

**8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОЙ ДЕПРЕССИИ  
НА ПЛАСТ**

Вызов притока нефти или газа в скважину возможен лишь при условии, если  $p_{пл} > p_z + p_{доп}$ , где  $p_{пл}$  – пластовое давление;  $p_z$  – забойное давление;  $p_{доп}$  – дополнительное давление, необходимое для преодоления сопротивлений, которые встречает жидкость или газ, перемещаясь к забою скважины. Эти сопротивления создаются природными и искусственными причинами, возникающими в процессе бурения (загрязнение призабойной зоны).

Если в скважине имеется столб жидкости плотностью  $\rho$  и высотой  $H$ , то приведенное выше неравенство можно записать в таком виде:

$$p_{пл} > \rho g H + p_{доп}. \quad (8.1)$$

Пластовое давление – параметр, остающийся без изменения в процессе освоения скважины. Таким образом, чтобы удовлетворить неравенство, могут изменяться  $\rho$ ,  $H$ ,  $p_{доп}$ .

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирают с учетом прочности цементной оболочки, определяют по формуле

$$\Delta p \leq p_{пл} - (p'_{пл} - ah), \quad (8.2)$$

где  $p_{пл}$  – давление в продуктивном пласте, МПа;  $p'_{пл}$  – давление в водоносном горизонте либо в водно-нефтяном контакте (ВНК), МПа;  $h$  – высота качественной цементной оболочки между водоносным горизонтом или ВНК и наиболее близким перфорационным каналом, м;  $a$  – допустимый градиент давления на цементную оболочку за обсадной колонной, МПа (не более 2,5).

Колебание давления в эксплуатационной колонне зависит от сминающих давлений, заложенных в проекте сооружения скважины, на практике проверяется по данным конструкции эксплуатационной колонны.

Допустимая депрессия, исходя из условий устойчивости призабойной зоны пласта, обеспечивается при выполнении следующего соотношения:

$$\Delta p \leq \frac{\sigma_{сж}}{2} - k(p_r - p_{пл}), \quad (8.3)$$

где  $\sigma_{сж}$  – предел прочности породы на сжатие с учетом ее изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа;  $p_r$  – вертикальное горное давление, МПа;  $k$  – коэффициент бокового распора.

Горное давление определяется средней плотностью верхних пород  $\rho_{ср}$  с учетом жидкости, содержащейся в них, и глубины залежей пласта:

$$p_r = 10^5 \rho_{cp} H, \quad (8.4)$$

где  $H$  – глубина залежей пласта, м;  $\rho_{cp} = 2300 - 2500$  кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент бокового распора определяют при помощи коэффициента Пуассона  $\nu$  (табл. 8.1):

$$k = \nu / (1 - \nu). \quad (8.5)$$

Формула (8.3) – приближенная, точность определения  $\sigma_{сж}$  невысока, так же как и определение  $\nu$  и  $E$ , поэтому значение депрессии целесообразно проверять экспериментально для каждого месторождения.

Значение допустимой депрессии на основе условий избежания смыкания трещин (для трещиноватых коллекторов) определяют по формуле

$$\Delta p \leq \frac{\delta E}{4l(1-\nu^2)}, \quad (8.6)$$

где  $\delta$  – раскрытие трещин, мм;  $l$  – длина трещин, мм;  $E$  – модуль упругости породы пласта, МПа.

Минимальная депрессия на пласт должна также обеспечивать перепад давления, необходимый для преодоления сопротивления движению жидкости в призабойной зоне:

$$\Delta p \geq p_{доп}, \quad (8.7)$$

где  $p_{доп} = 2-5$  МПа.

Чтобы предотвратить выделение газа в призабойной зоне пласта и его прорыв в ствол скважины, депрессию  $\Delta p$  ограничивают такими условиями:  $\Delta p = p_{пл} - 0,6p_{нас.г.}$ , при обводненности продукции более 3 % и для остальных случаев

$$\Delta p = p_{пл} - p_{нас.г.}, \quad (8.8)$$

где  $p_{нас.г.}$  – давление насыщения нефти газом.

Известно около 20 технологических процессов вызова притока из пласта. Рассмотрим основные из них.

Методы освоения скважин и вызова жидкости или газа из пласта в скважину, которые применяют в промышленной практике, базируются на трех способах снижения противодействия на пласт: уменьшении плотности жидкости, которая заполняет скважину; снижении уровня жидкости в скважине или забойного давления после предварительного воздействия на продуктивные пласты.

Приток жидкости из пласта начинается тогда, когда давление столба жидкости в скважине становится меньше пластового давления, т.е. при создании депрессии на пласт.

Таблица 8.1

**Модуль упругости и коэффициент Пуассона  
для горных пород**

Порода	$\nu$	$E \cdot 10^{-4}$
Глины пластичные	0,38–0,45	–
Глины плотные	0,25–0,35	–
Сланцы глинистые	0,10–0,20	–
Известняки	0,28–0,33	6–10
Песчаники	0,30–0,35	3–7
Сланцы песчаные	0,16–0,25	2,4–3,0
Гранит	0,26–0,29	6,6

## 8.2. ВЫЗОВ ПРИТОКА ПУТЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Для вызова притока из пласта путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий. В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности. После того, как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление. Когда давление на забое становится меньше пластового давления, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта. Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

Максимальное значение давления на устье скважины отвечает моменту времени, когда жидкость с меньшей плотностью достигает забоя:

$$p_{уст} = (\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж})gH + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k, \quad (8.9)$$

где  $\rho_{т.ж}$ ,  $\rho_{л.ж}$  – плотность соответственно тяжелой и легкой жидкости;  $H$  – длина колонны труб;  $\Delta p_{з.п}$ ,  $\Delta p_k$  – потери давления соответственно в затрубном пространстве и в колонне труб (определяют из справочных таблиц либо по специальной методике).

Значение давления  $p_{уст}$  не должно превышать значения давления опресовки эксплуатационной колонны. Это учитывают при определении продуктивности насосных агрегатов, поскольку потери давления  $\Delta p_{з.п}$  и  $\Delta p_k$  непосредственно зависят от расхода жидкости в системе циркуляции скважины.

Значение пластового давления сравнивается со значением давления на забое при определенном соотношении длины столбов тяжелой и легкой жидкостей в колонне:

$$p_{пл} = [\rho_{л.ж}h_{л.ж} + (h_{пл} - h_{л.ж})\rho_{т.ж}]g + \Delta p_{з.п} + \Delta p_k, \quad (8.10)$$

где  $h_{л.ж}$  – высота столба легкой жидкости в скважине;  $h_{пл}$  – глубина эксплуатационного горизонта, на которой давление равно пластовому.

Объем жидкости, которой необходимо заполнить скважину, чтобы значение давлений на забое выравнялось, определяют по формуле

$$V_{л.ж} = SH + S_{нкт} \left( \frac{p_{пл} - \Delta p_{з.п} - \Delta p_k - h_{пл}\rho_{т.ж}}{\rho_{т.ж} - \rho_{л.ж}} \right), \quad (8.11)$$

где  $S$  – площадь сечения межтрубного пространства;  $S_{нкт}$  – площадь сечения внутренней полости НКТ.

Если объем легкой жидкости, которой заполняют трубное пространство, будет больше объема, определенного по формуле (8.11), то возникает депрессия на пласт, что может спровоцировать приток пластового флюида. Нагнетание легкой жидкости в скважину прекращают, если скорость выхода жидкости из НКТ на устье возрастает, а давление в межколонном пространстве на устье уменьшается, т.е. начинается приток жидкости из продуктивного пласта.

### 8.3. ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В НКТ КРУГЛОГО СЕЧЕНИЯ И МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Для расчетов технологического процесса освоения скважины необходимо определить потери давления на трение не только в трубах круглого сечения, но и в кольцевом пространстве при движении как ньютоновских, так и не-ньютоновских вязкопластичных жидкостей при ламинарном (структурном) и турбулентном режимах.

Эти потери принимают во внимание при расчетах технологических процессов замещения в скважине жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью, при гидropескоструйной перфорации, гидро-разрыве пластов, создании мгновенных депрессий с помощью струйных аппаратов и т.п.

#### 8.3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В НКТ

Для расчета потерь давления при движении глинистого раствора используют лабораторные данные определения пластичной вязкости  $\eta$  и предельного динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  либо рассчитывают их по приближенным формулам Филатова:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_p - 0,022; \quad (8.12)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_p - 7, \quad (8.13)$$

где  $\rho_p$  – плотность глинистого раствора, кг/м<sup>3</sup>.

