

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

При турбулентном режиме течения жидкости в зазоре утечки приближенно можно определить по формуле

$$q_{\text{ут}} = 4,7 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}} \left[\delta^3 \cdot (P_{\text{нц}} - P_{\text{всц}}) / (l_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{ж}}) \right]^{2/7} \cdot \frac{1}{v^{1/7}},$$

После выбора режима откачки, когда известны длина хода плунжера $S_{\text{п}}$ и число двойных ходов плунжера в секунду n , можно определить уточненный объем утечек по следующей формуле:

$$q'_{\text{ут}} = q_{\text{ут}} - 1,57 \cdot \delta \cdot d_{\text{п}} \cdot S_{\text{п}} \cdot n.$$

Расчет коэффициента наполнения скважинного насоса

Влияние свободного газа, поступающего в цилиндр насоса на его подачу, оценивают коэффициентом наполнения

$$\alpha_{\text{н}} = V_{\text{ж}}(P_{\text{п}}) / V,$$

где $V_{\text{ж}}(P_{\text{п}})$ - объем жидкости, поступающей в цилиндр насоса из скважины в течение хода всасывания при давлении $P_{\text{п}}$; V - объем, описываемый плунжером при всасывании, причем $V = F_{\text{п}} \cdot S_{\text{п}}$, $F_{\text{п}}$ - площадь плунжера; $S_{\text{п}}$ - длина хода плунжера

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Наиболее полная расчетная схема процессов, протекающих в цилиндре скважинного насоса, разработана М.М. Глоговским и И.И. Дунюшкиным. Она включает шесть предельных случаев изменения характеристик газожидкостной смеси в цилиндре при работе насоса в зависимости от предполагаемого течения процессов фазовых переходов и сегрегации фаз.

Расчет коэффициента наполнения в соответствии с этой схемой рекомендуется выполнять в следующем порядке.

1. При $P_{всц} > P_{нас}$ свободный газ в цилиндре насоса отсутствует и коэффициент наполнения

$$\alpha_n = 1 - l_{ут}, \quad \text{где} \quad l_{ут} = q_{ут} / [2Q_{ж}(P_{нас})].$$

Множитель 2 в формуле обусловлен тем, что утечка жидкости в зазоре плунжерной пары происходит только при ходе плунжера вверх, т.е. в течение половины времени работы насоса.

2. При $P_{всц} < P_{нас}$, где $P_{нас}$ - давление насыщения, определенное с учетом сепарации газа у приема насоса, в цилиндре насоса в течение по крайней мере части хода всасывания имеется свободный газ.

В общем случае зависимость для расчета коэффициента наполнения α_n имеет следующий вид для $I = 1, \dots, 5$:

$$\alpha_n = (1 - l_{ут}) / (1 + R) - \delta_{\alpha i}; \quad \text{где} \quad l_{ут} = q_{ут} / [2Q_{см}(P_{всц})].$$

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

$$R = V_{Г\text{СВ}} (P_{\text{ВСЦ}}) / [Q_{\text{Ж}} (P_{\text{ВСЦ}})];$$

$$\delta_{\alpha i} = m_{\text{вр}} \cdot K_{\alpha i} / (1 + R),$$

где $m_{\text{вр}}$ - отношение объема вредного пространства насоса к объему, описываемому плунжером; $K_{\alpha i}$ - коэффициент, зависящий от характера фазовых переходов и сегрегационных процессов.

Далее рассмотрим возможные предельные варианты поведения газожидкостной смеси в цилиндре насоса при его работе.

При $i = 1$ процесс растворения газа неравновесный, т.е. растворимостью газа в нефти при увеличении давления в цилиндре от $P_{\text{ВСЦ}}$ до $P_{\text{НЦ}}$ можно пренебречь. Скорость сегрегации фаз такова, что к концу хода плунжера вниз вредное пространство насоса заполнено только жидкостью.

При $K_{\alpha 1} = 0$ и $\delta_{\alpha 1} = 1$

$$\alpha_{\text{Н1}} = (1 - l_{\text{УГ}}) / (1 + R).$$

Величина $\alpha_{\text{Н1}}$ определяет верхнюю границу значений коэффициента наполнения, когда снижение объемной подачи насоса по жидкости обусловлено только наличием свободного газа в откачиваемой газожидкостной смеси.

При $i = 2$ процесс растворения газа неравновесный. Одновременно отсутствует сегрегация фаз, т.е. нефть, свободный газ и вода равномерно распределены в объеме цилиндра насоса.

$$K_{\alpha 2} = (1 + R) / [1 + R(P_{\text{ВСЦ}}) / P_{\text{НЦ}}] - 1.$$

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

При $i = 3$ процессы растворения и выделения газа равновесные и сегрегация фаз отсутствует. В этом случае при $R_{нц} \geq R_{нас}$ к моменту открытия нагнетательного клапана весь газ растворится в нефти и коэффициент $K_{\alpha 3}$ определится по формуле

$$K_{\alpha 3} = b_{ж}(P_{всц}) \cdot [1 + R / (1 - n_v)] / [b_{ж}(P_{нас})] - 1,$$

Случай, когда $i = 4$ соответствует условию $l_{ут} = 0$; $n_v = 0$; $b_{ж}(P) = 1$. Поэтому для расчета $\alpha_{н4}$ получим формулу

$$\alpha_{н4} = (1 - m_{вр} \cdot R) / (1 + R).$$

Если $i = 5$, а $R_{нц} > R_{нас}$, то это означает, что за время нагнетания не весь свободный газ растворился в нефти. В этом случае

$$\alpha_{н5} = \frac{1 + R}{\frac{b_{ж}(P_{нц})}{b_{ж}(P_{нас})} + R \cdot \frac{P_{нас}}{P'_{всц}} [\Gamma_o(P_{нц}) - \Gamma_o(P_{нас})] \frac{(1 - n_v) P_o}{b_{ж}(P_{нас}) \cdot P_{нц}}} - 1.$$

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Ранее рассмотрены предельные случаи поведения газожидкостной смеси. Однако реальные процессы, протекающие в цилиндре насоса, им редко соответствуют.

Верхней границей для всех возможных случаев будет значение $\alpha_{н1}$, а нижняя граница будет изменяться в зависимости от того, к какому процессу - равновесному или неравновесному будет ближе реальное поведение газожидкостной смеси в насосе. Для каждого из рассмотренных случаев можно определить средний вероятный коэффициент наполнения $\alpha_{ни}$, а также максимальное абсолютное отклонение δ_i ; реального коэффициента от вероятного среднего

$$\alpha_{ни} = 0,5 \cdot (\alpha_{н1} + \alpha_{ни});$$

$$\delta_i = \pm 0,5 \cdot \beta_{\alpha_i}.$$

Расчет коэффициента усадки нефти

Расчет коэффициента, учитывающего уменьшение объема нефти при снижении давления от $P_{всц}$ до давления в сепарирующем устройстве за счет выделения растворенного газа, производится по формуле

$$\alpha_{рг} = 1 - \left[b_{ж} (P_{всц}) - 1 \right] \cdot (1 - n_v) / \left[b_{ж} (P_{всц}) \right].$$

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Расчет требуемой подачи насоса и скорости откачки

Подача насоса $Q_{ТН}$ для обеспечения запланированного отбора жидкости при расчетном значении коэффициента наполнения определяется по формуле

$$Q_{ТН} = Q_{Ж} (P_{ВСЦ}) / \alpha_{Н} .$$

С другой стороны,
требуемая подача насоса

$$Q_{ТН} = F_{П} \cdot S_{П} \cdot n .$$

При известном диаметре насоса необходимая скорость откачки

$$S_{Н} \cdot n = Q_{ТН} / F_{П} .$$

Затем, задаваясь одним из сомножителей ($S_{П} \cdot n$), можно вычислить второй.

Расчет потерь хода плунжера и длины хода полированного штока

При работе насоса колонны штанг и труб периодически подвергаются упругим деформациям от веса жидкости, действующей на плунжер. Кроме того, на колонну штанг действуют динамические нагрузки и силы трения, вследствие чего длина хода плунжера может существенно отличаться от длины хода полированного штока.

Силы, действующие на узлы ШСНУ, принято делить на статические и динамические по критерию динамического подобия (критерий Коши)

$$\mu_{д} = \omega \cdot L_{Н} / a .$$

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

где $a = 4900$ - скорость звука в штанговой колонне, м/с; $\omega = 2\pi n$ - частота вращения вала кривошипа, с-1.

При $\mu d \leq 0,4$ режим работы установки считается **статическим**, а при $\mu d > 0,4$ режим работы - **динамическим**.

Для статических режимов силы инерции не оказывают практического влияния на длину хода плунжера, и длину хода полированного штока вычисляют по следующей формуле:

$$S_{\text{ш}} = S_{\text{п}} - \lambda, \quad \text{где} \quad \lambda = \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}}.$$

сумма упругих деформаций штанг $\lambda_{\text{ш}}$ и труб $\lambda_{\text{т}}$, вызванных действием нагрузки от веса жидкости в НКТ. Они вычисляются по следующим формулам:

$$\lambda_{\text{ш}} = \left[\sum_{i=1}^n (\varepsilon_i / f_{\text{ши}}) \right] \cdot (P_{\text{вс}} - P_{\text{нас}}) \cdot F_{\text{п}} \cdot L_{\text{н}} / E;$$

$$\lambda_{\text{т}} = (P_{\text{вс}} - P_{\text{нас}}) \cdot F_{\text{п}} \cdot L_{\text{н}} / E \cdot f_{\text{т}}',$$

где ε_i - доля длины штанг с площадью поперечного сечения $f_{\text{ши}}$; в общей длине штанговой колонны $L_{\text{н}}$; $f_{\text{т}}'$ - площадь поперечного сечения по телу подъемных труб, м²; E - модуль упругости материала штанг (для стали $E = 2-105$ МПа).

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Если колонна насосно-компрессорных труб заякорена у насоса, то $\lambda_T = 0$. При динамическом режиме работы длину хода полированного штока можно определить по следующим формулам.

Формула АзНИПИнефти

$$S = (S_{\text{п}} + \lambda) / \left[1 + m(\mu_{\text{д}})^2 / 2 \right]$$

где m - коэффициент, учитывающий влияние силы инерции массы столба жидкости на упругие деформации штанг. Коэффициент m , рассчитанный А.Н. Адониным, имеет следующие значения:

Условный диаметр насоса, мм	43	55	68	93
Коэффициент m	1	1,5	2,0	3,0

Формула справедлива при $\mu_{\text{д}} \leq 0,5$ для двухступенчатой колонны штанг, учитывает вынужденные колебания последней и имеет вид

$$S = (S_{\text{п}} + \lambda) \left[\cos \mu_{\text{д}1} \cdot \cos \mu_{\text{д}2} - \sin \mu_{\text{д}1} \cdot \sin \mu_{\text{д}2} \cdot f_{\text{ш}2} / f_{\text{ш}1} \right],$$

где $\mu_{\text{д}1} = \omega l_{\text{ш}1} / d$; $\mu_{\text{д}2} = \omega l_{\text{ш}2} / d$. Здесь $l_{\text{ш}1}$, $l_{\text{ш}2}$ - длина ступеней колонны штанг с площадями поперечного сечения $f_{\text{ш}1}$ и $f_{\text{ш}2}$ соответственно.

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Для частного случая колонны штанг постоянного сечения (т.е. одноступенчатой) формула переходит в формулу Л.С. Лейбензона

$$S_{\text{ш}} = (S_{\text{п}} + \lambda) \cdot \cos \mu_{\text{д}}.$$

Формулы могут применяться для $0,2 < \mu_{\text{д}} < 1,1$.

При расчете упругих деформаций ступенчатой колонны штанг необходимо изменить значение скорости звука a . Для одноразмерной колонны штанг $a = 4600$ м/с, для двухступенчатой $a = 4900$ м/с, а для трехступенчатой $a = 5300$ м/с.

Все приведенные формулы не учитывают влияния гидродинамического трения на ход плунжера. Этого недостатка лишена формула А.С. Вирновского

$$S = (S_{\text{п}} + \lambda) \cdot \sqrt{\cos^2 \mu_{\text{д}} + sh^2 (h \cdot L_{\text{н}} / a)},$$

где h - константа трения, равная $0,2 \div 1,0$ с⁻¹

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Специальный штанговый насос для добычи вязкой жидкости

Совершенствование конструкции насосного оборудования для подъема вязкой жидкости привело к созданию специального насоса (рис. 2.8).

Принципиальной особенностью насоса является применение узлов, обеспечивающих принудительное наполнение цилиндра насоса вязкой жидкостью - силового насоса 8 и шнека 13. Насос включает в себя плунжер 3 с нагнетательным клапаном 2, соединенный сверху с автосцепом 1, а снизу посредством штанги 4 - с силовым насосом 8. Последний снабжен клапаном 9, приемной 7 и нагнетательной 10 полостями, связанными гидролиниями б и 11 с гидромотором 12. Гидромотор 12 с помощью муфты 5 жестко соединен со шнеком 13. Причем гидромотор, муфта и шнек выполнены полыми и через них пропущена штанга 4.

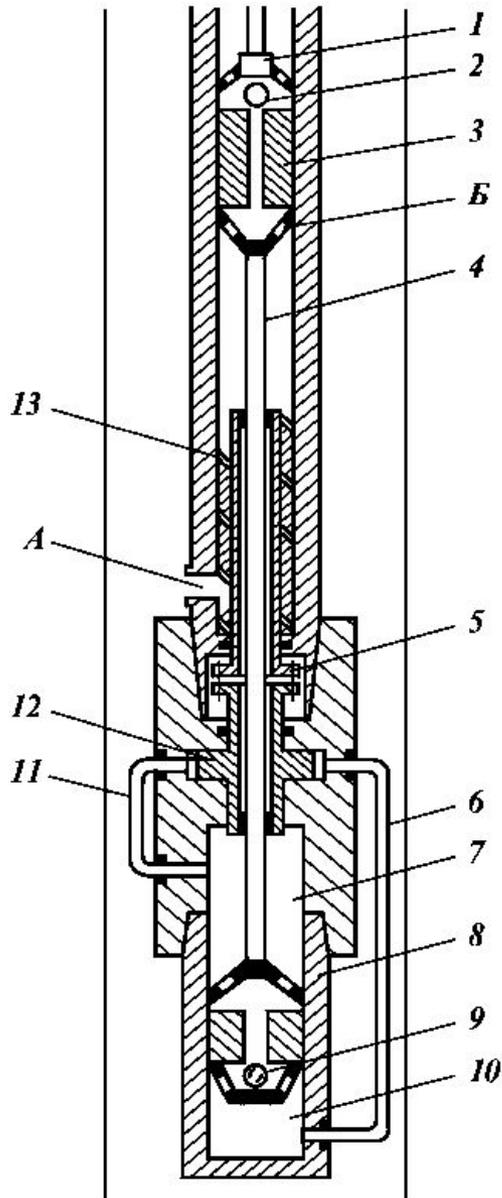


Рис. 2.8. Схема специального скважинного насоса

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Работа насоса происходит следующим образом. При ходе плунжера 3 насоса вниз его поступательное движение через насосную штангу 4 передается плунжеру силового насоса 8-А. При этом клапан 9 закрывается и рабочая жидкость, находящаяся в полости 10, по гидролинии 6 поступает в гидромотор 12. Вращение гидромотора через муфту 5 передается шнеку 13, и он перемещает вязкую жидкость, заполнившую пространство между лопатками, через окно А к приему полого плунжера 3 через канал Б и далее через открытый клапан 2 в надплунжерную область. При ходе плунжера 3 вверх клапан 2 закрывается под давлением находящейся в НКТ жидкости, и столб жидкости перемещается к устью скважины. Силовой плунжер 8 также движется вверх, клапан 9 при этом открывается, образуя канал для перетока жидкости из полости 7 в полость 10. Одновременно часть жидкости возвращается в камеру винтового насоса (шнека). Далее цикл повторяется.

Применение шнека позволяет, во-первых, разрушить структуру вязкой жидкости, во-вторых, увеличить коэффициент наполнения насоса. Сборка насоса описанной конструкции производится в мастерской. Затем он вывозится на скважину. Узлы установки - силовой насос, гидромотор, шнек, гидролинии представляют собой единый блок, который спускается в скважину на НКТ. Штанги опускаются отдельно и сочленяются с плунжером 3 с помощью автосцепа 1.

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Установка скважинного штангового насоса с глубинным сальником

Особенностью конструкции насоса является работа колонны штанг в среде маловязкой жидкости, а подъем высоковязкой жидкости осуществляется по затрубному пространству. Выброс жидкости в затрубное пространство производится при ходе плунжера насоса вверх через каналы, сообщающие цилиндр с затрубным пространством. Установка состоит из узла плунжерного насоса, узла сальника и пакера (рис. 2.9).

