$  - глубина спуска УЭЦН, м;  $L_d$  - динамический уровень, м;  $P_{нас}$  - давление насыщения нефти газом, Па;  $\rho_{см}$ ,  $\rho_n$ ,  $\rho_v$  - плотность соответственно смеси, нефти и воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_v$  - обводненность добываемой жидкости, доли единицы;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

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

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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Оценка возможности эксплуатации скважин с высоким газовым фактором с применением УЭЦН

На основании результатов этих расчетов можно сделать следующие выводы:

- при обводненности 14 %  $T_{д эк} = 94 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- при обводненности 38 %  $T_{д эк} = 92 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- глубина спуска УЭЦН соизмерима с глубиной скважины;
- предельное допускаемое 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.



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания УЭЦН с газосепараторами

Характеристика условий работы экспериментальных скважин и 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 <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	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 м<sup>3</sup>/сут и нефти 2,6 т/сут. Остановка произошла из-за снижения сопротивления изоляции до нуля. Из-за большой обводненности жидкости работы по испытанию были прекращены.

В скв. 1312 пласта 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 м<sup>3</sup>/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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания УЭЦН с газосепараторами

Предполагалось, что газосепаратор уменьшит негативное влияние газа, содержание которого в добываемой нефти достигало 500 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сут и нефти 17,2 т/сут УЭЦН вышла из строя из-за снижения сопротивления изоляции.

Полученные материалы позволяют утверждать, что причинами неудовлетворительной работы УЭЦН с 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 "ЮжОренбургнефть" 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

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания УЭЦН с газосепараторами

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.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### 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 м<sup>3</sup>/сут, вторая - 80 м<sup>3</sup>/сут и третья - 50 м<sup>3</sup>/сут.

Скважина перед ремонтом была заглушена водой плотностью 1020 кг/м<sup>3</sup>, 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 м<sup>3</sup>/сут, последующие три - 80 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сут и нефти 5,2 т/сут.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания импортных УЭЦН при повышенном газосодержании

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, забивание рабочих органов насоса механическими примесями, негерметичность НКТ, неправильный подбор оборудования.

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

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания импортных УЭЦН при повышенном газосодержании

Средний 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".

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания импортных УЭЦН при повышенном газосодержании

Несмотря на относительно высокий МРП импортных установок 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. Прогар колодки токоввода 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) масла, применяемые для электродвигателей импортного производства, загустевают при отрицательных температурах, что затрудняет прокачку ПЭД маслом при монтаже на скважинах в зимнее время.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### **Промысловые испытания импортных УЭЦН при повышенном газосодержании**

Для месторождений с аномально высоким газовым фактором нефти, возможно применение УЭЦН фирмы "REDA" (США) специальных конструкций. 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.



### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

#### Промысловые испытания импортных УЭЦН при повышенном газосодержании

На рис. 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.

Рис. 3.18. 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.