Критическую скорость движения глинистого раствора в трубе, при которой проходит замена режима, определяют по формуле

$$\omega_{кр} = 25 \sqrt{\tau / \rho_p}. \quad (8.14)$$

Фактическая средняя скорость движения жидкости в НКТ

$$\omega = \frac{4Q}{\pi D_t^2}, \quad (8.15)$$

где  $D_t$  – внутренний диаметр трубы;  $Q$  – расход глинистого раствора в трубах.

При  $\omega < \omega_{кр}$  существует ламинарный режим движения глинистого раствора; при  $\omega > \omega_{кр}$  – турбулентный.

Потери давления во время движения в трубе глинистого раствора для ламинарного режима определяют по формуле

$$\Delta p_{тр} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_t D_t}, \quad (8.16)$$

где  $H$  – длина колонны труб;  $\beta_t$  – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана–Ильюшина.

Параметр Сен-Венана–Ильюшина записывают в виде

$$Sen = \frac{\tau_0 D_t}{\eta \omega}. \quad (8.17)$$

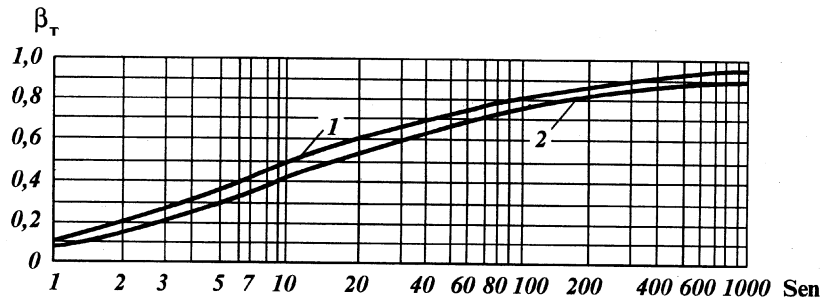


Рис. 8.1. Зависимость коэффициента  $\beta_\tau$  от параметра Сен-Венана – Ильющина:  
1, 2 – круглое и кольцевое сечение соответственно

После определения параметра  $Sen$  при помощи графика (рис. 8.1) находим коэффициент  $\beta_\tau$ .

При турбулентном режиме движения глинистого раствора потери давления на трение определяют по формуле

$$\Delta p_{тр} = 0,012 \rho_p H \omega^2 / D_\tau^5. \quad (8.18)$$

Потери давления при движении воды рассчитывают по уравнению Дарси – Вейсбаха:

$$\Delta p_{т.в} = 0,81 \lambda H Q^2 \rho_v / D_\tau^5, \quad (8.19)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления трения;  $\rho_v$  – плотность воды,  $кг/м^3$ .

Для определения коэффициента  $\lambda$  предварительно рассчитывают число Рейнольдса:

$$Re = \omega D_\tau \rho_v / \mu_v, \quad (8.20)$$

где  $\mu_v$  – вязкость воды.

Значение  $\lambda$  при числе Рейнольдса  $Re < 100\,000$  находят по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}. \quad (8.21)$$

Если  $Re > 100\,000$ , то коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Кольбрука:

$$\lambda = 1 / (1,8 \lg Re - 1,52)^2, \quad (8.22)$$

либо по уравнению Филоненко:

$$\lambda = 1 / (1,8 \lg Re - 1,64)^2. \quad (8.23)$$

Потери давления при движении глинистого раствора и воды в трубах в условиях ламинарного и турбулентного потоков являются суммой потерь давления во время движения глинистого раствора и воды.

### 8.3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Средняя фактическая скорость движения жидкости в кольцевом пространстве

$$\omega = \frac{4Q}{\pi(D_{\text{в}}^2 - d_{\text{вн}}^2)}, \quad (8.24)$$

где  $D_{\text{в}}$  и  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр колонны НКТ.

Критическая скорость глинистого раствора в кольцевом пространстве

$$\omega_{\text{кр}} = \frac{\eta \text{Re}_{\text{кр}}}{\rho_{\text{р}}(D_{\text{в}} - d_{\text{вн}})}, \quad (8.25)$$

где  $\text{Re}_{\text{кр}}$  – критическое число Рейнольдса, которое характеризует изменение режима потока глинистого раствора.

Критическое число Рейнольдса во время движения глинистого раствора

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \text{He}^{0,58}, \quad (8.26)$$

где  $\text{He} = \text{Re} \cdot \text{Sen}$  – параметр Хедстрема.

Параметр Сен-Венана – Ильющина для кольцевого пространства запишем в виде

$$\text{Sen}_{\text{к.п}} = \frac{\tau_0(D_{\text{в}} - d_{\text{вн}})}{\eta\omega}. \quad (8.27)$$

Фактический параметр Рейнольдса во время движения глинистого раствора для кольцевого пространства определяют так:

$$\text{Re} = \frac{\omega(D_{\text{в}} - d_{\text{вн}})\rho_{\text{р}}}{\eta}. \quad (8.28)$$

Если  $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ , то режим течения – ламинарный (структурный), а при  $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$  – турбулентный.

Потери давления на трение во время движения глинистого раствора при ламинарном режиме

$$\Delta p_{\text{к.п.р}} = \frac{4\tau_0 H}{\beta_{\text{т}}(D_{\text{в}} - d_{\text{вн}})}. \quad (8.29)$$

При турбулентном режиме потери давления на трение

$$\Delta p_{\text{к.п.р}} = \frac{0,012\rho_{\text{р}}H\omega^2}{D_{\text{в}} - d_{\text{вн}}}. \quad (8.30)$$

Потери давления в процессе движения воды в затрубном пространстве

$$\Delta p_{\text{к.п.в}} = \frac{\lambda H\omega^2\rho_{\text{в}}}{2(D_{\text{в}} - d_{\text{вн}})}. \quad (8.31)$$

Фактический параметр Рейнольдса во время движения ньютоновской жидкости (воды)

$$Re = \frac{\omega(D_B - d_{BH})\rho_B}{\mu_B}. \quad (8.32)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  при движении воды при  $Re < 100\,000$  определится по формуле Блазиуса (8.21). Если  $Re > 100\,000$ , то коэффициент находят по формулам Кольбука (8.22) либо Филоненко (8.23).

### 8.3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ НАЛИЧИИ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Потери давления в кольцевом пространстве, обусловленные наличием местных сопротивлений, определяем по формуле

$$\Delta p_{\text{к.п}} = \frac{0,012\rho_B K_e H \omega^2}{D_B^2 - d_{BH}^2}, \quad (8.33)$$

где  $K_e$  – коэффициент увеличения гидравлического сопротивления в связи с наличием муфтовых соединений,

$$K_e = \frac{1 - \xi(D_B - d_{BH})}{\lambda_T}, \quad K_e = 1 + \frac{\xi(D_B - d_{BH})}{\lambda_T}; \quad (8.34)$$

$\xi$  – коэффициент местных сопротивлений;  $l_T$  – длина трубы, м.

Коэффициент местных сопротивлений находим по уравнению

$$\xi = \left( \frac{D_B^2 - d_{BH}^2}{D_B^2 - d_{BH}^2} - 1 \right)^2, \quad (8.35)$$

где  $d_{BH}$  – внешний диаметр муфтовых соединений.

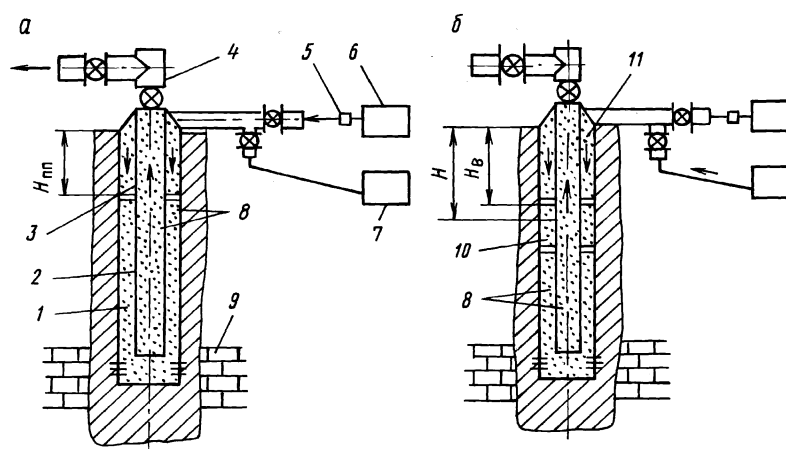
Коэффициент гидравлического сопротивления на трение определяют по ранее приведенным формулам.