Корпус 7 крепится к насосно-компрессорным трубам и снабжается И-образной канавкой *A*, выполненной на его внутренней поверхности. В нижней части корпуса смонтирован цилиндр насоса 2 со всасывающим 1 и нагнетательным 3 клапанами и плунжером 5. Полированный шток 15 плунжера 5 связан с колонной штанг и имеет в верхней части жестко закрепленную пластину 8.

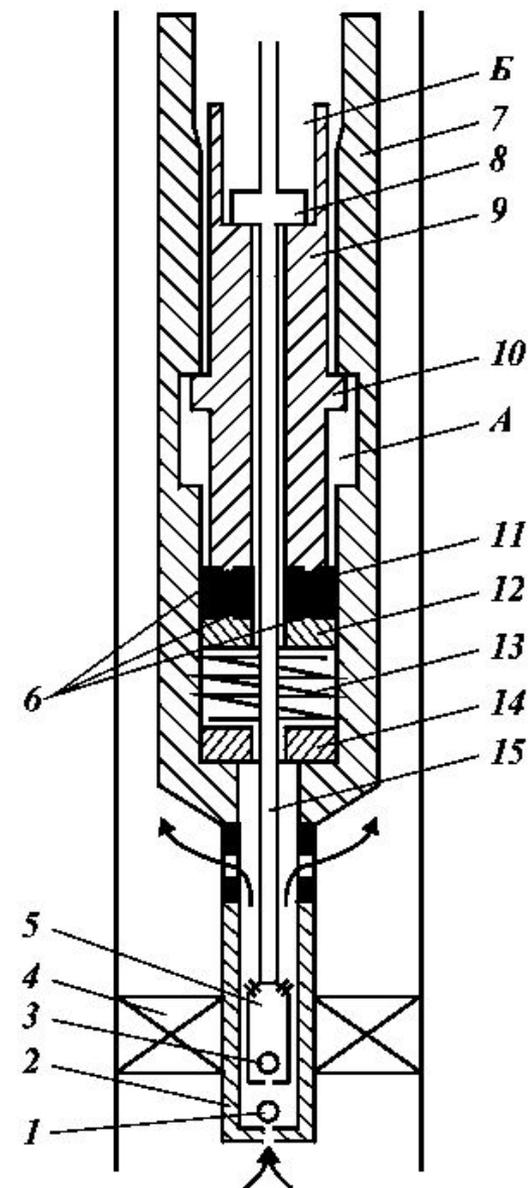


Рис. 2.9. Схема глубинного сальника

2. ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Внутри корпуса 7 устанавливается полый упорный стакан 9 с направляющими пальцами 10. Стакан в верхней части имеет разрез Б, в нижней - расклинивающее кольцо, опирающееся на сальник 11. Сальник снабжен механизмом подпружинивания, состоящим из опорных втулок 12, 14, пружины 13 и расклинивающего кольца 6.

Установку опускают в скважину в следующей последовательности. В мастерской монтируют сборку из уплотнительного узла 11, полированного штока 15, плунжера 5. Затем в скважину опускают корпус 7 с цилиндром 2, устанавливают пакер 4 и спускают сборку. По мере подхода пальцев 10 к корпусу 7 поворотом штанговой колонны их ориентируют таким образом, чтобы они вошли в U-образную канавку А. Затем весом штанговой колонны сжимают пружину 13 с последующим поворотом колонны по часовой стрелке, вследствие чего пальцы 10 перемещаются по U-образной канавке в корпусе 7.

После разгрузки колонны под действием пружины 13 пальцы 10 фиксируются.

Все операции по установке уплотнительного узла проводят с устья скважины посредством штанговой колонны и жестко закрепленной на ней поворотной пластины 8, взаимодействие которой с полым стаканом 9 обеспечивает ориентацию пальцев 10 в корпусе 7.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

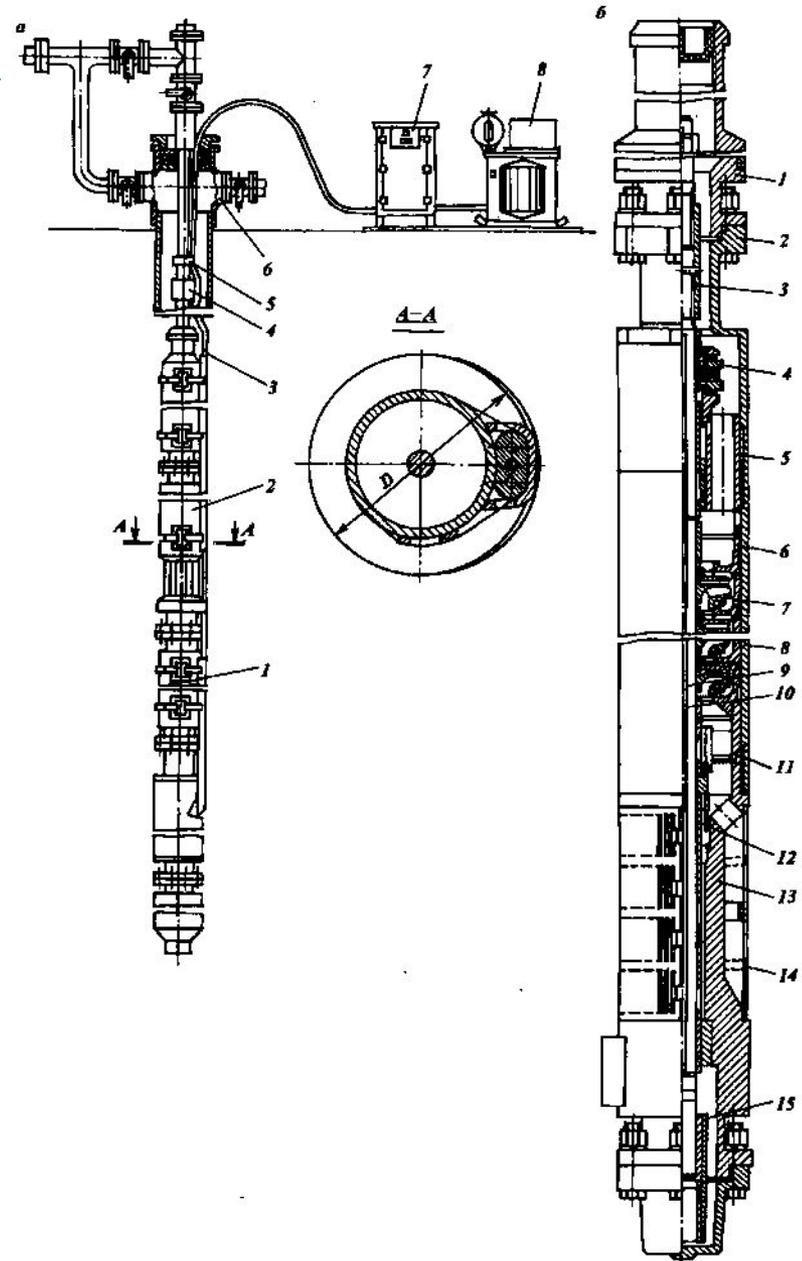
Наряду с глубинными штанговыми насосами большое применение находят установки электропогружных центробежных насосов, которые используют при эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин в агрессивных средах. УЭЦН, не имея длинной колонны штанг между насосом и приводом, позволяют 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.

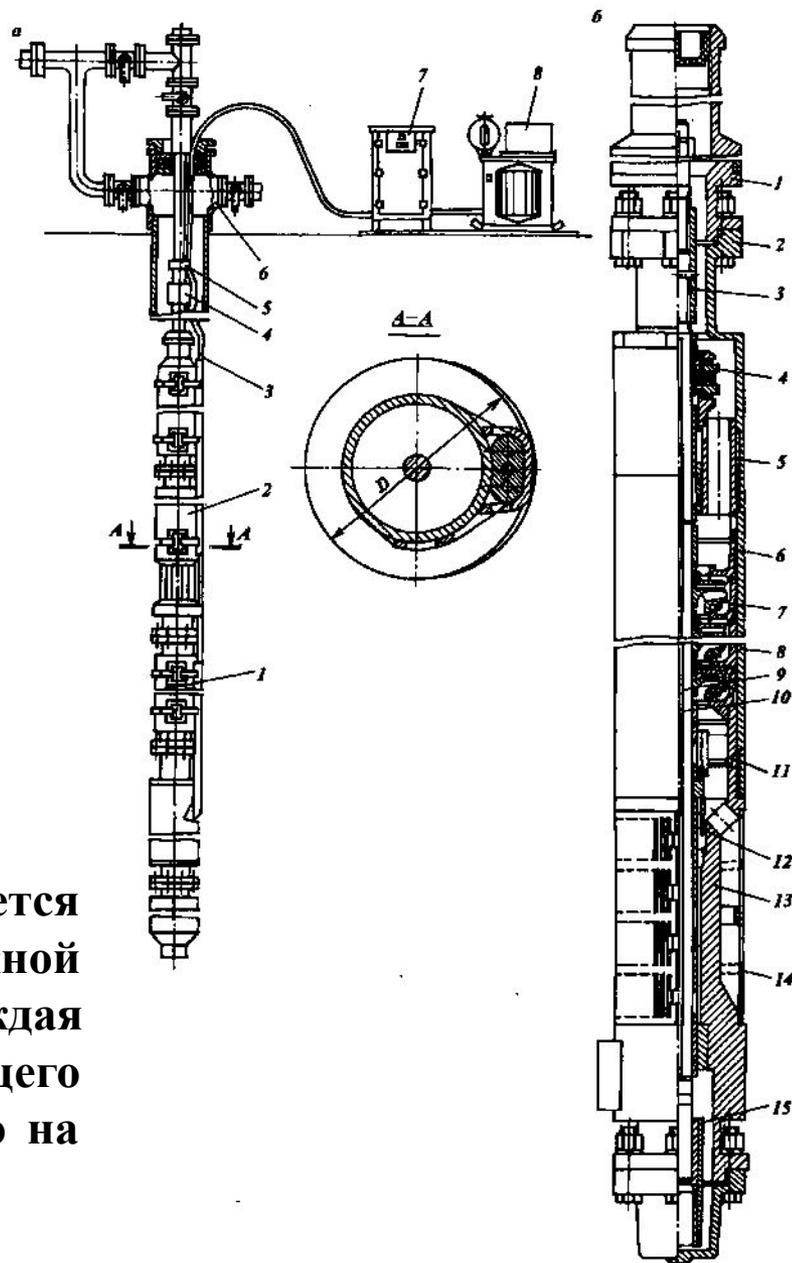


3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

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, м³/сут; **v₀** - относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с; **F₃** - площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и ПЭД, м². 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/м³; g - ускорение свободного падения, м²/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, нм³/м³; $P'_{нас}$ - 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 ³ /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 см²/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, м²/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/м³;

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

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 , 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

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,

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

n_1 - частота вращения вала насоса, 1/с; $Q_{в\text{ опт}}$ - подача насоса на воде в оптимальном режиме, м³/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_η 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, 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 N_i .
5. Вычисляют значение коэффициента быстроходности. Если число оборотов вала насоса неизвестно, то оно принимается равным 295 с⁻¹.

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_{η} 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 %. Нарастивание отбора жидкости не компенсировало потерю в добыче нефти в связи с ростом обводнения продукции скважин.

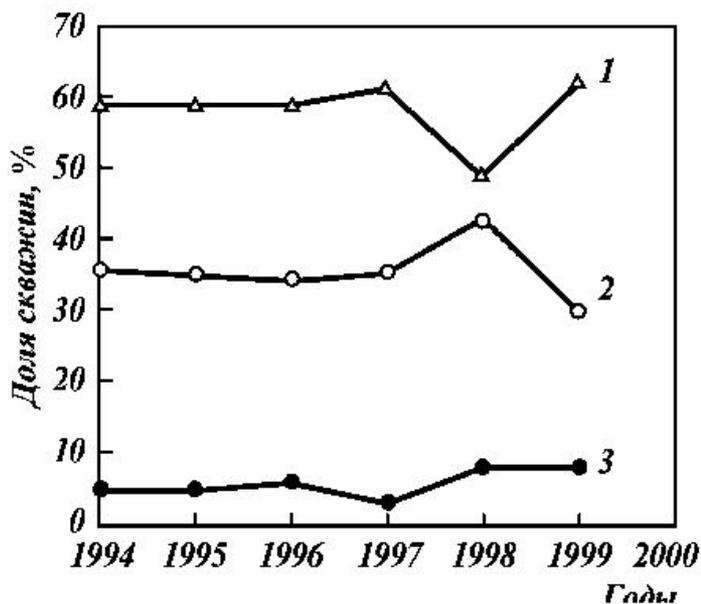


Рис. 3.2. Динамика доли скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 - ШСНУ; 2 - УЭЦН; 3 - фонтан

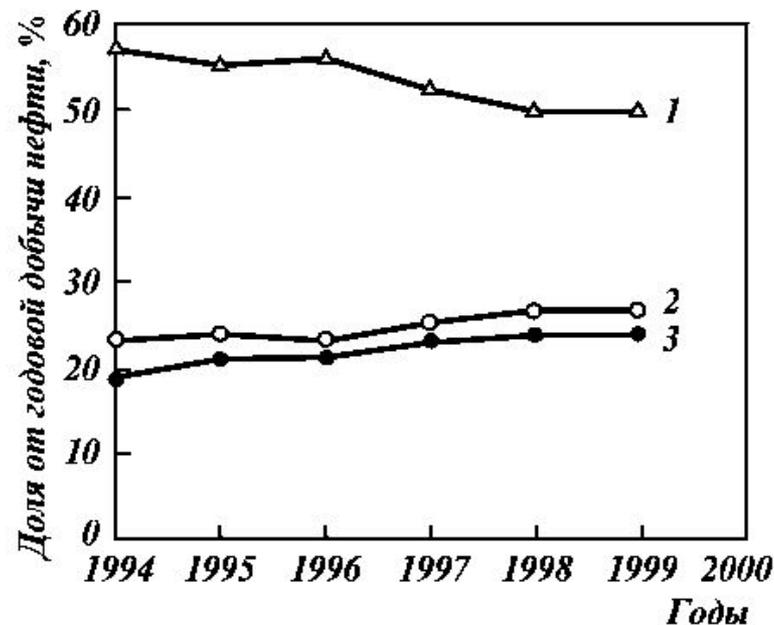


Рис. 3.3. Динамика доли добычи нефти ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 - УЭЦН; 2 - фонтан; 3 - ШСНУ

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 м³/сут составляет 86 %.