### 8.4. ВЫЗОВ ПРИТОКА ПРИ ПОМОЩИ ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКИ

Вызов притока достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине вследствие использования энергии сжатого воздуха.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевоего оборудования (рис. 8.2).

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой  $H$ . Потом компрессор отключают и при помощи цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты  $H_B$ . Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство



**Рис. 8.2. Вызов притока из пласта методом воздушной подушки:**

*a* – нагнетание воздуха компрессором; *б* – закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – воздух, нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 – продуктивный пласт; 10 – воздушная подушка; 11 – вода, закачанная на воздушную подушку

на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Глубину снижения уровня жидкости в скважине, изменяющуюся в диапазоне от 400 до 1600 м, можно определить из табл. 8.2 по заданному максимальному давлению, создаваемому компрессором, и количеству воды, нагнетаемому в кольцевое пространство.

Если условия вызова притока отличаются от приведенных в табл. 8.2, то используют формулу

$$H = k_{в.п} \left[ H_{в} + \frac{H_{в.п} p_{к}}{p_{к} + \rho g H_{в}} \right] \frac{S}{S + S_{НКТ}}, \quad (8.36)$$

где  $k_{в.п}$  – эмпирический коэффициент,  $k_{в.п} = 0,8$ ;  $H_{в}$  – высота столба воды, поступившей в затрубное пространство;  $H_{в.п}$  – высота воздушной подушки;  $p_{к}$  – давление воздуха в кольцевом пространстве (на выходе компрессора)

Таблица 8.2

**Соотношение между глубиной снижения уровня жидкости в скважине давлением воздуха в кольцевом пространстве и количеством закачанной воды**

Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м <sup>3</sup>	Глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Давление воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды, МПа	Количество воды, закачанной в кольцевое пространство, м <sup>3</sup>
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	20
900	7,5	10	1600	10,5	20



перед нагнетанием воды;  $S$  – площадь сечения кольцевого пространства;  $\rho$  – плотность воды;  $S_{\text{нкт}}$  – площадь проходного сечения колонны НКТ.

Уровень жидкости над воздушной подушкой определяется объемом закачанной жидкости  $V_{\text{в}}$  и площадью внутреннего сечения колонны  $S$ :

$$H_{\text{в}} = V_{\text{в}} / S. \quad (8.37)$$

Высота воздушной подушки зависит от давления воздуха в кольцевом пространстве перед нагнетанием воды:

$$H_{\text{в.п}} > \frac{p_{\text{к}}}{\rho g}. \quad (8.38)$$

Для того, чтобы пузырьки воздуха не могли двигаться навстречу потоку, продуктивность насоса во время нагнетания воды должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_{\text{в}} > S[\omega]_{\text{мин}}, \quad (8.39)$$

где  $[\omega]_{\text{мин}}$  – минимальная скорость воды, предотвращающая направление вверх движения пузырьков воздуха в затрубном пространстве,  $[\omega]_{\text{мин}} = 0,4$  м/с.

Если необходимая глубина снижения уровня воды в скважине известна, то соотношение между значениями  $H_{\text{в}}$  и  $H_{\text{в.п}}$  можно определить по формулам

$$H_{\text{в.п}} = \left( 1 + \frac{\rho_{\text{д}} g H_{\text{в}}}{p_{\text{к}}} \right) \left( \frac{S + S_{\text{нкт}}}{k_{\text{в.п}} S} - H_{\text{в}} \right); \quad (8.40)$$

$$H_{\text{в}} = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4\rho_{\text{д}} g C}}{2\rho_{\text{д}} g}. \quad (8.41)$$

Коэффициенты  $B$  и  $C$ , которые входят в уравнение (9.41), определяют по формулам

$$B = \frac{\rho_{\text{д}} g (S + S_{\text{нкт}}) H_{\text{в}}}{k_{\text{в.п}} S} - p_{\text{к}}, \quad (8.42)$$

$$C = \left( \frac{S + S_{\text{нкт}}}{k_{\text{в.п}} S} - H_{\text{в.п}} \right) p_{\text{к}}. \quad (8.43)$$

## 8.5. ВЫЗОВ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПУСКОВЫХ КЛАПАНОВ

Согласно этому методу приток в скважину достигают путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. Перед пуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают воздух и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, при помощи канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана

$$L_1 = h_{\text{ст}} + \frac{p_{\text{комп}}}{g \left( 1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left( \rho_{\text{г}} - \frac{\rho_{\text{г}} p_{\text{комп}}}{p_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L, \quad (8.44)$$

где  $h_{\text{ст}}$  – расстояние от устья скважины до статического уровня в скважине, м;  $p_{\text{комп}}$  – давление на выходе компрессора, Па;  $\rho_{\text{г}}$  – плотность газа (воздуха), нагнетаемого в затрубное пространство, кг/м<sup>3</sup>;  $p_{\text{ат}}$  – атмосферное давление, Па;  $\Delta L$  – разность между расчетным и фактическим уровнями размещения клапана, м.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня. Если клапан и распределение сред пребывают на одном уровне, то давления в затрубном пространстве и НКТ будут одинаковыми, вследствие чего воздух не будет проходить через клапан.

Второй сверху клапан размещают на глубине

$$L_2 = L_1 + \frac{p_{\text{комп}}}{g \left( 1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}} \right) \left( \rho_{\text{г}} - \frac{\rho_{\text{г}} p_{\text{комп}}}{p_{\text{ат}}} \right)} - \Delta L. \quad (8.45)$$

Формулу (8.45) используют также для определения глубины размещения следующего клапана. Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть заданным непосредственно либо через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{пл}} - \Delta p}{\rho_{\text{г}} g}, \quad (8.46)$$

где  $p_{\text{пл}}$  – пластовое давление;  $\Delta p$  – депрессия на пласт, обеспечивающая вызов притока в скважину.

## 8.6. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВЫЗОВА ПРИТОКА ПРИ ПОМОЩИ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называется *инжектированным*. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 8.3) – сопло (рабочая насадка) и приемная камера с диффузором. За счет процессов трения рабочее давление  $Q_p$  смешивается с инжектированным потоком  $Q_n$ , и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток  $Q_c$ . Все струйные аппараты, работающие при освоении скважины, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания  $f_c$  и рабочей насадки  $f_p$  меньше четырех ( $f_c/f_p < 4$ ).

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установление в колонне НКТ с пакером (рис. 8.4). Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. “Всасывающая” линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В процессе расчета режима работы струйного аппарата используем его безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \left( 1,75 + 0,7 \frac{\rho_p}{\rho_n} \frac{f_p}{f_c} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p}{\rho_n} \frac{f_p}{f_c} (1 + U^2) \right), \quad (8.47)$$

где  $\Delta p_c$  – разница давлений смешанного и инжектированного потоков;  $\Delta p_p$  – разница давлений рабочего и инжектированного потоков;  $f_p$ ,  $f_n$ ,  $f_c$  – площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инжекции и камеры смешения;  $\rho_p$ ,  $\rho_n$ ,  $\rho_c$  – плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потоков;  $U$  – коэффициент инжекции.

Соотношение перепадов давлений  $\Delta p_c/\Delta p_p$  называют *относительным напором струйного аппарата*:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_n}{p_p - p_n}, \quad (8.48)$$

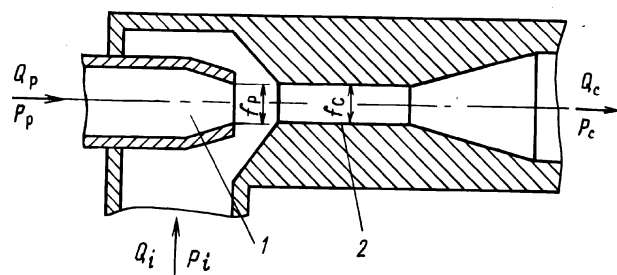
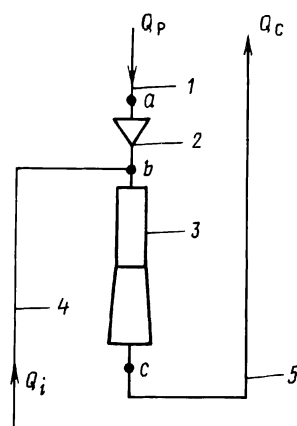


Рис. 8.3. Схема струйного аппарата:  
1 – рабочая насадка; 2 – приемная камера с диффузором

Рис. 8.4. Схема размещения струйного аппарата в скважине:  
1 – буровая колонна; 2 – рабочая насадка; 3 – приемная камера с диффузором; 4 – затрубное пространство; 5 – всасывающая линия



где  $p_c$ ,  $p_{\Pi}$ ,  $p_c$  – статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

Коэффициент инжекции определяют из выражения

$$U = Q_{\Pi} / Q_p. \quad (8.49)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнениям

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*, \quad (8.50)$$

$$p_c = p_{ж.с} + \Delta p^{**}, \quad (8.51)$$

где  $p_{ж.р}$ ,  $p_{ж.с}$  – давление (гидростатическое) столба рабочей и смешанной жидкости,

$$p_{ж.р} = \rho_p g H; \quad p_{ж.с} = \rho_c g H; \quad (8.52)$$

$p_a$  – давление в выкидной линии поверхностного насоса;  $\Delta p^*$ ,  $\Delta p^{**}$  – потери давления соответственно в колонне труб и в затрубном пространстве;  $H$  – глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение  $p_{\Pi}$  – рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горно-техническими требованиями (недопустимость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушение породы, давление, возникающее вследствие насыщения нефти газом, прочность обсадной колонны).