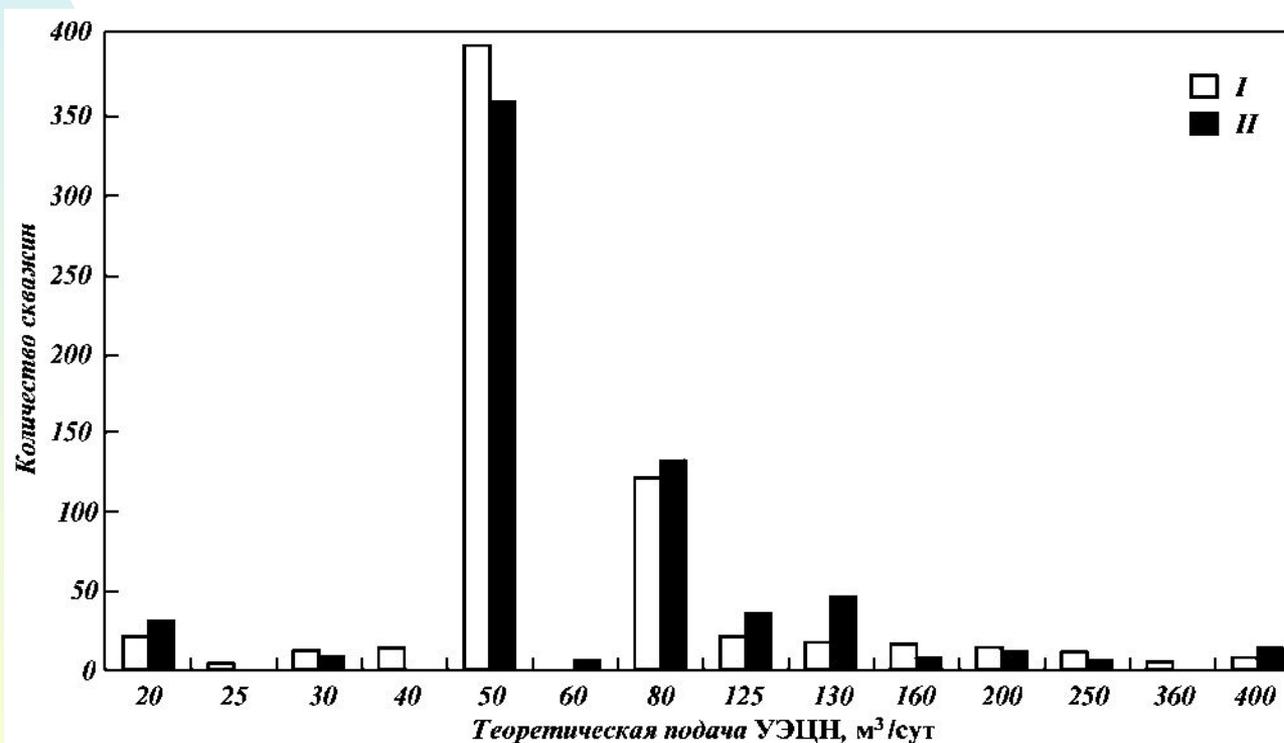


Рис. 3.4. Распределение количества скважин по теоретической подаче УЭЦН:
I - 1995 г.; II - 1998 г.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

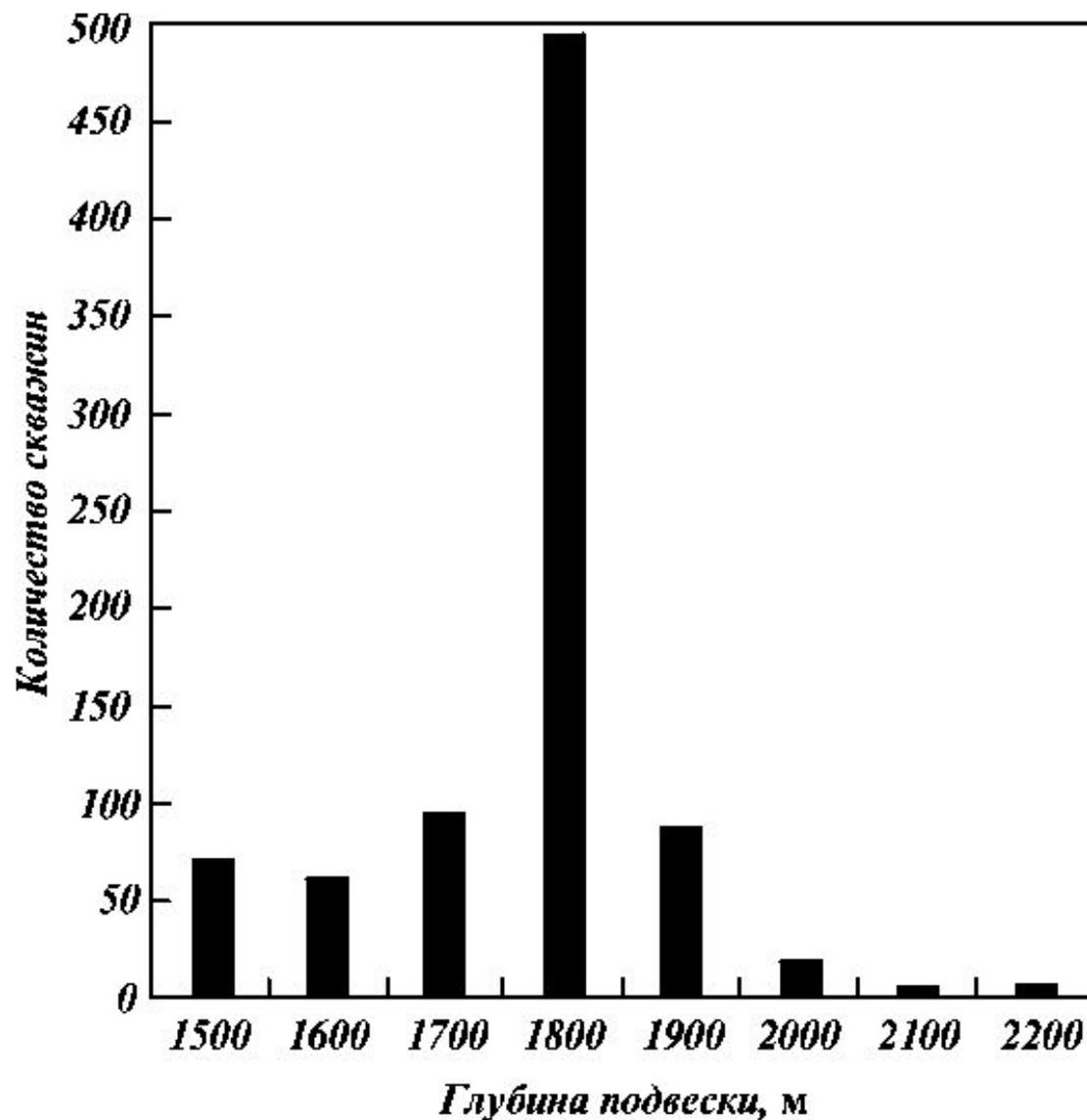


Рис. 3.5. Распределение количества скважин по глубине подвески УЭЦН

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.

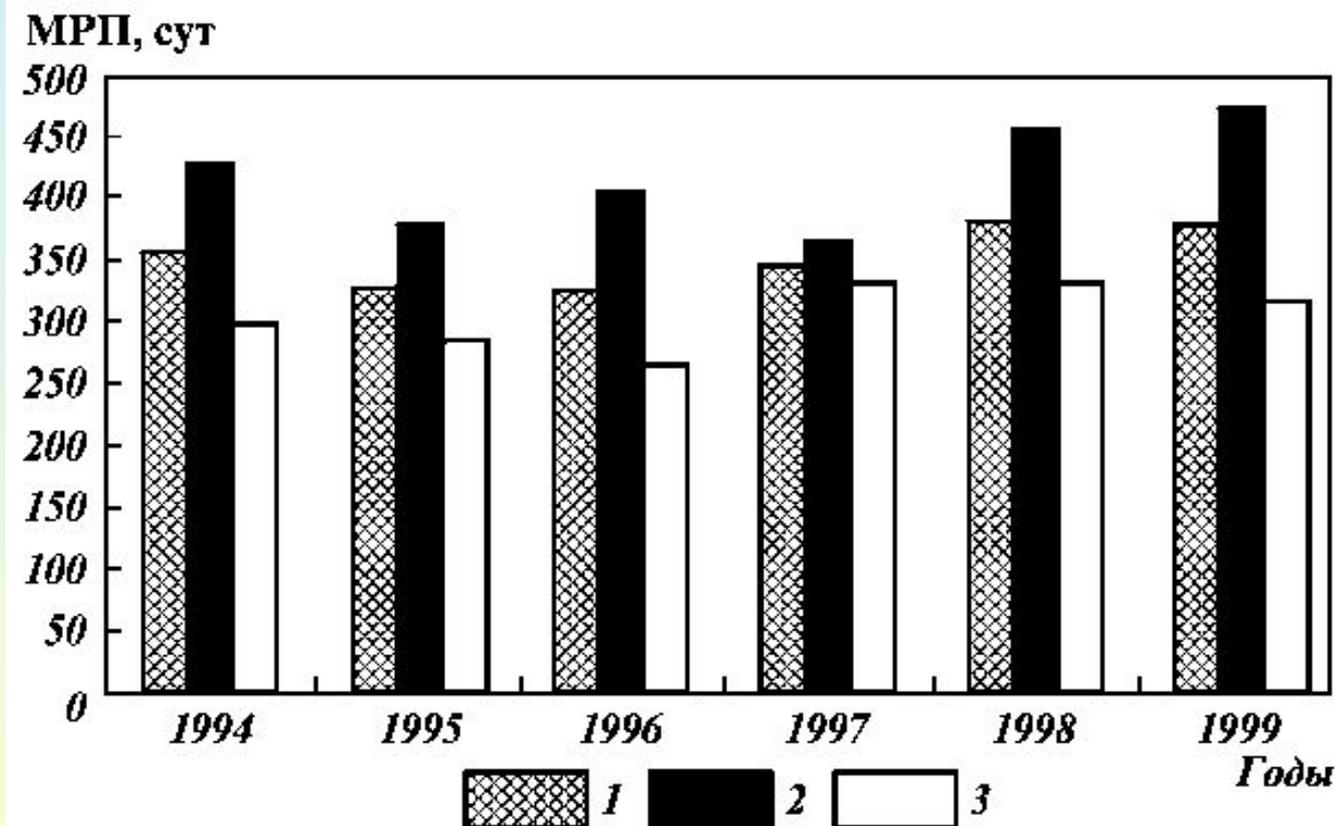


Рис. 3.6. Динамика МРП работы скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации: 1 - в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 2 - УЭЦН; 3 - ШСНУ

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"
Насос					
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

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Погружной электродвигатель					
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
Гидрозащита					
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

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Кабель					
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
Всего	14,68	12,93	13,51	25,00	14,03
Эксплуатационные причины					
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 м³/м³; "Сорочинскнефть" 23~525 м³/м³; "Бугурусланнефть" 8~94 м³/м³; "ЮжОренбургнефть" 450-5000 м³/м³.

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.

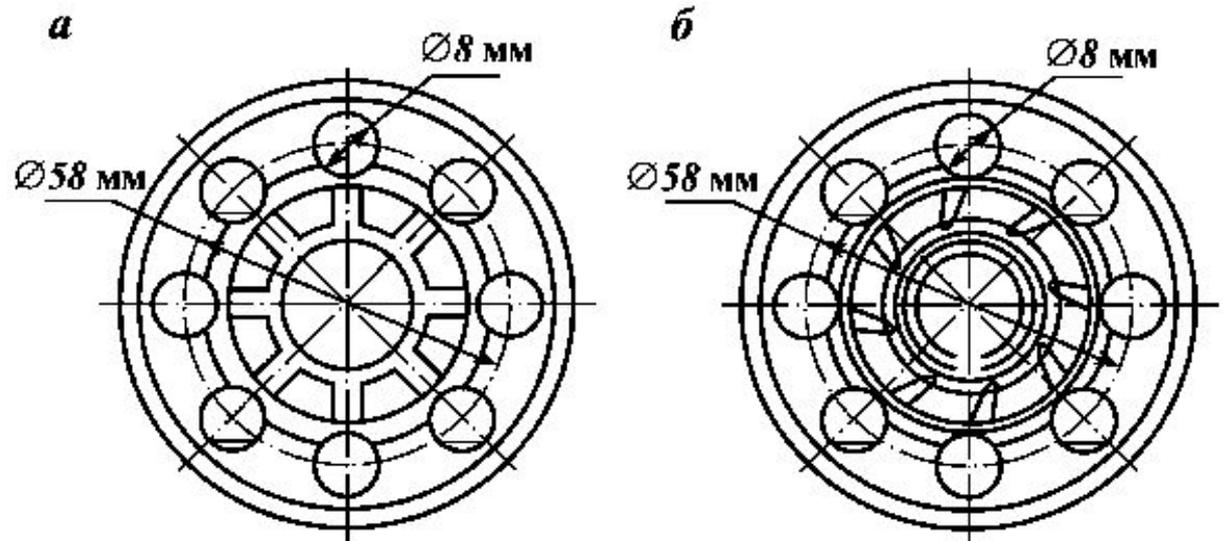
По данным эксплуатации УЭЦНМ5-125-1500 с сепаратором МНГСЛ5 на Таллинском месторождении Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа ПЭЦН в течение длительного времени при объемном расходном газосодержании равном 0,806.

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_{opt} - объемный расход жидкой фазы в условиях приема насоса, обеспечивающий оптимальную подачу насоса; β - 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 мЗ/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.

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; $\rho_{см}$, ρ_n , ρ_v - плотность соответственно смеси, нефти и воды, кг/м³; ρ_v - 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 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 $90 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 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 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 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 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.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Промысловые испытания УЭЦН с газосепараторами

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 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 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.

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.

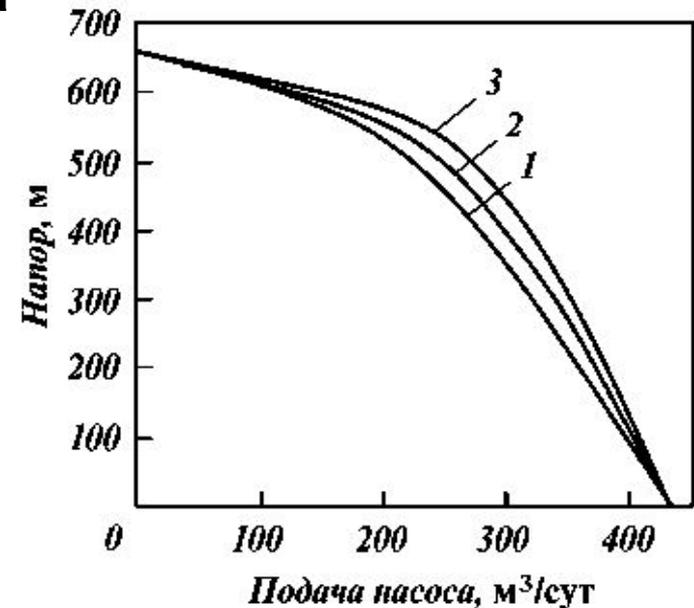
Принцип действия центробежного сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газожидкостная смесь поступает через приемные отверстия к входному устройству винтового типа. Здесь давление смеси повышается, и она подается на центрифугу, которая отделяет газ от жидкости.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



3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Недостатками ШСНУ и УЭЦН являются сложность в обслуживании, неустойчивость в работе при добыче жидкости с высоким содержанием механических примесей и газа, а также низкая степень надежности при работе в кустовых скважинах.

С целью устранения отмеченных недостатков, а также для решения проблемы откачки жидкости повышенной вязкости были предложены установки винтовых насосов, обладающие целым рядом преимуществ перед насосами других типов. По сравнению с УЭЦН при эксплуатации УВН имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой жидкости, что предотвращает образование стойких эмульсий из нефти и воды. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями) вследствие того, что имеют минимальное число движущихся деталей, просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. Они являются более износоустойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси,

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается.

На нефтяных промыслах используют винтовые насосные установки с **погружным электродвигателем**, а также с **поверхностным приводом** как отечественного (ОКБ БН), так и импортного производства (фирма "Родемип", Франция; фирмы "COROD MANUFACTURING" и "AMOCO CANADA PETROLEUM LTD", "GRIFFIN PUMPS", "ROTALIFT", Канада; фирма "Scheller-Blekman", Австрия). Технические характеристики УВН ряда фирм-изготовителей приведены в табл.

Основные параметры УЭВН5, выпускаемых ОКБ БН (Москва)

Параметр	Типоразмер					
	УЭВН5-16-1200	УЭВН5-25-1000	УЭВН5-63-1200	УЭВН5-10-0-1000	УЭВН5-10-0-1200	УЭВН5-200-900
Номинальная подача, м ³ /сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Мощность электродвигателя*, кВт	5,5	5,5 (22)	22	22 (32)	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713
* Электродвигатель типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51						

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Основные параметры насосных установок фирмы "Родемип"

Параметр	Типоразмер			
	20TP1200	100TP600	100TP1200	240TP500
Номинальная подача, м ³ /сут ($n = 8 \text{ c}^{-1}$)	20	100	100	240
Максимальный напор, м	1200	600	1200	500
Мощность привода, кВт	7,5	12,0	25,0	25,0
Длина установки, м	2,76	2,79	5,62	5,62
Число витков	28	12	24	12

Основные параметры насосных установок фирмы "GRIFFIN PUMPS"

Типоразмер	Номинальная подача, м ³ /сут ($n = 100 \text{ мин}^{-1}$)	Давление нагнетания, МПа	Длина установки, м
20-063	10,0	6,1	2,44
40-063	10,0	12,2	3,57
60-063	10,0	18,3	5,21
20-095	15,1	6,1	2,44
40-095	15,1	12,2	4,57
60-095	15,1	18,3	6,71
30-195	31,0	9,1	5,27
40-195	31,0	12,2	6,72

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Рабочие характеристики УВН (одновинтового насоса) определяются по следующим формулам.

1. Теоретическая производительность насоса, м³/с,

$$Q_T = \frac{4 \cdot e \cdot D \cdot T \cdot n}{60},$$

где **e** - значение эксцентриситета между центром сечения винта и статора, м; **D** - диаметр сечения винта, м; **T** - шаг двухзаходного винта, м; **n** - частота вращения винта, мин⁻¹.

2. Фактическая производительность насоса

$$Q_{\delta} = Q_{\delta} \cdot \eta_o,$$

где **η_o** - объемный КПД насоса.

3. Мощность, подводимая к валу насоса, кВт,

$$N = \frac{Q \cdot H \cdot \rho_{ж} \cdot g}{102 \cdot \eta},$$

где **Q** - производительность насоса, м³/сут; **H** - напор столба жидкости, м; **ρ_ж** - плотность жидкости, кг/м³; **g** - ускорение свободного падения, м/с²; **η** - общий КПД насоса.

4. Общий КПД насоса

$$\eta = \eta_o \cdot \eta_{\tilde{a}} \cdot \eta_i,$$

где **η_o** - объемный КПД насоса, **η_o = Q_ф/Q_т**; **η_г** - гидравлический КПД насоса, **η_г = N_ф/N_т**; **η_м** - механический КПД (учет потерь энергии на преодоление трения в подшипниках, винта в обойме, вала в сальниках, вала и шарнира о жидкость), **η_м = (N - N_{мп}) / N**, здесь **N_{мп}** - мощность, расходуемая на механические потери.

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Применение винтовых насосов в добыче нефти началось в 1960 г. В ИГДУ "Туймазанефть" (Башкортостан) были испытаны с положительным эффектом опытные экземпляры наземного и скважинного вариантов винтовых насосов, разработанные ОКБ БН (Москва). Показатели работы опытных экземпляров насосов выглядели так: коэффициент подачи 0,81 - 0,91; межремонтный период - 169 - 255 сут. Скважинный насос оснащался приводом, аналогичным погружному центробежному насосу.

Конструкция винтового насоса представляла собой два главных узла: стальной винт (ротор) с однозаходной винтовой поверхностью и двухзаходную резиновую обойму (статор), запрессованную в стальную трубу. В процессе вращения ротор совершал планетарное движение - вокруг собственной оси и оси статора. Это позволяло придать насосу характер объемного приема и перекачки жидкости, что было весьма эффективно при эксплуатации скважин с вязкой нефтью, с большим содержанием газа и механических примесей.

Впоследствии промышленность освоила погружные насосы типа УЭВНТ производительностью 16, 25, 100, 200 м³/сут с напором соответственно 1200, 1000, 1000, 900 м столба жидкости.

Однако конструктивные недостатки, присущие первым опытным экземплярам насосов, не были преодолены, что явилось причиной их ограниченного применения. В частности, очень часто выходила из строя обойма

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

(статор), что приводило к заклиниванию винта и его слому, разрушались опорные подшипники и пята.

Несмотря на привлекательную идею и технически грамотную ее проработку, наши ученые и конструкторы потеряли мировой приоритет в промышленном внедрении и использовании винтовых насосов как в целом, так и их отдельных модификаций.

На зарубежном и российском рынках появились винтовые насосы, повторяющие основные технические решения отечественных конструкторов, но более надежные в применении. Это было достигнуто использованием более устойчивых к скважинным условиям конструкционных материалов, в частности эластомеров. Кроме того, в качестве привода был применен не погружной, а наземный электродвигатель, крутящий момент от которого передавался ротору насоса колонной штанг.

ОАО "Оренбургнефть" приобрело партию насосов этой конструкции у **фирмы "Scheller-Blekman"** и с 1996 г. проводило их промышленное внедрение на Тананыкском месторождении, характеризующемся крайне трудными условиями эксплуатации.

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Конструкция винтового штангового насоса

Винтовой штанговый насос включает в себя узлы, назначение и конструкция которых следующие.

Газовый сепаратор (рис. 4.1) обеспечивает частичную сепарацию газа из жидкости, поступающей в насос, за счет изменения направления ее движения в прием. Он состоит из системы труб, оборудованных приемными и выпускными каналами (рис. 4.2).

Якорь (в спецификации фирмы - торсионный анкер) обеспечивает надежную фиксацию насоса в обсадных трубах и тем самым предупреждает произвольное вращение насосно-компрессорных труб в процессе работы насоса.

Винтовой насос состоит из **статора 3** и **ротора (винта) 4** (см. рис. 4.1). Статор представляет собой металлическую трубу, в которую запрессован эластомер - материал, устойчивый к воздействию механических примесей, нефти и коррозионно-активной жидкости. Однако углекислоты и свободный диоксид углерода вызывают разрушение эластомера, поэтому вводится ограничение на содержание этих компонентов в добываемой жидкости, количество которых не должно превышать 1000 мг/л.

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Рис. 4.1. УВН с поверхностным приводом фирмы "Scheller-Blekman":

- 1 - газовый якорь; 2 - динамический анкер; 3 - статор; 4 - ротор; 5 - насосные штанги; 6 - НКТ; 7 - невращающийся протектор; 8 - укороченные штанги; 9 - адаптер приводной головки; 10 - одноплащечный превентор; 11 - второй сальник; 12 - полированный шток; 13 - взрыво-защищенный электродвигатель; 14 - приводная головка; 15 - зажим полированного штока; 16 - муфта; 17 - арматура

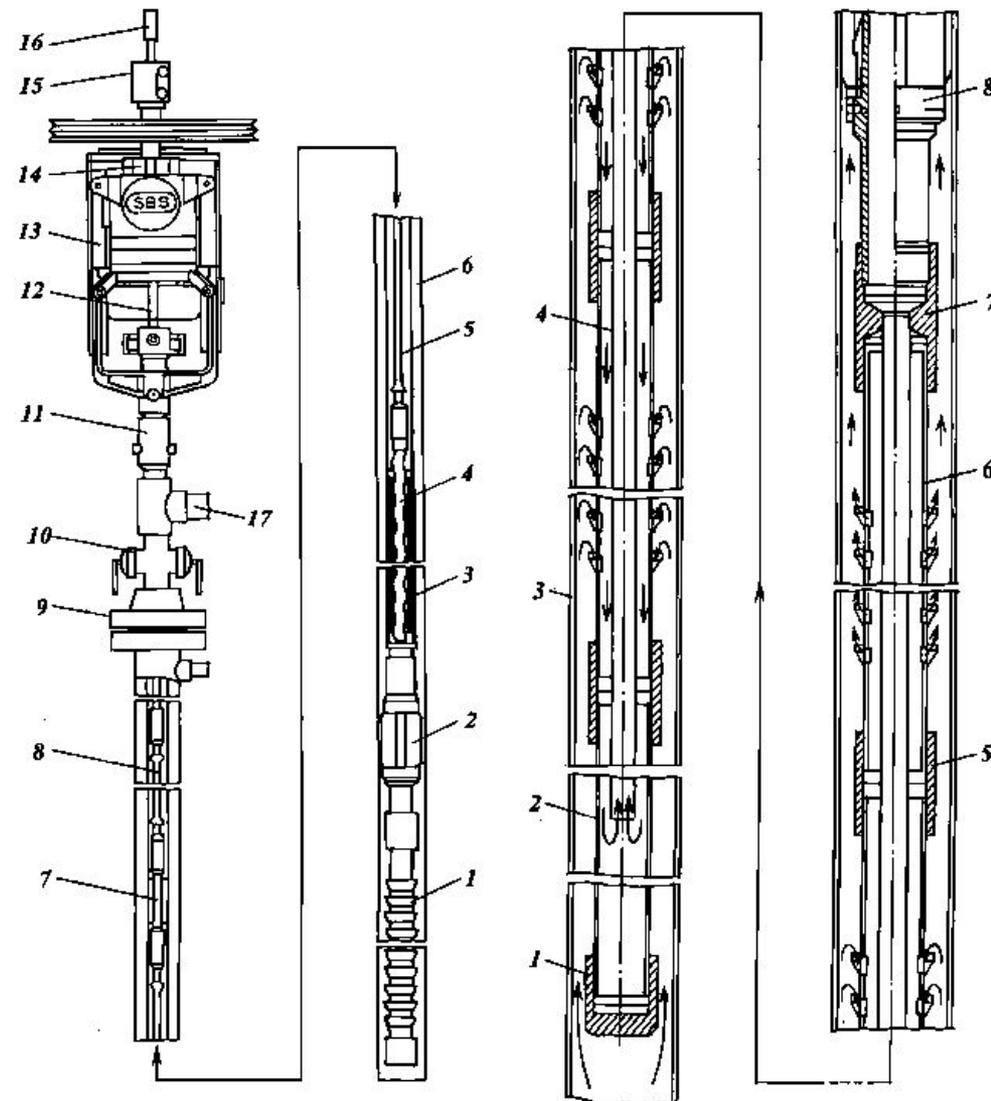


Рис. 4.2. Газовый сепаратор винтового погружного насоса чашечного типа фирмы "Scheller-Blekman":

- 1 - заглушка; 2 - НКТ; 3 - обсадная груба; 4 - всасывающая труба; 5 - муфта; 6 - газовый якорь; 7 - переводная муфта; 8 - механический якорь

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

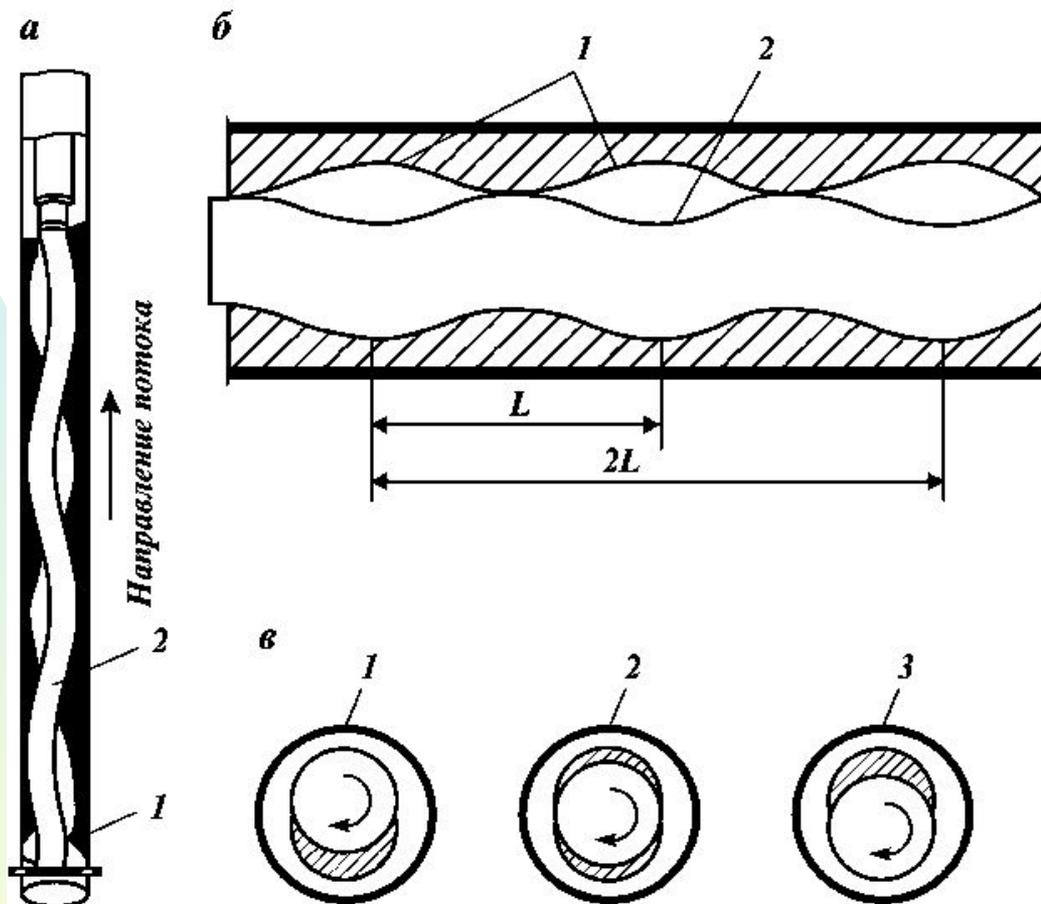


Рис. 4.3. Схема работы винтового насоса:

а - общий вид насоса: 1 - статор, 2 - ротор; б - статическое положение ротора в статоре: 1 - поверхность статора $2L$, 2 - поверхность ротора при длине L ; в - положение ротора в статоре в динамике: 1 - в начале вращения, 2 - после поворота на угол 90° , 3 - после поворота на угол 180°

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Ротор представляет собой хромированный однозаходный винт, обработанный с соблюдением весьма малых допусков. Как и у отечественных винтовых насосов, ротор в статоре совершает планетарное движение, что обеспечивает создание между винтом и обоймой отсеченных друг от друга камер, заполненных жидкостью и перемещающихся при движении винта от приема к выкиду. Камеры достаточно герметичны и поэтому обеспечивается непрерывная подача жидкости, пропорциональная частоте вращения ротора.

Насосные штанги предназначены для передачи крутящего момента от наземного электропривода ротору насоса. Конструктивно они не отличаются от отечественных. Колонна штанг выбирается таким образом, чтобы она выдерживала нагрузки, возникающие при эксплуатации. Размеры и компоновка колонны рассчитываются по специальной методике.

Приблизительно можно считать, что при дебите скважины свыше 150 м³/сут и глубине спуска более 1000 м следует применять штанги диаметром 25,4 мм. Насосно-компрессорные трубы используются отечественного производства. Для центрирования вращающейся колонны штанг в насосно-компрессорных трубах и предотвращения истирания НКТ и штанг используют специальные устройства - протекторы. В наклонных скважинах рекомендуется применять невращающиеся протекторы. Количество протекторов выбирается в зависимости от кривизны скважины (табл. 4.5).

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Устьевое оборудование (см. рис. 4.1) состоит из фланца 9, на котором монтируются превентор 10, второй сальник 11, полированный шток 12, взрывозащищенный электродвигатель 13 с приводной головкой 14.

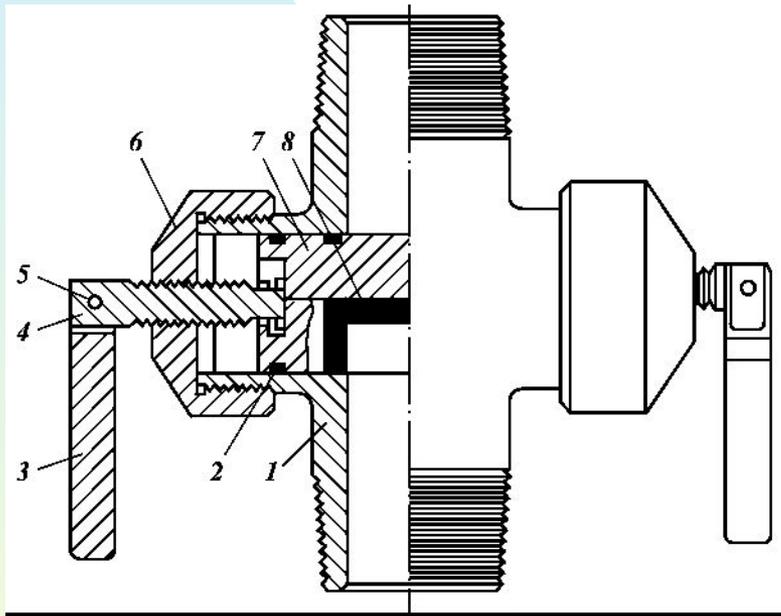


Рис. 4.4. Превентор погружной винтовой насосной установки:

1 - корпус; 2 - уплотнительное кольцо; 3 - рукоятка; 4 - шпindelь; 5 - штифт; 6 - крышка; 7 - колодка; 8 - уплотнитель

Превентор (рис. 4.4) является противовыбросовым устройством, перекрывающим колонну НКТ при фонтанных проявлениях. Он приводится в действие вручную.

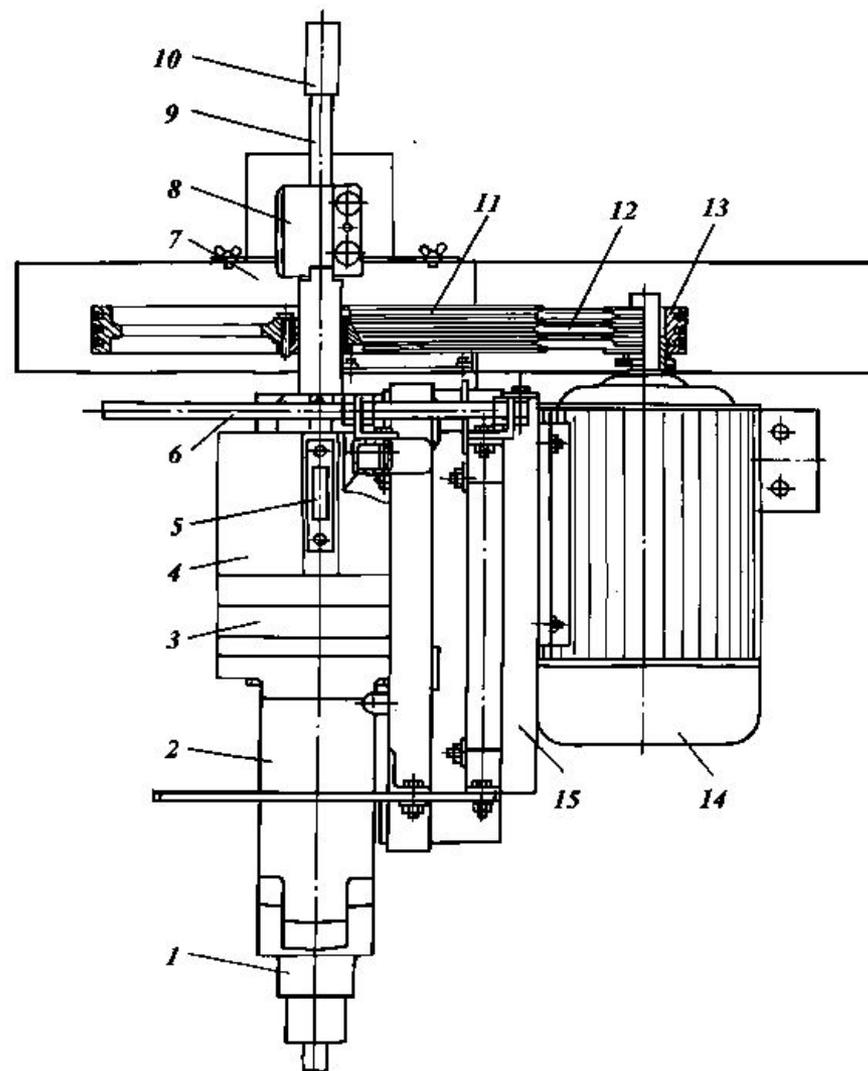
Второй сальник 11 (рис. 4.1) встраивается между устьевой арматурой 17 и приводом 13 и обеспечивает техническое обслуживание основного сальника приводной головки без отключения насоса. Такая необходимость возникает при низких температурах, вызывающих при остановках скважины замерзание добываемой жидкости в области устья. Конструктивно он выполнен в виде корпуса и набора уплотнительных колец, на которые воздействует грундбукса.