Решая систему уравнений (8.48), (8.50), (8.52), получаем выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инжекции:

$$p_a = \frac{p_{ж.с} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{ж.р} + \Delta p^* \frac{p_{\Pi} [1 - (\Delta p_c / \Delta p_p)]}{\Delta p_c / \Delta p_p}. \quad (8.53)$$

## 8.7. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

### Задача 8.1

Определить максимальное значение давления на устье скважины в процессе вызова притока из продуктивного пласта методом замещения жидкости. Плотность бурового раствора 1250 кг/м<sup>3</sup>; плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>; длина колонны труб 1410 м; потери давления: в колонне труб – 1,5 МПа; в затрубном пространстве – 0,9 МПа.

*Решение*

Максимальное значение давления на устье скважины находим по формуле (9.9):

$$p_{уст} = (1250 - 1000)9,81 \cdot 1410 + 1,5 \cdot 10^6 + 0,9 \cdot 10^6 = 5,858 \text{ МПа.}$$

## Задача 8.2

Определить объем жидкости, которую необходимо закачать в скважину (в процессе вызова притока по методу замещения жидкости) для создания депрессии на пласт. Глубина скважины 2130 м, диаметр (внутренний) эксплуатационной колонны 150 мм. Колонна НКТ имеет внешний диаметр 73 мм, внутренний – 62 мм, длину 2100 м. Среднее пластовое давление составляет 28 МПа. Потери давления в колонне труб 1,65 МПа, в затрубном пространстве 12 МПа. Плотность легкой жидкости 830 кг/м<sup>3</sup>, плотность бурового раствора 1120 кг/м<sup>3</sup>.

*Решение*

Объем жидкости, которую необходимо подать в скважину, чтобы значения давлений на забое выровнялись, находим по формуле (9.11):

$$V_{\text{л.ж}} = \frac{3,14}{4} (0,15^2 - 0,073^2) 2100 + \frac{3,14}{4} 0,062^2 \frac{28 \cdot 10^6 - 1,65 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^6 - 2130 \cdot 1120}{1120 - 830} = 30,62 \text{ м}^3.$$

Если объем жидкости, закачанной в скважину, превышает полученное значение, значит, создается депрессия на пласт и можно вызвать приток из пласта.

## Задача 8.3

Рассчитать потери давления на трение в трубе круглого сечения при замене вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для таких исходных данных: длина насосно-компрессорных труб 4000 м; средний внутренний диаметр трубы 0,059 м; плотность глинистого раствора 1600 кг/м<sup>3</sup>; вязкость воды 0,001 Па · с; объемный расход воды:  $Q_1 = 0,004 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $Q_2 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ .

*Решение*

1. Пластическую вязкость бурового раствора определяем по формуле (8.12):

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 0,022 = 0,0308 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

2. Предельное динамическое напряжение сдвига глинистого раствора находим по формуле (8.13):

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 - 7 = 6,6 \text{ Па}.$$

3. Критическая скорость движения глинистого раствора в трубе [см. (8.14)]:

$$\omega_{\text{кр}} = 25 \sqrt{6,6 / 1600} = 1,606 \text{ м/с}.$$

4. Фактическая средняя скорость движения жидкости в насосно-компрессорных трубах [см. (8.15)]:

$$Q_1 = 0,004 \text{ м}^3/\text{с}, \quad \omega_1 = \frac{4 \cdot 0,004}{3,14 \cdot 0,059^2} = 1,463 \text{ м/с};$$

$$Q_2 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}, \quad \omega_2 = \frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 0,059^2} = 4,389 \text{ м/с};$$

Расходу жидкости  $Q_1$  соответствует ламинарный режим движения, а расходу  $Q_2$  – турбулентный.

5. Параметр Сен-Венана–Ильюшина [см. (8.17)]

$$Sen_{п1} = \frac{6,6 \cdot 0,059}{0,0308 \cdot 1,463} = 8,641.$$

6. Коэффициент, который зависит от параметра Сен-Венана – Ильюшина (см. рис. 9.1):  $\beta_{т1} = 0,39$ .

7. Потери давления в трубе для ламинарного режима движения жидкости [см. (9.16)]

$$\Delta p_{т.ж1} = \frac{4 \cdot 6,6 \cdot 0,059}{0,39 \cdot 0,059} = 4,589 \text{ МПа.}$$

8. Потери давления в трубе для турбулентного режима движения [см. (8.18)]

$$\Delta p_{т.ж2} = \frac{0,012 \cdot 1600 \cdot 4000 \cdot 4,389^2}{0,059} = 25,08 \text{ МПа.}$$

9. Фактическое число Рейнольдса в процессе движения воды [см. (8.20)]

$$Re_{в1} = \frac{1,463 \cdot 0,059 \cdot 1000}{0,001} = 86 \ 321,$$

$$Re_{в2} = \frac{4,389 \cdot 0,059 \cdot 1000}{0,001} = 258 \ 964.$$

10. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_1$  [см. (8.21)]

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{86 \ 321}} = 0,018.$$

11. Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_2$  [см. (8.22)]

$$\lambda_1 = \frac{1}{(1,8 \lg 258 \ 964 - 1,52)^2} = 0,015.$$

12. Потери давления в трубах в процессе движения воды [см. (8.19)]

$$\Delta p_{т.в1} = \frac{0,81 \cdot 0,018 \cdot 4000 \cdot 0,004^2 \cdot 1000}{0,059^5} = 1,388 \text{ МПа,}$$

$$\Delta p_{т.в2} = \frac{0,81 \cdot 0,015 \cdot 4000 \cdot 0,012^2 \cdot 1000}{0,059^5} = 10,01 \text{ МПа.}$$

13. Суммарные потери давления

$$\Delta p_{т1} = 4,589 + 1,388 = 5,977 \text{ МПа; } \Delta p_{т2} = 25,08 + 10,01 = 35,09 \text{ МПа.}$$

Рассмотрим результаты расчетов потерь давления в колонне НКТ (при постоянных значениях  $\eta = 0,0308 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;  $\tau_0 = 6,6 \text{ Па}$ ;  $\omega_{кр} = 1,606 \text{ м/с}$ ).

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$ .....	0,04	0,012
$\omega, \text{ м/с}$ .....	1,463	4,389
$Sen$ .....	8,441	—
$\beta_t$ .....	0,39	—
$\Delta p_{т.ж}, \text{ МПа}$ .....	4,589	25,08
$Re_v$ .....	86 321	258 964

$\lambda$ .....	0,018	0,015
$\Delta p_{\text{т.в}}, \text{ МПа}$ .....	1,388	10,010
$\Delta p_{\text{т}}, \text{ МПа}$ .....	5,977	35,090

Таким образом, увеличение втрое расхода жидкости (от 0,004 до 0,012 м<sup>3</sup>/с) обуславливает возрастание потерь давления на трение в 5,87 раз (от 5,977 до 35,09 МПа).

#### Задача 8.4

Рассчитать потери давления на трение при замене вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) в межтрубном пространстве, образованном колонной обсадных труб с внутренним диаметром 0,126 м и НКТ с внешним диаметром 0,073 м. Длина колонны труб 4000 м, плотность глинистого раствора 1600 кг/м<sup>3</sup>, плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>; вязкость 0,001 Па · с; объемные расходы жидкости  $Q_1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $Q_2 = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ .