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Приводом скважинного винтового насоса является **взрывозащищенный электродвигатель 14** (рис. 4.5), монтируемый на раме и передающий крутящий момент через систему шкивов 11, 13 и клиноременную передачу 12 на приемную головку колонны штанг. Некоторые конструкции привода УВН снабжаются **редуктором, коробкой скоростей или вариатором**, с помощью которых можно изменять частоту вращения колонны штанг.

Рис. 4.5. Приводная головка погружного винтового насоса фирмы "Scheller-Blekman":

1 - сальник основной; 2, 15 - рама; 3 - тормоз; 4 - подшипник; 5 - смотровое стекло; 6 - зажим; 7 - защитный кожух; 8 - зажим полированного штока; 9 - полированный шток; 10 - муфта; 11 - ведомый шкив; 12 - клиноременная передача; 13 - ведущий шкив; 14 - электродвигатель



3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Результаты применения скважинных винтовых насосов в ОАО "Оренбургнефть"

В ОАО "Оренбургнефть" внедрение винтовых насосов фирмы "Scheller-Blekman" началось с 1996 г. В табл. 4.6 приведена техническая характеристика УВН со штанговой колонной, применяемых на Тананыкском месторождении.

Таблица 4.6.

Техническая характеристика УВН фирмы " Scheller-Blekman"

Модель	Напор, м	Подача (в м ³ /сут) при числах оборота ротора, мин ⁻¹	
		100	350
SB125-028	1250	28	98
SB130-006	1300	6	41

Регламентированные условия применения данных конструкций УВН следующие:

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

Рекомендуемая глубина подвески насоса	2400
Развиваемое давление, МПа	12
Максимальное отклонение скважины от вертикали, градус	40
Производительность насоса, м ³ /сут	0,3 - 640
Допустимая температура в зоне подвески насоса, °С	135
Плотность нефти в нормальных условиях, кг/м ³	820 - 1040
Динамическая вязкость нефти на приеме насоса, мПа-с	1,0 - 1000
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, %	40
Максимально возможная высота подъема жидкости, м	2440
Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости, % (по массе), не более	10
Содержание сероводорода, % (по массе), не более	5
Содержание углекислого газа, мг/л, не более	1000

Монтаж УВН начинают со спуска колонны насосно-компрессорных труб: к самой нижней трубе крепят статор насоса, а трубы оборудуют центраторами. Затем на штангах спускают ротор. Длину труб и штанг перед спуском тщательно измеряют, а их свинчивание производят с максимально допускаемым силовым моментом на ключе. Длину штанговой колонны регулируют с помощью коротких штанг.

3. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами

При выборе ротора необходимо учитывать характеристику среды, в которой будет работать насос: **при $pH = 6 \div 8$ применяют стандартный хромированный ротор**, для других значений pH рекомендуют роторы **из нержавеющей стали**.

Основные данные о работе винтовых штанговых насосов в целом характеризуют работу системы скважина - насос как удовлетворительную. Средний межремонтный период по трем скважинам составил 248 сут, т.е. соизмеримый со средним МРП по штанговым насосам; в целом по ОАО "Оренбургнефть" за 1997 г. - **277 сут**; средний коэффициент подачи насосов составил **0,81**, что можно назвать достаточно высоким результатом.

В скв. 285 произошел обрыв НКТ и падение установки после 124 сут работы. Учитывая крайне тяжелые условия эксплуатации скважин на Тананыкском месторождении, применение винтовых штанговых насосов для добычи вязких нефтей следует считать целесообразным.

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Одной из характерных особенностей разработки нефтяных месторождений является существенное увеличение числа малодебитных скважин. Наиболее распространенными при эксплуатации таких скважин являются установки скважинных штанговых насосов. Однако при увеличении интенсивности искривления ствола скважины и обводненности продукции, а также при наличии в откачиваемой жидкости твердых механических примесей имеет место резкое уменьшение МРП скважин, оборудованных ШСНУ, что обусловлено заклиниванием или повышением износа плунжера насоса, обрывом и истиранием насосных труб и штанг. Для таких условий эксплуатации были разработаны **установки электродиафрагменных насосов**, которые относятся к бесштанговым насосам, что определяет их эксплуатационные качества.

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом - рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

- по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;
- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сиффон;
- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах. Эксплуатационников привлекли следующие конструктивные достоинства УЭДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

- отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;
- небольшая установочная мощность электропривода;
- простота монтажа и эксплуатации;
- удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;
- возможность применения в скважинах с низкими дебитами;
- возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Конструкция электродиафрагменных насосов

Схема УЭДН (рис. 4.6) похожа на монтажную схему установок погружных электронасосов.

Погружной электродиафрагменный насос 1 опускают в скважину на НКТ (ГОСТ 638-80) с условным диаметром 42; 48 и 60 мм. Для увеличения рабочего объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб 3 и 4 первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан 5. Кабельная линия 6, по которой подводится электроэнергия к насосу 1, по мере спуска крепится к трубам поясами 2, а на поверхности - соединяется с комплектным устройством 11 или разъединительной коробкой системы электрооборудования, обеспечивающей предупреждение попадания попутного нефтяного газа по кабелю в комплектное устройство.

На поверхности располагается устьевое оборудование 7, конструкция которого выбирается потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование специальным отводом соединяется с наземным трубопроводом. Электроконтактный манометр 9 соединяется с трубкой 8 манометра с отводом, а сигнальным проводом 10 - с комплектным устройством 11. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод должен быть снабжен обратным клапаном.

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Электронасосы и установки различных типоразмеров были полностью унифицированы. При этом электронасосы отличаются рабочим диаметром сменной плунжерной пары, входящей в состав плунжерного насоса, а установки - сечением и длиной круглого кабеля, входящего в состав кабельной линии.

Принципиально отличающимися от УЭЦН являются электродвигатель и насос, поэтому будет рассмотрена только их конструкция.

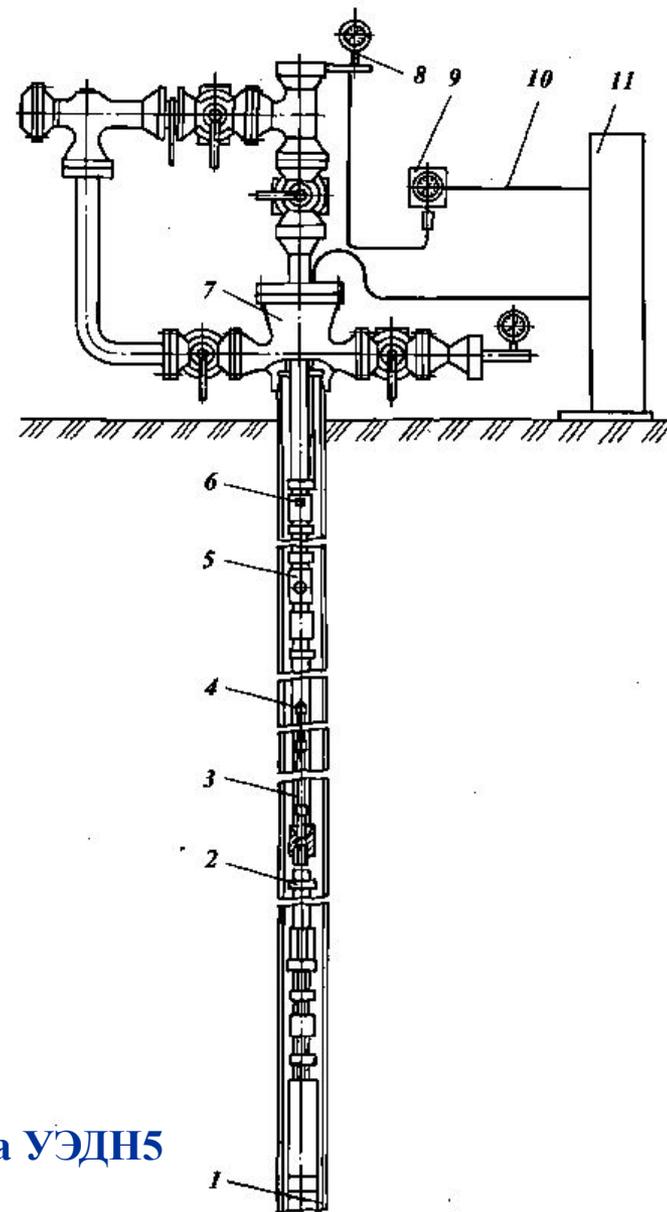


Рис. 4.6. Установка электродиафрагменного насоса типа УЭДН5

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Электродвигатели ПЭД2,5-117/4В5 имеют следующую техническую характеристику:

Мощность, кВт	2,5
Напряжение, В	350
Сила тока, А	7,9
Частота переменного тока, Гц	50
Частота вращения вала, мин ⁻¹	1500
Скольжение, %	7
кпд, %	75
Коэффициент мощности	0,7
Температура окружающей среды, °С, не более	90
Габаритные размеры, мм:	
наружный диаметр	117
длина	1370
Масса, кг	80 ÷ 10

Погружной электродиафрагменный насос (рис. 4.8) снабжается эластичной диафрагмой, совершающей колебательные движения и создающей за счет этого эффект всасывания и нагнетания.

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Диафрагма 19 взаимодействует с плунжером 5, перемещающимся возвратно-поступательно под действием эксцентрикового привода 4. Последний включает в себя эксцентрик, вращающийся в подшипниках, и редуктор 21, ведущая шестерня которого посажена на вал электродвигателя 2.

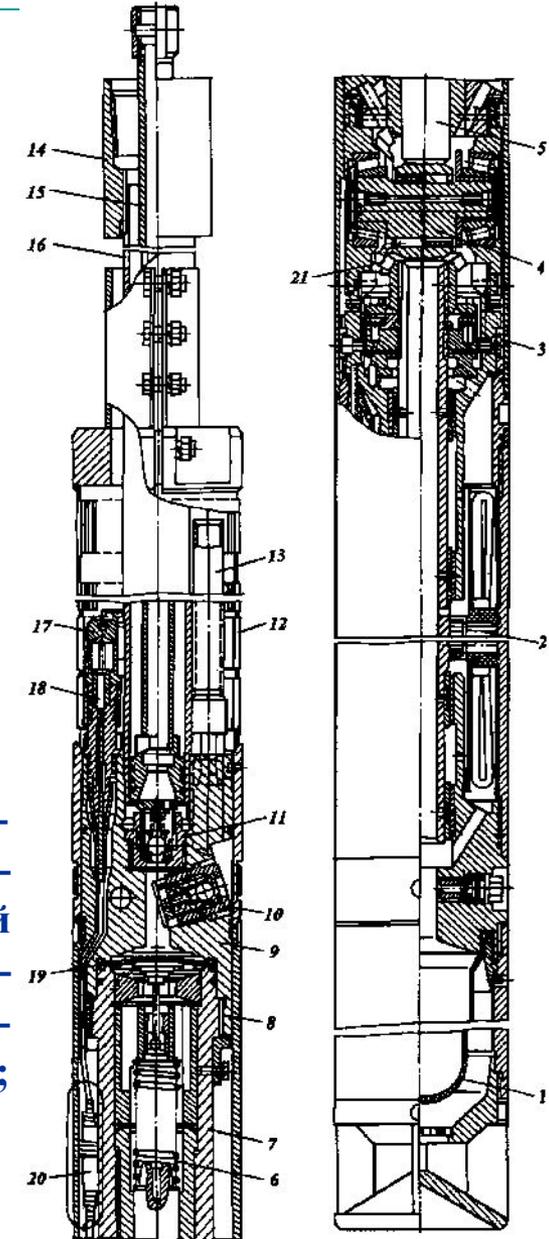


Рис. 4.8. Погружной электродиафрагменный насос типа ЭДН5:

1 – компенсатор электродвигателя; 2 - электродвигатель; 3 - стакан; 4 - эксцентриковый привод; 5 - плунжерный насос; 6 - пружина; 7 - корпус; 8 - резьба; 9 - головка; 10 - всасывающий клапан; 11 - нагнетательный клапан; 12 - сетка; 13 - газосепаратор; 14 - муфта; 15 - трубка; 16 - патрубок; 17 - крышка; 18 - токоввод; 19 - диафрагма; 20 - штекерный разъем; 21 - конический редуктор

4. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов

Техническая характеристика УЭДН (ОКБ БН)

Типоразмер	Показатель			
	Подача, м3/сут	Давление, МПа	Мощность, кВт	КПД, %
УЭДН5-4-1700	4,0	17	2,20	35
УЭДН5-4-2000	4,0	20	2,55	36
УЭДН5-6,3-1300	6,3	13	2,45	38
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	3,15	38
УЭДН5-8-1100	8,0	11	2,65	38
УЭДН5-8-1300	8,0	13	3,25	39
УЭДН5-10-1000	10,0	10	2,85	40
УЭДН5-10-1200	10,0	12	3,35	40
УЭДН5-12,5-800	12,5	8	2,85	40
УЭДН5-16-650	16,0	6,5	2,85	40
УЭДН5-20-600	20,0	6	3,50	40

Примечание. Диаметр и длина электронасоса для всех установок составляют соответственно 117 и 2700 мм, масса - 115 кг.

Движение диафрагмы вниз вызывает срабатывание всасывающего клапана 10, через который скважинная жидкость поступает в диафрагменную полость. Движение вверх приводит к выталкиванию жидкости через нагнетательный клапан 11 в насосно-компрессорные трубы.

5. Эксплуатация скважин с применением длинноходовых насосных установок

Недостатки существующих технических средств для эксплуатации скважин

На современном уровне добычи нефти наибольшее распространение при механизированном способе эксплуатации скважин получили штанговые скважинные насосные установки, электропогружные центробежные насосные установки, компрессорный газлифт.

Электроцентробежные насосы используются для откачки нефти при больших дебитах скважины. Газлифтный метод применяется при наличии дешевого природного газа. Наибольшее распространение, до 70 % общего фонда скважин, получили штанговые скважинные насосные установки.

Широкое применение ШСНУ связано с простотой конструкции и обслуживания работы поверхностного привода - станка-качалки и сопутствующего оборудования. Для дальнейшего совершенствования этого способа добычи необходимо повысить эффективность глубинно-насосных установок за счет повышения надежности всех узлов. По данным нефтепромысловых управлений, средний межремонтный период ШСНУ составляет 150-200 сут, растет число простаивающих скважин, увеличиваются затраты на проведение подземных текущих ремонтов скважин. В зарубежной практике также наблюдаются подобные явления.

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Главным недостатком штанговой скважинной насосной установки является циклический характер ее работы с малым периодом цикла и большой асимметричностью нагрузок при высоком верхнем пределе. Циклическим воздействиям подвергаются все элементы установки от двигателя до приемного клапана глубинного насоса. Интенсивность накопления усталостных явлений в элементах штанговой установки составляет 7200 - 21600 циклов в сутки. Аварии на ШСНУ возникают в результате постепенного разрушения материала штанг при большом числе повторно-переменных напряжений.

Существенным недостатком является высокая стоимость подземного ремонта скважин, оборудованных ШСНУ. В результате аварий возникают простои скважин, загрязняется призабойная зона пласта, задалживаются агрегаты для глушения и ремонта. Проведение подземного ремонта требует значительных затрат ручного труда.

Указанные недостатки, усугубляющие в своей совокупности друг друга, создали в условиях большого фонда скважин ситуацию, при которой дальнейшее развитие нефтяной отрасли без разработки и внедрения новых технических средств стало затруднительным.