*Решение*

1. Скорость движения жидкости в затрубном пространстве [см. (8.24)]

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0,003}{3,14(0,126^2 - 0,073^2)} = 0,36 \text{ м/с}, \quad \omega_2 = \frac{4 \cdot 0,015}{3,14(0,126^2 - 0,073^2)} = 1,81 \text{ м/с}.$$

2. Параметры Рейнольдса для движения глинистого раствора в кольцевом пространстве [см. (8.28)]:

$$\text{Re}_{\text{ж1}} = \frac{0,36(0,126 - 0,073)}{0,0308} = 991,17, \quad \text{Re}_{\text{ж2}} = \frac{1,81(0,126 - 0,073)}{0,0308} = 4983,38.$$

3. Параметр Хедстрема

$$\text{He} = \frac{6,6 \cdot 1600(0,126 - 0,073)}{0,0308^2} = 31\,269.$$

4. Параметры Сен-Венана–Ильюшина [см. (8.27)]

$$\text{Sen}_{\text{к.п1}} = \frac{6,6(0,126 - 0,073)}{0,0308 \cdot 0,36} = 31,55, \quad \text{Sen}_{\text{к.п2}} = \frac{6,6(0,126 - 0,073)}{0,0308 \cdot 1,81} = 6,27.$$

5. Критическое число Рейнольдса [см. (8.26)]

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 31\,269^{0,58} = 5122.$$

6. В связи с тем, что  $\text{Re}_{\text{ж1}} < \text{Re}_{\text{кр}}$  и  $\text{Re}_{\text{ж2}} < \text{Re}_{\text{кр}}$ , имеет место ламинарный режим движения жидкости.

7. Потери давления на трение [см. (8.29)]

$$\Delta p_{\text{к.п.ж1}} = \frac{4 \cdot 6,6 \cdot 4000}{0,59(0,126 - 0,073)} = 3,377 \text{ МПа}, \quad \Delta p_{\text{к.п.ж2}} = \frac{4 \cdot 6,6 \cdot 4000}{0,35(0,126 - 0,073)} = 5,693 \text{ МПа}.$$

8. Число Рейнольдса для воды [см. (8.32)]:

$$\text{Re}_{\text{в1}} = \frac{0,36(0,126 - 0,073)1000}{0,001} = 19\,080, \quad \text{Re}_{\text{в2}} = \frac{1,81(0,126 - 0,073)1000}{0,001} = 95\,930.$$

В связи с тем, что  $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$  и  $\text{Re}_{\text{в1}} > \text{Re}_{\text{кр}}$ ,  $\text{Re}_{\text{в2}} > \text{Re}_{\text{кр}}$ , используем формулу Блазиуса.

9. Коэффициент гидродинамического сопротивления [см. (8.21)]:

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{19\,080}} = 0,027, \quad \lambda_2 = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{95\,930}} = 0,018.$$

10. Потери давления в кольцевом пространстве во время движения воды [см. (8.31)]

$$\Delta p_{\text{к.п.в1}} = \frac{0,027 \cdot 4000 \cdot 0,36^2 \cdot 1000}{2(0,126 - 0,073)} = 0,132 \text{ МПа}, \Delta p_{\text{к.п.в2}} = \frac{0,027 \cdot 4000 \cdot 0,36^2 \cdot 1000}{2(0,126 - 0,073)} = 2,225 \text{ МПа}.$$

11. Суммарные потери давления в кольцевом пространстве

$$\Delta p_{\text{к.п1}} = 3,377 + 0,132 = 3,509 \text{ МПа}, \Delta p_{\text{к.п2}} = 5,693 + 2,225 = 7,918 \text{ МПа}.$$

Приведем результаты расчета потерь давления в кольцевом пространстве.

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$ .....	0,003	0,015
$\omega, \text{ м}/\text{с}$ .....	0,36	5,49
$Re_{\text{ж}}$ .....	991,17	4983
$Sen_{\text{к.п}}$ .....	31,55	6,27
$\beta_{\text{к.п}}$ .....	0,59	0,35
$\Delta p_{\text{к.п.ж}}$ , МПа .....	3,377	5,693
$\lambda$ .....	0,027	0,018
$\Delta p_{\text{к.п.в}}$ , МПа .....	0,132	2,225
$\Delta p_{\text{т}}$ , МПа .....	3,509	7,918

Увеличение расхода жидкости в кольцевом пространстве в 5 раз (от 0,003 до 0,015 м<sup>3</sup>/с) вызывает возрастание потерь давления в 2,26 раза.

### Задача 8.5

Рассчитать потери давления на трение в кольцевом пространстве, образованном обсадной колонной с внутренним диаметром 0,126 м и НКТ с внешним диаметром 0,073 м. Насосно-компрессорная колонна состоит из отдельных труб длиной 8 м, соединенных муфтами с внешним диаметром 0,089 м. Длина колонны 4000 м. Межтрубное пространство заполнено буровым раствором с плотностью 1600 кг/м<sup>3</sup>. Объемный расход жидкости 0,015 и 0,003 м<sup>3</sup>/с.

*Решение*

1. Средняя скорость движения жидкости в кольцевом пространстве [см. (8.24)]

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 0,003}{3,14(0,126^2 - 0,073^2)} = 0,362 \text{ м/с}, \quad \omega_2 = \frac{4 \cdot 0,015}{3,14(0,126^2 - 0,073^2)} = 1,81 \text{ м/с}.$$

2. Числа Рейнольдса определены в предыдущей задаче:

$$Re_{\text{кр}} = 5122, Re_{\text{ж1}} = 991,17, Re_{\text{ж2}} = 4983,38.$$

Поскольку  $Re_{\text{ж}} < Re_{\text{кр}}$ , кольцевое пространство характеризуется ламинарным (структурным) режимом.

3. Параметры Сен-Венана – Ильюшина [см. (8.27)]

$$Sen_{\text{к.п1}} = \frac{6,6(0,126 - 0,073)}{0,0308 \cdot 0,036} = 31,55, \quad Sen_{\text{к.п2}} = \frac{6,6(0,126 - 0,073)}{0,0308 \cdot 1,81} = 6,27.$$

Тогда, согласно рис. 8.1  $\beta_{\text{к.п1}} = 0,59; \beta_{\text{к.п2}} = 0,35$ .

4. Коэффициент местных сопротивлений для глинистого раствора [см. (8.35)]

$$\xi = \left[ \frac{0,126^2 - 0,073^2}{0,126^2 - 0,089^2} - 1 \right]^2 = 0,108.$$



5. Коэффициент увеличения гидравлического сопротивления в связи с наличием муфтовых соединений [см. (9.34)]

$$K_{E1} = 1 + 0,108 \frac{0,126 - 0,073}{0,027 \cdot 8} = 1,03, \quad K_{E2} = 1 + 0,108 \cdot \frac{0,126 - 0,073}{0,018 \cdot 8} = 1,04.$$

В уравнении (8.34) коэффициент  $\lambda$  определен в предыдущей задаче:  $\lambda_1 = 0,027$ ,  $\lambda_2 = 0,018$ .

6. Потери давления на преодоление гидравлического сопротивления для глинистого раствора [см. (8.29)] с учетом коэффициента  $K_e$

$$\Delta p_{\text{к.п.в1}} = \frac{4 \cdot 6,6 \cdot 4000 \cdot 1,03}{0,59(0,126 - 0,073)} = 3,475 \text{ МПа},$$

$$\Delta p_{\text{к.п.в2}} = \frac{4 \cdot 6,6 \cdot 4000 \cdot 1,04}{0,35(0,126 - 0,073)} = 5,92 \text{ МПа}.$$

7. Потери давления на преодоление гидравлического сопротивления для воды

$$\Delta p_{\text{к.п.в1}} = \frac{0,027 \cdot 4000 \cdot 0,36^2 \cdot 1000 \cdot 1,03}{2(0,126 - 0,073)} = 0,136 \text{ МПа},$$

$$\Delta p_{\text{к.п.в2}} = \frac{0,027 \cdot 4000 \cdot 0,36^2 \cdot 1000 \cdot 1,03}{2(0,126 - 0,073)} = 2,134 \text{ МПа}.$$

8. Суммарные потери давления в кольцевом пространстве с учетом местных гидравлических сопротивлений:

$$\Delta p_{\text{к.п1}} = 3,475 + 0,136 = 3,611 \text{ МПа}, \quad \Delta p_{\text{к.п2}} = 5,92 + 2,314 = 8,234 \text{ МПа}.$$

9. При увеличении расхода жидкости от 0,003 до 0,005 м<sup>3</sup>/с потери давления на преодоление гидравлического сопротивления возрастают от 0,136 до 2,314 МПа.

### Задача 8.6

Определить глубину снижения уровня воды в скважине в процессе вызова притока при помощи воздушной подушки и минимальную продуктивность поверхностного насоса для таких условий: внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,124 м; колонна НКТ: внешний диаметр 73 мм; внутренний диаметр 62 мм; плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>; давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачиванием воды 12 МПа; количество воды, закачанной в кольцевое пространство, 20 м<sup>3</sup>.

*Решение*

1. Высота воздушной подушки в затрубном пространстве [см. (8.38)]

$$H_{\text{в.н}} = \frac{12 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 1223,2 \text{ м}.$$

2. Высота столба воды в затрубном пространстве над воздушной подушкой [см. (8.37)]

$$H_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 20}{3,14(0,124^2 - 0,073^2)} = 2530 \text{ м}.$$

3. Глубина снижения уровня жидкости [см. (9.36)]

$$H = 0,8 \left( 2530 + \frac{12322 \cdot 12 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^6 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 2530} \right) \frac{\frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2)}{\frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2) + \frac{3,14}{4} 0,062^2} = 1791,9 \text{ м.}$$

4. Минимальная продуктивность поверхностного насоса [см. (8.39)]

$$Q_{\text{в min}} = \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2) 0,4 = 0,00317 \text{ м}^3/\text{с.}$$

### Задача 8.7

Определить высоту воздушной подушки при таких условиях вызова притока: объем жидкости, закачанной в кольцевое пространство,  $15 \text{ м}^3$ ; давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачиванием воды  $10 \text{ МПа}$ ; глубина снижения уровня жидкости в скважине, необходимая для вызова притока  $1250 \text{ м}$ ; плотность воды  $1000 \text{ кг/м}^3$ ; конструкция скважины аналогична условиям предыдущей задачи.

*Решение*

1. Высота столба воды над воздушной подушкой по формуле (8.37)

$$H_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 15}{3,14 (0,124^2 - 0,073^2)} = 1892 \text{ м.}$$

2. Высота воздушной подушки согласно формуле (8.40)

$$H_{\text{в.п}} = \left( 1 + \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1892}{10 \cdot 10^6} \right) \frac{\frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2) + \frac{3,14}{4} 0,062^2}{0,8 \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2)} - 1892 = 1702 \text{ м.}$$

### Задача 8.8

Определить объем жидкости над воздушной подушкой, если давление на выходе компрессора после нагнетания воздуха в затрубное пространство составляет  $8 \text{ МПа}$ . Глубина снижения уровня воды в скважине  $950 \text{ м}$ . Конструкция скважины аналогична условиям предыдущей задачи.

*Решение*

1. Высота воздушной подушки согласно формуле (8.38)

$$H_{\text{в.п}} = \frac{8 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 815 \text{ мм.}$$

2. Коэффициенты квадратного уравнения [см. (8.42) – (8.43)]

$$B = \frac{1000 \cdot 9,81 \left( \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2) + \frac{3,14}{4} 0,062^2 \right) 950}{0,8 \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2)} - 8 \cdot 10^6 = 8,083 \cdot 10^6,$$

$$C = \left( \frac{\left( \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2) + \frac{3,14}{4} 0,062^2 \right) 950}{0,8 \frac{3,14}{4} (0,124^2 - 0,073^2)} - 815,5 \right) 8 \cdot 10^6 = 0,00659 \cdot 10^{12}.$$

3. Высота столба воды над воздушной подушкой по уравнению (8.14)

$$H_{\text{в}} = \frac{8,083 \cdot 10^6 + \sqrt{(8,083 \cdot 10^6)^2 + 4 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,00659 \cdot 10^{12}}}{2 \cdot 1000 \cdot 9,81} = 1329,3 \text{ м.}$$

4. Объем воды над воздушной подушкой [см. (8.37)]

$$V_{\text{в}} = 1329,3 \frac{3,14}{4} 0,062^2 = 4,011 \text{ м}^3.$$

### Задача 8.9

Определить, на каких глубинах в колонне НКТ следует разместить пусковые клапаны для вызова притока жидкости. Колонна НКТ с внешним и внутренним диаметрами 60 и 50,3 мм соответственно находится в скважине с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 126 мм. Эксплуатационная колонна заполнена жидкостью с плотностью 1010 кг/м<sup>3</sup>, статический уровень которой находится на глубине 920 м. Среднее пластовое давление в скважине 15 МПа; для вызова притока из пласта необходимо создать депрессию 4 МПа. Максимальное давление на выходе компрессора составляет 8 МПа. Плотность газа 1,29 кг/м<sup>3</sup>, атмосферное давление 0,1·10<sup>6</sup> МПа.

*Решение*

1. Уровень жидкости в скважине, обеспечивающий приток [см. (8.46)]

$$H_{\text{пр}} = \frac{(15 - 4) 10^6}{9,81 \cdot 1000} = 1122,4 \text{ м.}$$

2. Расстояние от устья скважины к месту размещения первого клапана по формуле (9.44)

$$L_1 = 920 + 9,81 \left( 1 + \frac{\frac{3,14}{4} (0,126^2 - 0,06^2)}{\frac{3,14}{4} 0,0503^2} \right) \left( 1010 - \frac{1,29 \cdot 8 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 10^6} \right) - 20 = 1054 \text{ м.}$$

3. Расстояние от устья к месту размещения второго клапана согласно формуле (9.45):

$$L_2 = 1054 + \frac{8 \cdot 10^6}{9,81 \left( 1 + \frac{\frac{3,14}{4} (0,126^2 - 0,06^2)}{\frac{3,14}{4} 0,0509^2} \right) \left( 1010 - \frac{1,29 \cdot 8 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 10^6} \right)} - 20 = 1188 \text{ м.}$$

4. Расстояние от устья к месту размещения третьего клапана

$$L_2 = 1188 + \frac{8 \cdot 10^6}{9,81 \left( 1 + \frac{\frac{3,14}{4} (0,126^2 - 0,06^2)}{\frac{3,14}{4} 0,0503^2} \right) \left( 1010 - \frac{1,29 \cdot 8 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 10^6} \right)} - 20 = 1322 \text{ м.}$$

Размещение на колонне НКТ пусковых клапанов обеспечивает необходимый уровень снижения жидкости в скважине.

### Задача 8.10

Определить давление закачивания рабочей жидкости насосными агрегатами при освоении скважины струйным аппаратом, размещенным на глубине 2800 м. Диаметр рабочей насадки аппарата 5 мм, диаметр камеры смешения 8 мм. Расход рабочей жидкости 10 л/с, ожидаемый дебит скважины 360 м<sup>3</sup>/сут; плотность рабочего инжестированного и смешанного потоков 1000 кг/м<sup>3</sup>. Потери давления в колонне и затрубном пространстве соответственно 1,2 и 1,0 МПа/1000 м.

*Решение*

Коэффициент инжекции струйного аппарата [см. (8.49)]

$$U = \frac{260}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24} = 0,301.$$

2. Площади характерных сечений струйного аппарата

$$f_p = \frac{3,14}{4} 0,005^2 = 0,0000196 \text{ м}^2,$$

$$f_c = \frac{3,14}{4} 0,008^2 = 0,00005024 \text{ м}^2,$$

$$f_n = 0,00005024 - 0,0000196 = 0,0000306 \text{ м}^2.$$

3. Безразмерный напор струйного аппарата согласно формуле (8.47): перед вызовом притока ( $U = 0$ )

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{0,0000196}{0,00005024} \left( 1,75 - 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} \right) = 0,52;$$

после вызова притока ( $U = 0,301$ )

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{0,0000196}{0,00005024} \left( 1,75 - 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} 0,301^2 - 1,07 \frac{0,0000196}{0,00005024} (1 + 0,301)^2 \right) = 0,423.$$

4. Потери давления в колонне и в затрубном пространстве

$$\Delta p^* = 2,8 \cdot 1,2 = 3,36 \text{ МПа}, \Delta p^{**} = 2,8 \cdot 1,0 = \text{МПа}.$$

5. Давление в камере инжекции струйного аппарата: поскольку ограничений относительно уменьшения давления в подпакерной зоне нет, можно уменьшать давление в камере инжекции до минимально возможного значения  $p_n = 0$ .