Бороться с быстрым наступлением усталостного разрушения элементов штанговой колонны и всей глубинно-насосной установки можно путем увеличения выносливости металла штанг, сокращения числа циклов работы

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

при сохранении производительности установки, снижения напряжений в элементах установки без уменьшения полезного напора. Ускорить процесс подземного ремонта скважин и исключить ряд негативных последствий, связанных с ним, можно, если использовать непрерывно наматываемую штанговую колонну.

Анализ различных технических решений показывает, что в наибольшей мере реализация указанных решений обеспечивается длинноходовыми глубинно-насосными установками.

Применяемые в настоящее время отечественные ШСНУ имеют длину хода плунжера насоса до 4,5 м, зарубежные выпускаются с длиной хода до 7,6 м. С увеличением длины хода плунжера насосной установки возрастает подача насоса, увеличивается коэффициент его наполнения и улучшаются энергетические характеристики установки в целом.

Анализ кинематической схемы шарнирного четырехзвенника, взятого за основу станка-качалки, свидетельствует, что при увеличении длины хода балансирного привода возрастают его габариты, масса и крутящий момент на валу редуктора. Так, например, станок-качалка фирмы "Луфкин" (США) типа APJ 3648 с длиной хода 7,6 м имеет массу 24,8 т и вращающий момент на валу редуктора 402 кН·м при грузоподъемности 248 кН.

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Кинематическая схема преобразующего механизма балансирных станков-качалок практически не поддается дальнейшему совершенствованию, так как конструкции механизма присущ органический недостаток, связанный с компоновкой элементов четырехзвенника. **Конструирование балансирных глубинно-насосных установок приводит к резкому увеличению габаритов и металлоемкости станков-качалок, что недопустимо с позиций дальнейшего развития научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности.**

Глубинно-насосные установки с балансирным приводом имеют относительно низкий КПД из-за невысоких коэффициентов наполнения насосов. Значения коэффициентов подачи ШСНУ на месторождениях Урало-Поволжского нефтяного региона не превышают 0,4 - 0,5. В результате энергозатраты при использовании балансирных глубинно-насосных установок превышают энергозатраты при других механизированных способах эксплуатации скважин.

Исследования показывают, что коэффициент наполнения, срок службы штанг и непосредственно насоса, межремонтный период ШСНУ улучшаются при увеличении длины хода плунжера насоса. Перед разработчиками новой техники стоит задача по созданию насосных механизмов, способных эффективно работать как в нормальных технико-технологических условиях, так и при добыче нефти с аномальными свойствами. Таким механизмом является **длинноходовая насосная установка.**

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Перспективы использования ДНУ для добычи нефти с аномальными свойствами

К нефтям с аномальными свойствами относятся высоковязкие и высокогазированные скважинные флюиды. Высоковязкая нефть представляет собой эмульсию типа нефть - вода, обладающую высоким содержанием парафина и смол. Высокогазированная нефть отличается небольшой вязкостью, но значительное содержание газа и выделение его при ходе всасывания снижают коэффициент наполнения цилиндра насоса, а иногда приводят к полному срыву подачи. Наиболее простыми и перспективными, с точки зрения эффективной откачки газированной нефти, являются длинноходовые насосные установки с гибким тяговым элементом. Наглядно прослеживается необходимость использования таких установок для откачки больших объемов жидкости из глубоких скважин, особенно при добыче высокогазированной нефти.

Одним из перспективных направлений работ, проводимых в ОАО "Оренбургнефть", является использование длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом, самоуплотняющимися плунжерами и рабочим цилиндром из насосно- компрессорных труб.

Принцип работы установки заключается в том, что наземный привод производит наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом перемещения плунжера. Возвратно-поступательное движение ленты с плунжером и работа клапанов обеспечивают

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

подъем жидкости на поверхность. Движение плунжера вверх и вниз осуществляется путем реверсирования приводного двигателя.

Производительность установки определяется скоростью движения плунжера, длиной его хода и уровнями жидкости в скважине в конце хода вверх или вниз, связанными с интенсивностью притока жидкости в скважину. Первый опытный образец ДНУ с ленточным механизмом подъема был изготовлен в ИГДУ "Бузулукнефть" и прошел промысловые испытания на Покровском месторождении в 1978 г.

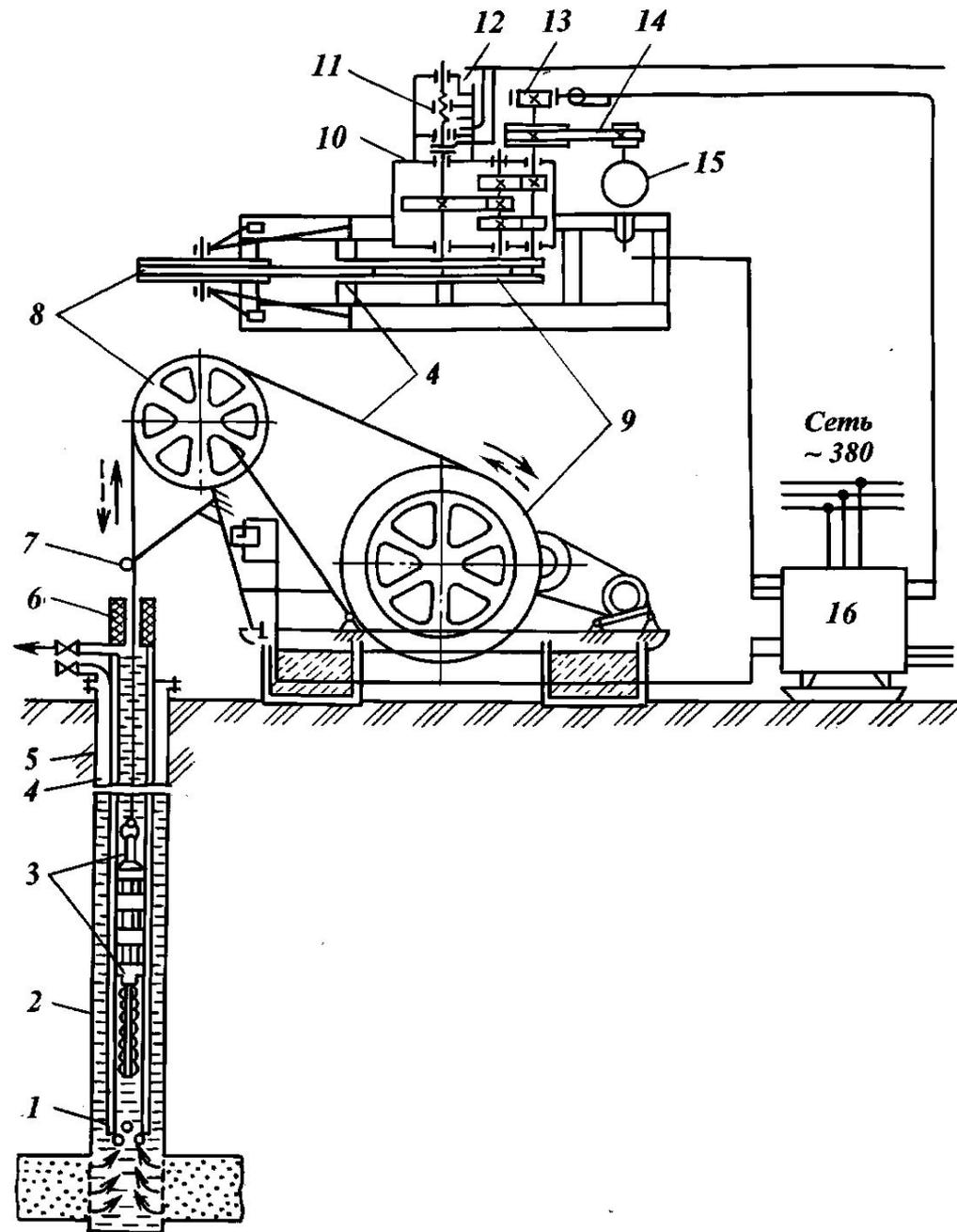
В компоновку первой установки входит закрепленный на раме **редуктор 10**. На валу редуктора размещены **бобина 9**, на которую наматывается **лента**, **электродвигатель 15**, **клиноременная передача 14**, расположенная горизонтально, **механизм реверсирования 11**, **тормоз 13**, **направляющий ролик 8**, **станция управления 16**.

Рама крепится на фундаменте. Центрирование ленты при спуске в скважину обеспечивается направляющим роликом, закрепленным в соответствии с положением оси скважины.

5. Эксплуатация скважин ДНУ

**Рис. 5.1. Принципиальная схема
длинноходовой насосной
установки:**

- 1 - всасывающий клапан;
- 2 - плунжер;
- 3 нагнетательный клапан;
- 4 - тяговый орган;
- 5 - цилиндр насоса, колонна НКТ;
- 6 - сальник;
- 7 - аварийный отключатель;
- 8 - направляющий ролик;
- 9 - бобина;
- 10 - редуктор;
- 11 - механизм реверсирования;
- 12 - концевые отключатели;
- 13 - тормоз;
- 14 - клиноременная передача;
- 15 - электродвигатель;
- 16 - станция управления.



5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Опытная эксплуатация первой ДНУ с ленточным тяговым механизмом подтвердила работоспособность насосного агрегата, но также выявила ряд недостатков, к которым относятся:

- малый диаметр сматывающего барабана, что значительно увеличивает влияние изгибающего момента на напряжения изгиба ленты;
- применение направляющего ролика, что дополнительно накладывает на ленту напряжения изгиба и приводит к снижению ресурса ленты;
- несовершенство командно-управляющей аппаратуры;
- установки приводят к возникновению проблемы с защитой ленты от перегрузок и делают невозможным оперативное изменение скорости движения плунжера.

Дальнейшее совершенствование ДНУ было направлено на устранение выявленных недостатков, что привело к созданию целого ряда модифицированных конструкций.

Преимущества длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом подъема

Длинноходовые насосные установки с ленточным механизмом подъема имеют ряд существенных особенностей, которые обуславливают высокие технико-экономические показатели эксплуатации скважин и широкую область применения по дебитам и напорам.

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

- не ограниченная в пределах глубины скважин длина хода плунжера;
- использование в качестве штанг длинномерной высокопрочной ленты;
- применение плунжера глубинного насоса специальной конструкции, обеспечивающего сохранение герметичности пары поршень - цилиндр до полного износа уплотнительных элементов, выполненных из износостойких и твердых материалов;
- использование в качестве цилиндра глубинного насоса колонны насосно-компрессорных труб.

Возможность обеспечения большой длины хода установки позволяет:

- многократно сократить число циклов работы, что увеличивает долговечность установки, так как отдалается наступление времени усталостных разрушений деталей (или позволяет работать при более высоком уровне нагрузок с той же долговечностью);
- полностью устранить или существенно снизить действие динамических сил, которые в обычных установках составляют до 30-50 % статической нагрузки;
- значительно увеличить (в 3 - 4 раза) среднюю скорость движения плунжера, от которой зависит производительность установки;
- резко уменьшить потери длины хода (на 90-95 %), связанные с упругим удлинением штанг.

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Применение в качестве штанг высокопрочной ленты дает возможность:

- производить ремонт скважины по замене насоса без бригады подземного ремонта и специальных агрегатов с помощью собственного привода силами двух операторов (простой скважины при этом уменьшается с 16 до 2 ч);
- отказаться от глушения скважины;
- снизить расходы на тяговый орган и установку в целом, так как стоимость ленты в 1,2-1,5 раза меньше стоимости штанг, а ее использование дает возможность снизить стоимость привода за счет уменьшения грузоподъемности при одинаковой полезной нагрузке;
- уменьшить износ плунжерной пары вследствие замены толкания плунжера движением его под собственным весом.

Длинноходовая установка с ленточным механизмом подъема может работать в непрерывном и периодическом насосном режиме с подачей за один ход до 3 - 4 м³ жидкости, а также в режиме свабирования с отбором жидкости с глубины до 5000-5500 м.

Принцип действия и особенности конструкции ДНУ с ЛМП

Первой попыткой осуществить работу ДНУ с ЛМП являются опыты на скв. 259 Покровского месторождения, которые проводили "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью в 1975 г. Впервые здесь удалось осуществить насосный режим эксплуатации скважины с длиной хода плунжера 95 м.

5. Эксплуатация скважин с применением ДНУ

Первой попыткой осуществить работу ДНУ с ЛМП являются опыты на скв. 259 Покровского месторождения, которые проводили "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью в 1975 г. Здесь удалось осуществить насосный режим эксплуатации скважины с длиной хода плунжера 95 м.

Из рис. 5.2 видно, что ДНУ с лентой 3,5x95 мм при высоте подъема жидкости 1500 м может обеспечить подачу жидкости в количестве 400 м³/сут, в то время как ДНУ с лентой 3,0x50 мм при той же высоте подъема может подать 100 м³/сут жидкости.

При работе ДНУ с ЛМП в режиме свабирования подача ДНУ с лентой 3,5x95 мм составит 640 м³/сут, а ДНУ с лентой 3,0x50 мм - 160 м³/сут при одной и той же высоте подъема жидкости.

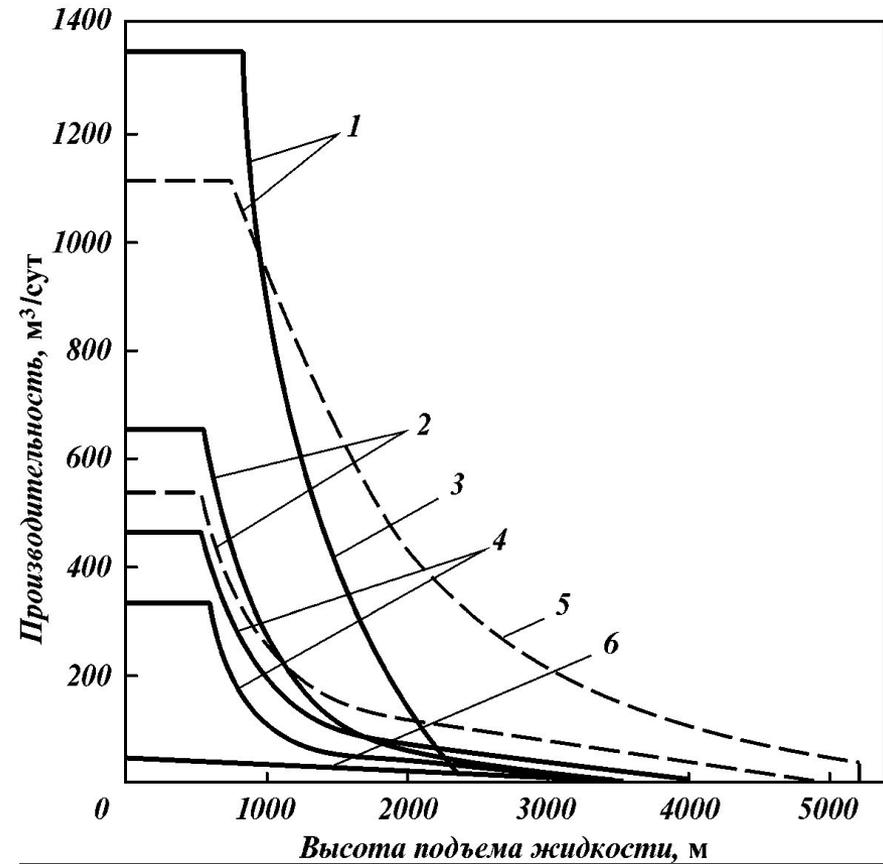


Рис. 5.2. Область производительностей и напоров ДНУ с ЛМП: 1 - ДНУ с лентой 3,5x95 мм; 2 - ДНУ с лентой 3,0x50 мм; 3 - помпирование ДНУ; 4 - границы ШСНУ по ГОСТу; 5 - свабирование с помощью ДНУ; 6 - фактическая граница для ШСНУ