6. Гидростатические давления [см. (8.52)]

$$p_{ж.с} = p_{ж.р} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2800 = 27,468 \text{ МПа}.$$

7. Давление агрегата в выкидной линии поверхностного насоса согласно формуле (8.53):

на начальной стадии вызова притока

$$p_a = \frac{27,468 \cdot 10^6 + 2,8 \cdot 10^6}{0,52} - 27,468 \cdot 10^6 + 3,36 \cdot 10^6 = 34,1 \text{ МПа};$$

после вызова притока

$$p_a = \frac{27,468 \cdot 10^6 + 2,8 \cdot 10^6}{0,423} - 27,468 \cdot 10^6 + 3,36 \cdot 10^6 = 47,448 \text{ МПа}.$$

### Задача 8.11

Определить давление закачивания насосным агрегатом рабочей жидкости при освоении скважины струйным аппаратом, если давление в подпакерной зоне для выполнения условий прочности обсадной колонны должно быть не менее 8 МПа. Для проведения расчетов использовать данные из условия задачи 10.

*Решение*

Поскольку промежуточные расчеты изложены в предыдущей задаче, определяем давление в выкидной линии поверхностного насоса при условии, что  $p_{\text{н}} \neq 0$  согласно формуле (8.53):

на начальной стадии вызова притока

$$p_a = \frac{27,468 \cdot 10^6 + 2,8 \cdot 10^6}{0,52} - 27,468 \cdot 10^6 + 3,36 \cdot 10^6 - \frac{8 \cdot 10^6(1-0,52)}{0,52} = 26,715 \text{ МПа};$$

после вызова притока

$$p_a = \frac{27,468 \cdot 10^6 + 2,8 \cdot 10^6}{0,423} - 27,468 \cdot 10^6 + 3,36 \cdot 10^6 - \frac{8 \cdot 10^6(1-0,52)}{0,423} = 36,535 \text{ МПа}.$$

## 8.8. ПОИНТЕРВАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750–800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то доспускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м<sup>3</sup>/мин) время продавки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытаниях глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки: 1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления; 2) пусковые давления, возникающие перед продавкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт; 3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий.

Поэтому такой метод применяется крайне редко.

### **8.9. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ ПОРШНЕВАНИЕМ (СВАБИРОВАНИЕМ)**

Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения пластового флюида.

### **8.10. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА МЕТОДОМ АЭРАЦИИ**

При помощи метода аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любой заданной величины. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего жидкость поднимается, одновременно снижается ее плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

- 1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой (если в ней был буровой раствор) с ПАВ;
- 2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;
- 3) устье скважины оборудуется полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводится в рабочее состояние;

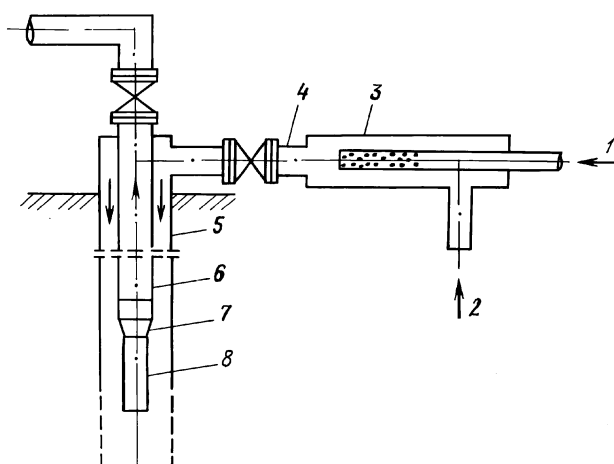
4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливается штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;

5) обвязываются со скважиной цементирующий агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на рис. 8.5.

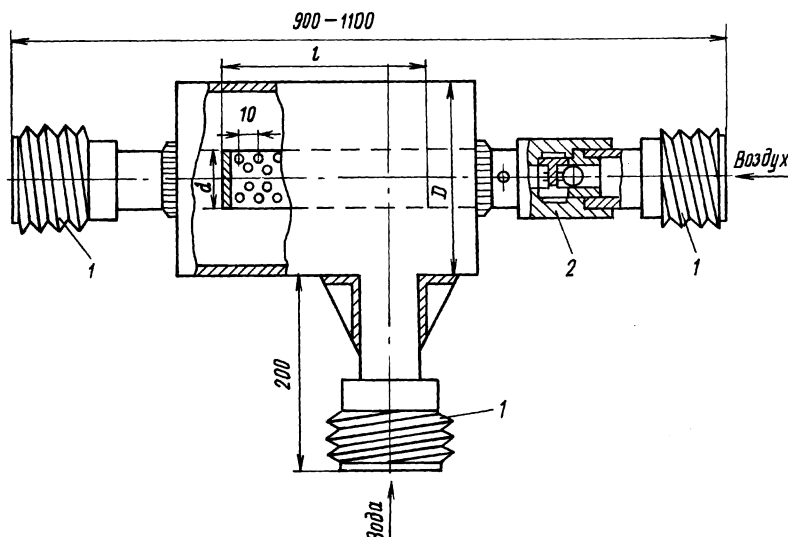
Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе (рис. 8.6), опрессованном давлением 15 МПа.

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования “воздушной подушки”.



**Рис. 8.5. Схема однорядного лифта при аэрации:**  
1, 2 – линия подачи соответственно газа и жидкости; 3 – смеситель; 4 – задвижка; 5 – обсадная колонна; 6, 8 – НКТ; 7 – переводник

**Рис. 8.6. Аэратор:**  
1 – гайка быстрого соединения; 2 – расходомер воздуха



С целью контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя “воздушную подушку” в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разницы плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5–5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120–130 л/с (7,5 м<sup>3</sup>/мин) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен при помощи какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементировочный (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0–4,5 МПа. Потом подключают компрессор и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 10–15 МПа за счет увеличения скорости потока). С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве, вследствие чего создается дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разница в плотностях постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости. Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.



### 8.11. СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ В СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовыми давлениями ниже гидростатического на 14–15 МПа. В таких скважинах уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья. Вызвать приток из такого пласта обычным методом очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создается дополнительное противодавление на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень ее в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особые технологические приемы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой.

Рассмотрим технологическую схему вызова притока и дренирования пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта. В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной и прямой промывки. В первом случае (рис. 8.7, I) предусмотрено использование пакера.

Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавливают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учетом возможного полного опорожнения подпакерной зоны.

Ниже пакера устанавливается хвостовик с НКТ длиной 40–50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН-5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубок 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На НКТ на расчетных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапанами.

Пакер вместе с прямоточным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН-5 разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН-5 становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струей воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность. После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой (рис. 8.7, II) предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер, низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчетных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передается на пласт. Вследствие большой разности объемов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому

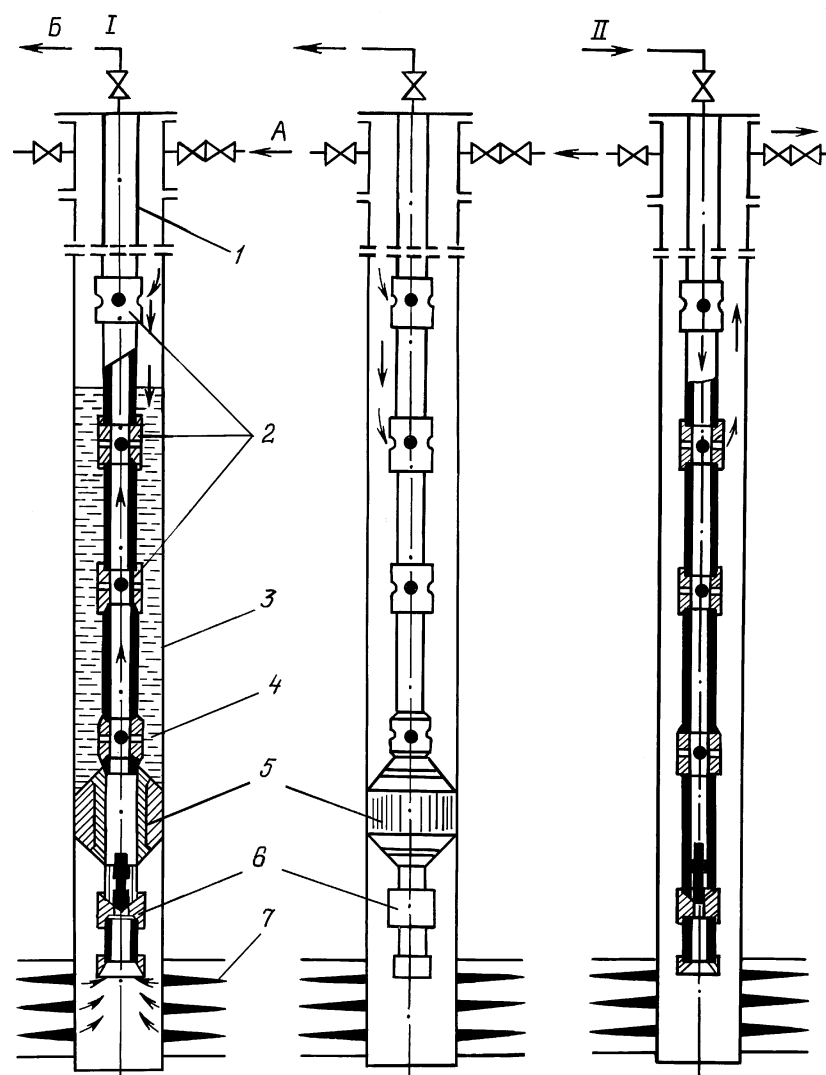


Рис. 8.7. Технологическая схема вызова притока

поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдет воздух и войдет в затрубное пространство, в нем начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