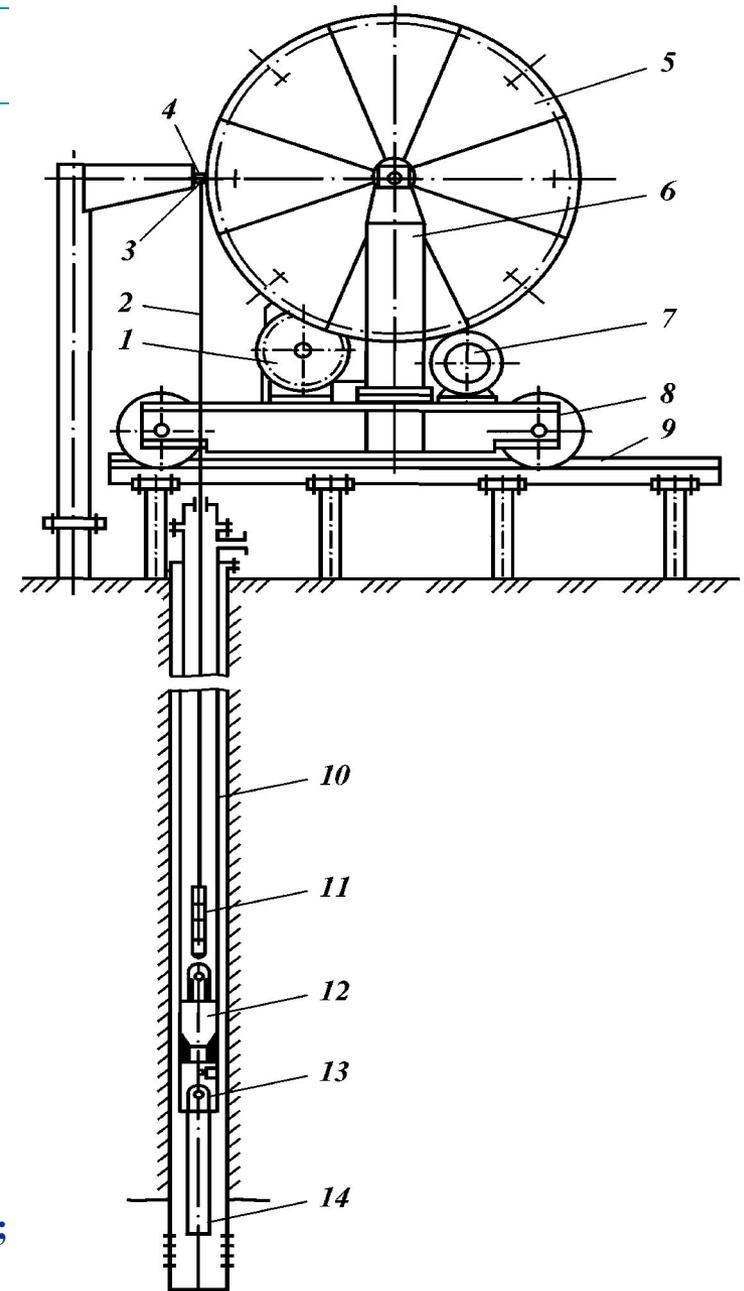
5. Эксплуатация скважин ДНУ с ЛМП

Установка работает следующим образом. Вначале в скважину спускают насосно-компрессорные трубы 10, которые выполняют роль цилиндра насоса с установленным на нижнем конце всасывающим клапаном 14. Затем с помощью привода в колонну НКТ спускают ленту 2 механизма подъема с закрепленным на нем плунжером 12 с утяжелителем 11 и нагнетательным клапаном 13.

В процессе спуска утяжелитель увлекает вниз набор цилиндрических уплотнительных элементов плунжера 12, соединенных с лентой и проходящих через устьевой сальник.

Рис. 5.3. Принципиальная схема ДНУ с ЛМП:

1 - редуктор со звездочкой; 2 - лента; 3 - точка сбега ленты; 4 - направляющий ролик; 5 - бобина; 6 - стойка; 7 - двигатель; 8 - тележка; 9 - рельсы; 10 - НКТ; 11 - утяжелитель; 12 - плунжер; нагнетательный клапан; 14 всасывающий клапан



5. Эксплуатация скважин ДНУ с ЛМП

При ходе ленты вверх осуществляется всасывание жидкости в цилиндр насоса через всасывающий клапан, а при ходе плунжера с утяжелителем вниз происходит нагнетание жидкости через нагнетательный клапан.

Наземный привод осуществляет наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом движения плунжера. Ход плунжера вниз происходит за счет прикрепленного к нему груза 11. Возвратно-поступательное перемещение плунжера и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости из скважины. Переключение с хода "вверх" на ход "вниз" осуществляется путем реверсирования двигателя. Длина хода плунжера регулируется изменением места установки конечных переключателей на винте механизма реверсирования, а производительность установки - введением в цикле соответствующих пауз в конце хода "вниз" или "вверх".

7. Предупреждение образования и удаление асфальтосмоло-парафиновых отложений с поверхности оборудования

Общая характеристика АСПО

Под парафиновыми соединениями, выделяющимися из нефти в скважинах в процессе добычи нефти, понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит целая гамма веществ.

В первую очередь это - собственно парафины, представляющие собой углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а также асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафинистой массе различно и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти. Общепринятая по ГОСТ 912-66 технологическая классификация делит нефти по содержанию парафина на следующие виды:

- **малопарафиновые менее 1,5 % (по массе);**
- **парафиновые от 1,5 до 6 % (по массе);**
- **высокопарафиновые более 6,0 % (по массе).**

Наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производителями много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых им.

Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии.

7. Предупреждение образования и удаление асфальтосмоло-парафиновых отложений с поверхности оборудования

Нефти одного и того же района содержат тем меньше парафина, чем больше в них смолистых веществ. Содержание парафина в нефтях одного и того же месторождения возрастает с глубиной залегания. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов тем выше, чем больше их молекулярная масса. Плотность парафинов в твердом состоянии колеблется от 865 до 940 кг/м³, а в расплавленном - от 777 до 790 кг/м³. Растворимость парафина в органических жидкостях велика, падает с увеличением молярной массы и растет с повышением температуры.

В химическом отношении парафины различаются стойкостью по отношению к разным химическим реагентам. Серная кислота не действует на парафин не только при низких температурах, но и при высоких. Обычные азотная и соляная кислоты, а также щелочи инертны в отношении парафина. Парафин легко окисляется воздухом.

Высокомолекулярные парафины от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$ называемые церезинами, отличаются по своим свойствам от обычных парафинов - имеют более высокую температуру кипения, а также обладают большими молекулярными массами и плотностью.

7. Предупреждение образования и удаление асфальтосмоло-парафиновых отложений с поверхности оборудования

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. Они обладают высокой молярной массой, нелетучи, имеют большую неоднородность. По классификации некоторых ученых к группе смолистых соединений отнесены асфальтены.

В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения. Так, например, среднее содержание (% по массе) асфальтенов в безводных туймазинских нефтях составляет 4,4 - 8,0, в обводненных - 7,8 - 8,3.

Содержание смолистых веществ и парафина связано обратным соотношением.

В нефти содержится небольшое количество асфальтенов (2-5 %). Плотность их колеблется в пределах 1000 кг/м³, они хорошо растворяются в бензоле, но нерастворимы в спирте и бензине. Таким образом, состав АСПО зависит от состава нефти и термодинамических условий их образования. Основными компонентами отложений являются парафины, содержание которых изменяется от 20 до 70 % (по массе), и асфальтосмолистые соединения - от 20 до 40 % (по массе). Температура застывания парафинов на 3 - 10 °С выше температуры застывания отложений и составляет 66 - 75 °С.

7. Предупреждение образования и удаление асфальтосмоло-парафиновых отложений с поверхности оборудования

Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили выделить следующие факторы, влияющие на парафинообразование:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объемов фаз.

В скважине эти факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными. Исследователями установлены некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при следующих условиях.

7. Предупреждение образования и АСПО

Забойное давление больше давления насыщения. В стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из нее парафина. Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Забойное давление меньше давления насыщения. При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние на выпадение парафина. При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса $P_{пр}$ меньше, чем давление насыщения нефти газом $P_{нас}$. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В подъемной колонне образуются две зоны. Первая - выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая - зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

7. Предупреждение образования и АСПО

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно-компрессорных труб равным давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в подъемном лифте.

Однако возникают режимы, когда с целью интенсификации притока забойное давление снижают до значений, равных или меньших $P_{нас}$, и тогда вероятность газоотделения и выпадения парафина высока в любом интервале ствола скважины, а также в насосно-компрессорных трубах.

Поскольку для нормального процесса нефтеотдачи проблеме представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб, то следует рассмотреть некоторые условия образования и накопления парафиновых отложений до критических значений.

К настоящему времени исследователями отмечены следующие факторы, способствующие выделившемуся из нефти парафину образовывать отложения или пробки в скважинах:

7. Предупреждение образования и АСПО

- адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) - парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества;
- наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.;
- шероховатость поверхности, являющейся основой для "зацепления" кристаллов парафина, вокруг которых начинают расти агрегаты отложений;
- скорость движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности, а также вынос на устье скважины;
- электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;
- структура потока, оказывающая влияние на отложения парафина: установлено, что наибольшие отложения возникают при четочном режиме, когда газ является дисперсной фазой.

7. Предупреждение образования и АСПО

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: **скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов.** Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков.

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья (рис. 7.1).

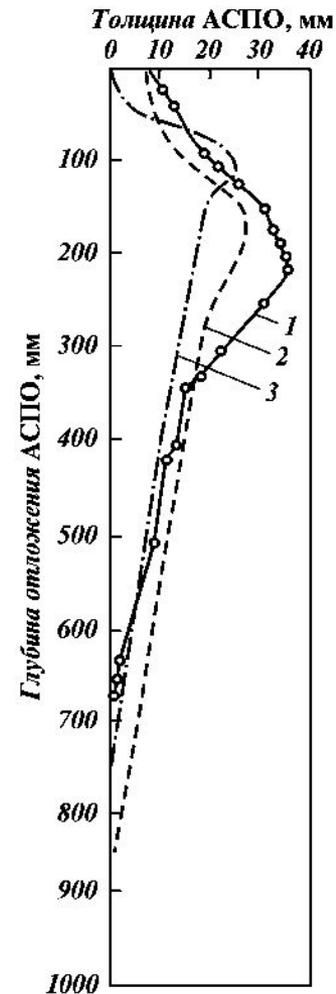


Рис. 7.1. Динамика образования АСПО по длине подъемника различных диаметров, мм: 1 - 89; 2 - 73; 3 - 62 мм

7. Предупреждение образования и АСПО

Анализ отложений в подъемных трубах скважин и выкидных линиях и резервуарах позволил установить, что:

- ✓ **содержание парафина в массе отложений возрастает снизу вверх, достигая максимума у устья скважины; оставшийся объем включает в себя нефть, смолистые вещества, воду, мехпримеси;**
- ✓ **температура плавления парафина уменьшается снизу вверх, т.е. в нижней части подъемника выпадают более тугоплавкие кристаллы;**
- ✓ **за период полного запаарафирования труб отложения парафина составляют 0,5 - 1,0 % (по массе) к количеству добытой нефти и 6 - 15 % (по массе) к накопившемуся в нефти парафину;**
- ✓ **в девонских фонтанных скважинах отложение твердого парафина происходит при давлении 3,5 - 4,0 МПа и температуре 20 - 24 °С, а начало интенсивного парафинообразования приурочено к области с давлением 2,5 - 2,6 МПа и температуре 17- 18°С;**
- ✓ **гидрофильный характер поверхности ведет к уменьшению интенсивности прилипания парафина. На смачиваемость поверхности влияет степень дисперсности воды в нефти. С увеличением дисперсности эмульсий смачиваемость поверхности ухудшается;**
- ✓ **свойства самих парафинов оказывают влияние на интенсивность отложений. Чем больше тугоплавкость парафина, тем больше сцепляемость кристаллов друг с другом и способность их к прилипанию.**

7. Предупреждение образования и АСПО

По мнению большинства ученых, определяющим фактором, влияющим на парафинообразование, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины. Характер распределения температуры по длине скважины зависит от:

- передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам;
- расширения газожидкостной смеси.

Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определенной глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной. Если кольцевое пространство заполнено газом, то теплоотдача составляет меньшее значение по сравнению с жидкостным заполнением.

При давлении в стволе скважины выше $P_{нас}$ весь газ находится в растворенном состоянии, и охлаждение в этом случае вызывается отдачей тепла в окружающую среду. Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъему жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счет теплоотдачи окружающим породам.

Отсюда следует, что температура по стволу скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а значит, и дебитом скважины.

7. Предупреждение образования и АСПО

Методы борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах

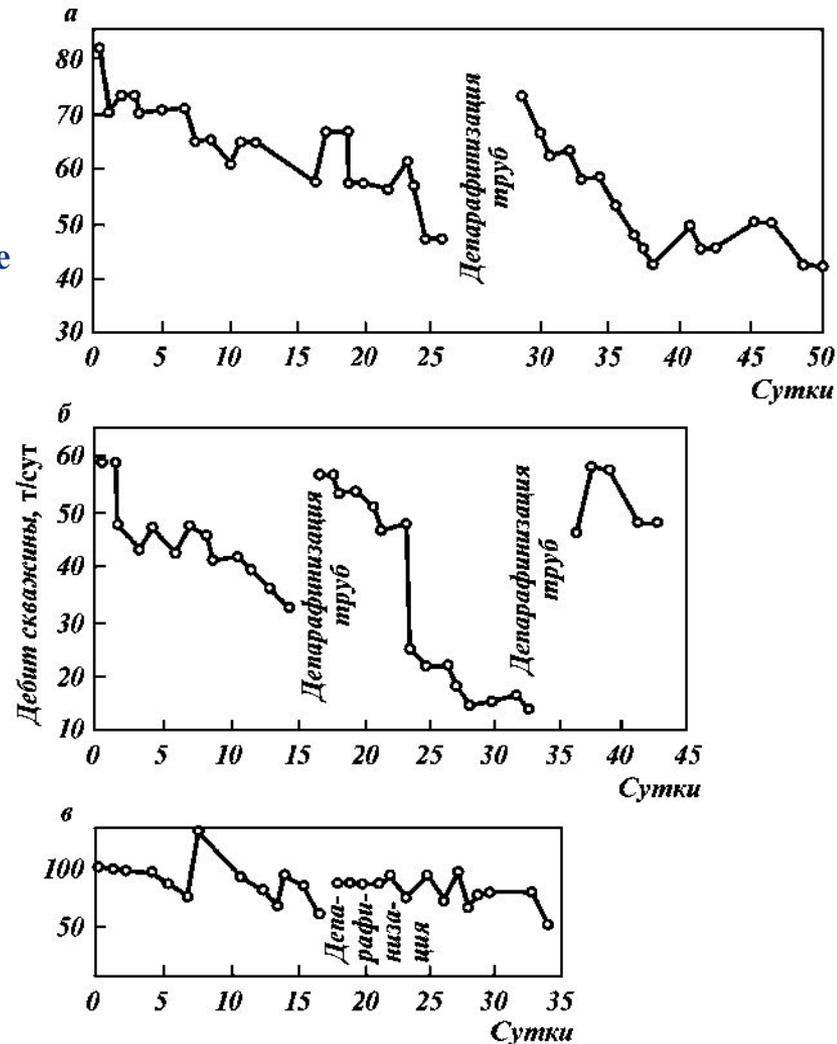
Динамика работы фонтанных парафинсодержащих скважин имеет закономерность, приведенную на рис. 7.8.

Рис. 7.8. Графики падения производительности парафинсодержащих фонтанных скважин в процессе эксплуатации: а - скв. 1; б - скв. 2; в - скв. 3

Сегодня в арсенале нефтяников преобладают следующие методы: тепловые, физические, химические, механические и применение покрытий.

На отдельных месторождениях в качестве экспериментальных проводятся работы по применению вибрационных и магнитных способов.

Перечисленные методы с небольшими изменениями, а иногда и без них, применяются в скважинах с различными способами эксплуатации.



7. Предупреждение образования и АСПО

Тепловые методы

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50 °С и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.

Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используются следующие технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электрических печей наземного и скважинного исполнения;
- агентов, взаимодействие которых ведет к химической реакции, сопровождающейся выделением некоторого количества тепла.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях - котельных установках передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты - депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами - подогревателями жидкости до температуры 150 °С и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

7. Предупреждение образования и АСПО

Тепловые методы

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310 °С и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и на глубине 300 - 400 м температура пара снижается до температуры скважины.

Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины. Поднятые на поверхность НКТ лучше очищать следующим образом. Поместить их в кассету и воздействовать на них паром от ППУ по схеме, приведенной на рис. 7.9. При этом одновременно очищаются 10 - 20 труб. Для усиления эффекта в трубы можно вставить поршни.

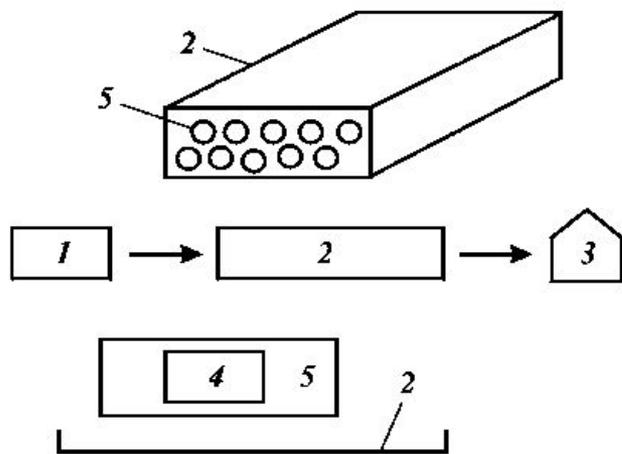


Рис. 7.9. Способ очистки труб от парафина:

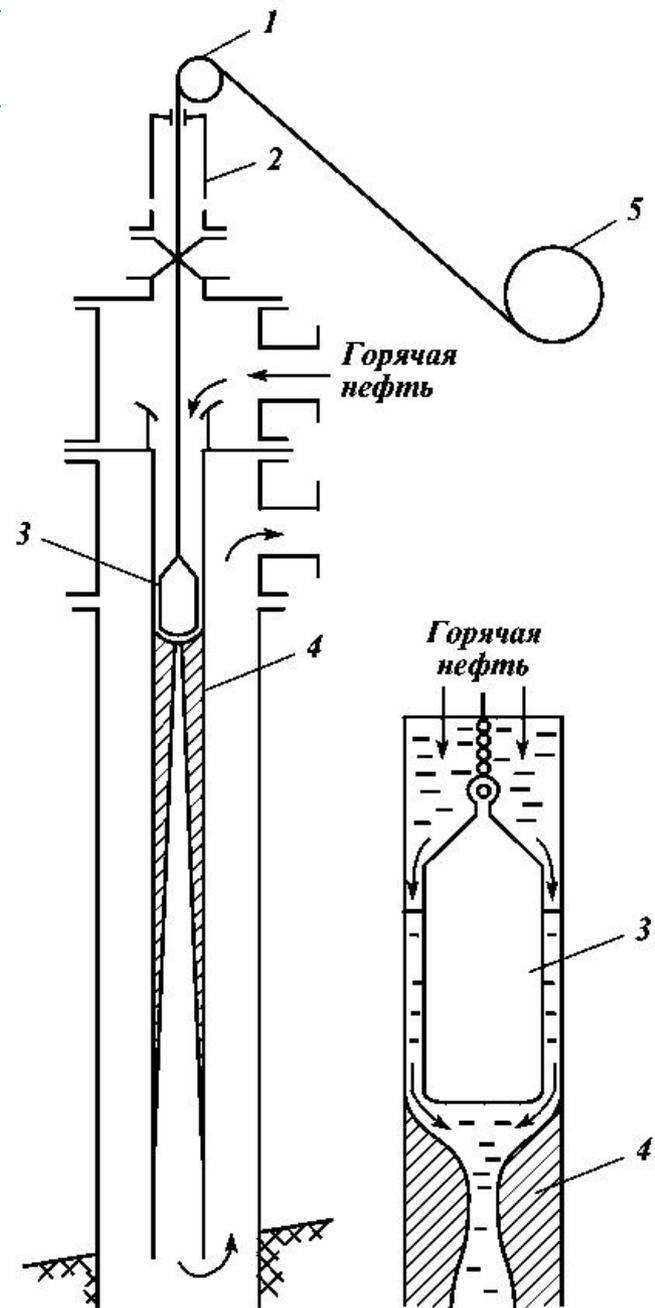
1 - паропередвижная установка; 2 - кассета; 3 - емкость для слива отложений; 4 - поршень; 5 - НКТ

7. Предупреждение образования и АСПО

Тепловые методы

Повышение эффективности очистки НКТ от отложений парафина может быть достигнуто ранее применявшейся, но к настоящему времени повсеместно утраченной технологией, приведенной на рис. 7.10. Улучшение процесса очистки происходит за счет совмещения операции промывки горячей жидкостью со спуском поршня, который обеспечивает направленное движение теплоносителя вдоль внутренней поверхности НКТ и более рациональное использование тепла.

Рис. 7.10. Схема оборудования скважины для депарафинизации горячей нефтью по центральной схеме с применением плунжера: 1 - направляющий ролик; 2 - лубрикатор; 3 - плунжер; 4 - парафин; 5 - лебедка с канатиком



7. Предупреждение образования и АСПО

Электродепарафинизация

Применение электричества для депарафинизации имеет давнюю историю, когда на Сахалинских промыслах, а затем в НГДУ "Туймазанефть" на НКТ подавался электрический ток напряжением 2000-6000 В. Одной из разновидностей депарафинизации является применение устройств, располагаемых в области интенсивного парафинообразования.

Конструкция первых нагревателей (рис. 7.11) включала обмотку 2, сердечник 3, подвижной контакт 1, присоединительные клеммы 4 и 5, электроисточник 6. Здесь сердечником служит колонна насосно-компрессорных труб. Подача напряжения осуществляется на индукционную катушку по обсадной колонне, а на сердечник по НКТ. Условием работы схемы является обеспечение надежной изоляции НКТ от обсадной колонны. Это достигается применением центраторов, выполненных из электроизоляционного материала.

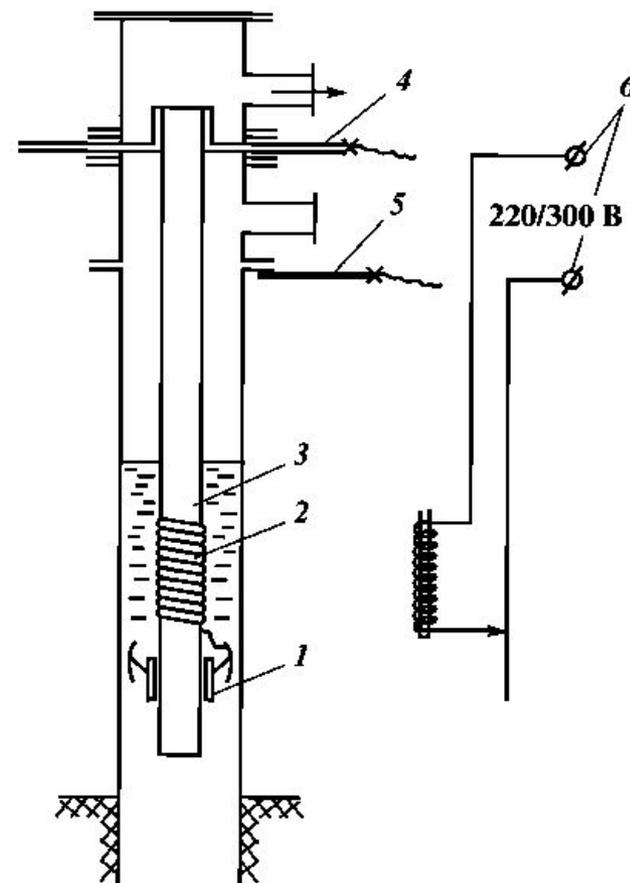


Рис. 7.11. Схема оборудования скважины и электрическая схема цепи при депарафинизации с применением индукционной электропечи

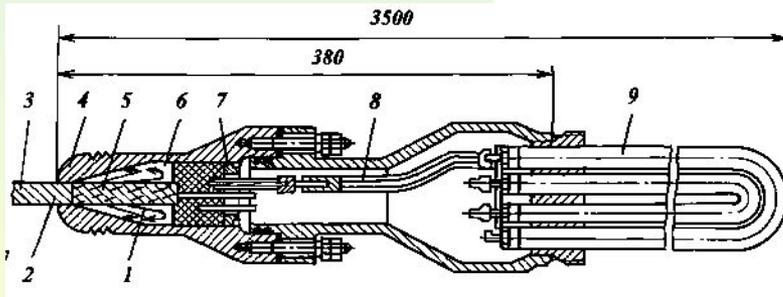
7. Предупреждение образования и АСПО

Электродепарафинизация

Развитием этого вида электродепарафинизации являются разработанные в ТатНИШнефть индукционные нагреватели, электропитание которых осуществляется по кабелю. Это обеспечивает более высокую надежность и безопасность конструкции.

В последние годы промышленность освоила выпуск установки для электропрогрева скважин типа УЭС-1500, которая обеспечивает спуск в скважину на кабель-канате на глубину до 1500 м электропечи мощностью до 50 кВт.

Установка создает температуру в интервале спуска до 100 °С и включает в себя лебедку, смонтированную на шасси автомобиля, автотрансформатор, кабель-канат и электропечь (рис. 7.12). Назначение автотрансформатора - компенсировать потери напряжения в кабеле, значение которых зависит от глубины спуска электропечи.



Опыт применения электронагревателей на промыслах Башкортостана показал их эффективность. Отмечена также ненадежная конструкция узла присоединения кабеля к нагревателю.

Рис. 7.12. Электронагреватель скважинный:

1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель; 4 - головка; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - гайка; 8 - клеммник; 9 - нагреватель

7. Предупреждение образования и АСПО

Электродепарафинизация

Дальнейшим развитием этого направления явился спуск нагревателей внутрь НКТ непосредственно в интервалы парафинообразования, для чего была разработана малогабаритная печь диаметром 29 мм и мощностью 9,45 кВт.

Применение электронагревателей для борьбы с отложениями парафина в устьевой арматуре и манифольдах было реализовано в НГДУ "Туймазанефть" путем монтажа на устье скважины специальной батареи из трех сообщающихся между собой труб, на которые наматывалась электрическая обмотка. Трубы подключаются к арматуре и через них пропускается добываемая жидкость, а на обмотку подается напряжение (рис. 7.13).

Применение данного устройства особенно эффективно на удаленных скважинах, расположенных в труднодоступных местах. Несмотря на положительные стороны электродепарафинизация получила ограниченное применение вследствие непродолжительного эффекта воздействия и ненадежности серийных конструкций, делающих их эксплуатацию опасной для персонала.

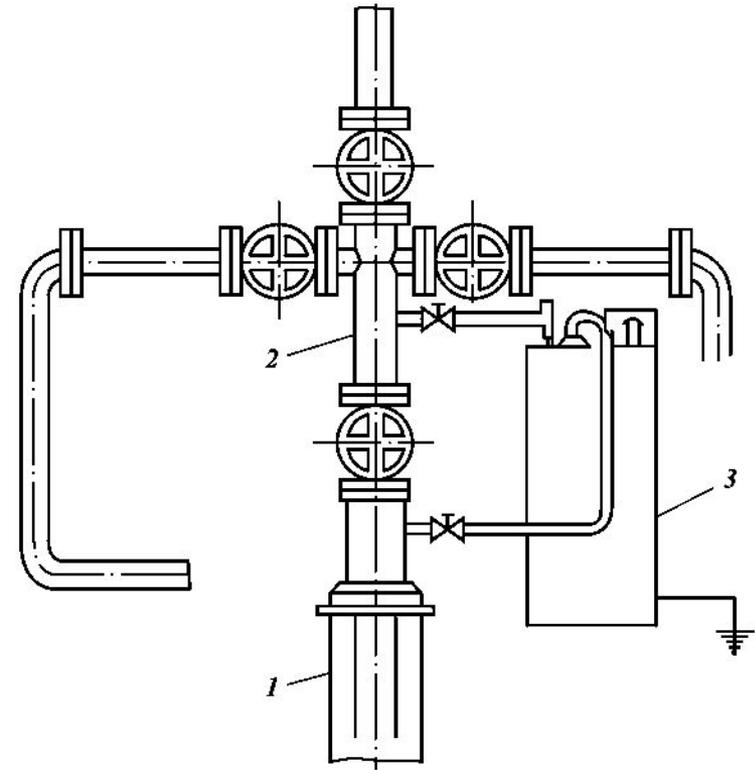


Рис. 7.13. Индукционный прямооточный подогреватель и схема его подключения: 1 - скважина; 2 - устьевая арматура; 3 - подогреватель

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

Методы, относящиеся к физическим, основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промысловых исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается. Степень воздействия поля на интенсивность образования отложений зависит от физико-химических свойств, состава нефти, интенсивности поля и режима обработки нефтяного потока полем.

Как известно, нефть представляет собой смесь веществ, обладающих различным характером и значением магнитной восприимчивости, а также электрической поляризуемости. Переменное электрическое поле характеризуется напряженностью переменного электрического поля и напряженностью переменного магнитного поля.

При обработке нефтяного потока полем образуются дополнительные центры кристаллизации парафина по всему объему нефтяного потока. Кристаллы растут не на стенках оборудования, а в объеме нефти, что и уменьшает интенсивность накопления АСПО в оборудовании.

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

Для исследования влияния электромагнитного поля на процесс возникновения смолопарафиновых образований был сконструирован и изготовлен **электромагнитный аппарат**, который был испытан на Усинском месторождении. Результаты промысловых испытаний показали достаточно высокую эффективность метода.

В настоящее время в связи с трудностями приобретения химических реагентов и специального оборудования наиболее перспективными являются устройства, предотвращающие образование АСПО, на основе **постоянных магнитов**, которые не требуют ни химических реагентов, ни электроэнергии. В течение последних трех лет с этой целью предлагались петромагнитные устройства **"Магнифло"** производства **компании "Петролеум Магнетик Интернешнл"** (г. Одесса и штат Техас, США).

Они представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Технологическая конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но из-за довольно значительных размеров (2-5 м) и массы (30-100 кг) иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

В России эти устройства продаются и перепродаются различными фирмами-посредниками по цене 8-12 тыс. долл. США, что в итоге не позволяет достичь хороших экономических и технологических результатов. В связи с большой удаленностью добывающих скважин от базы производственного обеспечения в условиях Крайнего Севера эта технология не была принята надежной. Поэтому совместно с НПФ "Технологические системы" с 1994 г. были начаты работы по внедрению отечественных опытно-промышленных устройств с использованием постоянных спецмагнитов.

Устройства представляют собой цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, массой примерно 5 и 3 кг, выполненные из коррозионно-стойкой стали и снабженные элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъема НКТ в большинстве случаев не требуется.

Конструкция магнитов, расположенных внутри корпуса, позволяет проводить обработку продукции скважины таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства для обработки жидкости в нефтегазоводяном потоке за счет физико-химической модификации металлосодержащих микропримесей образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса.

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях. Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим. Защита от отложения осуществляется в результате формирования АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины. Применение устройств, разработанных НПФ "Технологические системы", вызывает также **газлифтный эффект** благодаря более раннему выделению газа в виде микроскопических пузырьков, что в некоторой степени увеличивает продуктивность скважин. Интенсивное выделение микропузырьков газа способствует выносу мелких (частицы размером примерно до 50 мкм) механических примесей, однако более крупные механические примеси (размеры, начиная с 50 мкм) могут быть не вынесены микропузырьками, что снижает эффективность работы депарафинизатора. Однако в последнем случае отнесение отложений механических примесей к АСПО является ошибочным, так как АСПО принято называть отложения, полученные в результате кристаллизации твердых веществ из растворенного состояния. Косвенно указывает на наличие крупных механических примесей в продукции скважины малый (1-5 мес) межремонтный период.

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

Результаты применения магнитных устройств в ОАО "Оренбургнефть" подтвердили эффективность предложенной технологии борьбы с парафиноотложениями как при фонтанном способе эксплуатации скважин, так и при использовании глубинных насосных установок (ЭЦН и СШН). Перспективу развития данных работ специалисты ОАО "Оренбургнефть" видят в расширении области применения различных магнитных устройств, включая защиту выкидных линий скважин от парафиноотложений, ускорении водогазонефтесепарации, снижении коррозии.

Экономический эффект по Росташинскому месторождению составляет в среднем 15,5 млн руб/мес (примерно 3 тыс. долл. США по курсу ММВБ на 01.09.96 г.) на скважину. За 1995-1998 гг. на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" было испытано 115 магнитных депарафинизаторов различных конструкций.

По результатам промысловых испытаний магнитных депарафинизаторов сделаны следующие выводы:

- ✓ магнитными депарафинизаторами можно оборудовать скважины и выкидные линии;
- ✓ в фонтанные скважины и скважины с ЭЦНУ депарафинизаторы следует спускать на скребковой проволоке;

7. Предупреждение образования и АСПО

Физические методы

- ✓ в скважинах с большим газовым фактором депарафинизатор необходимо перед запуском поднимать до лубрикатора;
- ✓ для месторождений с незаконченным обустройством магнитные депарафинизаторы являются оптимальным средством предотвращения АСПО;
- ✓ срок окупаемости магнитных депарафинизаторов в скважинах с небольшим межочистным сроком (до нескольких суток) составляет не более одного месяца.

Вибрационные методы

Методы основаны на создании в области парафинообразования **ультразвуковых колебаний**, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению на стенках труб. Разработаны устройства, которое генерировало гидравлические колебания частотой до 1,8 Гц за счет колебания пластины, помещенной в центр потока струи движущейся жидкости.

Опубликованные материалы по результатам испытания гидравлических вибраторов противоречивы. Есть основания предполагать, что вибрация влияет на прочность резьбовых соединений НКТ, а также способствует их разрушению или самоотвинчиванию. Учитывая, что работающее в скважине насосное оборудование, особенно установки электроцентробежных насосов, также вызывают вибрацию труб, могут возникнуть резонансные колебания системы, приводящие к авариям.