## 8.12. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХФАЗНЫХ ПЕН

Для восстановления, а также сохранения природной проницаемости призабойной зоны используют физико-химические методы путем воздействия на пласт двухфазных пен. Применение пен обусловлено низким пластовым давлением, что в случае замены раствора на воду может привести к ее по-

глощению. Известно, что двухфазные пены в условиях скважины могут иметь малую плотность. Такие пены обычно используют в качестве промывочного агента при разбуривании поглощающих горизонтов, вскрытии продуктивных пластов. Установлено, что использование пены пригодно для выноса воды из скважины, удаления закупоривающих материалов из пласта. В то же время пена может быть легко разрушена на поверхности.

Метод освоения скважины при помощи двухфазных пен является очень эффективным вследствие лучшей очистки зафильтровой зоны от продуктов коагуляции, шлама, а также продуктов реакции кислоты с породой.

Пены состоят из жидкости, воздуха (газа) и пенообразователя. Жидкость, используемая для образования двухфазной пены, не должна допускать набухания глинистых частиц в призабойной зоне. Поэтому для указанных целей необходимо применять пластовую воду, предварительно проверенную на образцах породы коллектора.

В качестве пенообразователя применяют следующие ПАВ (табл. 8.3).

Свойства пен можно широко менять, регулируя содержание компонентов. Малая плотность ( $33 \text{ кг/м}^3$ ) является типичной. Вязкость можно регулировать так, что при движении пены в НКТ со скоростью от 0,5 до 1,5 м/с ее способность поднимать шлам остается достаточно высокой. Соответствующим образом приготовленная пена должна быть стабильной только до ее выхода с выкидной линии для выброса шлама. После этого она должна разрушаться. При повторном нагнетании ее свойства опять восстанавливаются. В связи с тем, что пена существует только в течение одного цикла циркуляции, то компоненты для ее образования необходимо смешивать непрерывно в течение всего времени промывки. Так как плотность пены легко регулируется сменой соотношения объема воздуха на  $1 \text{ м}^3$  воды, вмещающей в себя ПАВ (степенью аэрации), то при постоянном расходе жидкости, изменяя только расход воздуха (газа), можно легко регулировать плотность двухфазной пены от 200 до  $800 \text{ кг/м}^3$ , что предупреждает попадание в пласт большого количества жидкости и способствует постепенному уменьшению давления на забой скважины.

Технологическая схема вызова притока из пласта при применении двухфазной пены включает следующие операции:

- 1) спускают НКТ до глубины на 2–3 м выше нижних перфорационных отверстий;
- 2) обвязывают устье скважины с наземным цементирующим агрегатом и компрессором через аэратор;
- 3) нагнетают пену в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ для замены всего столба жидкости в скважине;
- 4) первичную порцию пены получают при малых степенях аэрации ( $10\text{--}20 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , т.е.  $10\text{--}20 \text{ м}^3$  воздуха на  $1 \text{ м}^3$  водного раствора ПАВ), чтобы разница между плотностью жидкости в НКТ и пены в затрубном пространстве была минимальной;

Таблица 8.3

Поверхностно-активные вещества	Содержание ПАВ в воде, %	Поверхностно-активные вещества	Содержание ПАВ в воде, %
Сульфанол	0,1–0,3	Аркопал Н-100	0,3–0,5
Сульфонатриевые соли	1,0–2,0	Дисольван	0,2–0,3
ОП-7, ОП-10, УФЕ-8	0,3–0,6	Сапаль Р	0,2–0,3
ДС-РАС	0,3–1,0	Превоцел W-ON-100	0,1–0,3
Марвелан КО	0,3–0,5		

5) постепенно повышают степень аэрации, что вызывает постепенное уменьшение давления на забое скважины (при степени аэрации 150–160 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> среднюю плотность пены доводят до 100–120 кг/м<sup>3</sup>);

6) после достижения забойного давления 4–5 МПа необходимо прекратить циркуляцию пены на 2–3 ч для определения возможного притока из пласта;

7) если притока нет, то циркуляцию пены восстанавливают, продавливают ее в пласт в количестве 5–10 м<sup>3</sup> с выдержкой в пласте в течение 3–4 ч, после чего восстанавливается циркуляция при максимальных степенях аэрации;

8) получив приток, обеспечивают очистку скважины от шлама и исследуют ее на приток.

### **8.13. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ**

Используется технология при вызове притока в разведывательных и эксплуатационных скважинах, пластовое давление которых равно гидростатическому или меньше его. Суть технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов заключается в приготовлении двухфазных пен, заполнении ими скважины и замене ими воды, за счет чего создается необходимая величина депрессии.

Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать компрессоры пневматической системы буровых установок как источник сжатого воздуха. Могут использоваться и передвижные компрессоры высокого давления. Основные факторы, обеспечивающие условия взрывобезопасности при освоении скважин при помощи этого технологического процесса по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом, следующие:

уменьшение вероятности внутрискважинного горения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления.

Для освоения скважины необходимо следующее оборудование (устье скважины оборудуется согласно проекту на ее сооружение):

передвижной компрессор (УКП-80, КПУ 16/100 и др.) или компрессоры пневматической системы буровой установки (КТ-6, КТ-7, КСЕ-5М);

цементирующий агрегат ЦА-320М с диаметром цилиндрических втулок не более 115 мм;

дополнительный цементирующий агрегат ЦА-320М для подачи воды (при отсутствии действующего водонапорного водопровода);

в зимний период при отсутствии котельной установки промысловая паровая передвижная установка ППУА-1200/100;

манометр показывающий класса 2,5 с границей измерений до 40 МПа по ГОСТ 2405–80;

эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-1;

в случае использования передвижных компрессоров эжектор должен быть укомплектован насадкой с диаметром выходного отверстия 5,6 мм, камерой смешения с диаметром цилиндрической части 10 мм (расстояние между ними 10 мм).

Для приготовления пенообразующих жидкостей необходимо использовать следующие материалы: 1) техническую воду; 2) поверхностно-активные вещества (ПАВ) – сульфанол по ТУ 6-01-862-73; ОП-7, ОП-10 по ГОСТ 8433-81 и др.

Перед проведением процесса вызова притока следует спустить в скважину лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5–10 м выше интервала перфорации.

Перед началом процесса вызова притока устье скважины должно быть оборудовано трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечить возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременно выброс жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность совершения самовсплыва пены из межтрубного и трубного пространства одновременно.

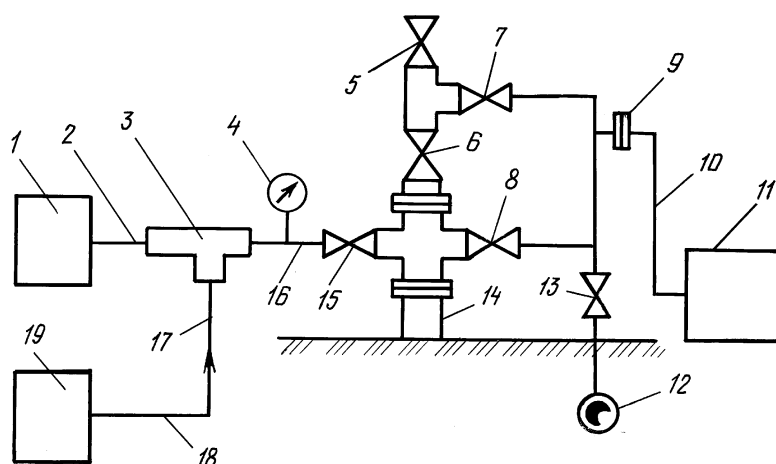
Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки изображена на рис. 8.8.

Обвязку эжектора следует совершать таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

Подведение сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки следует выполнять при помощи резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или на быстро разборном трубопроводе с НКТ.

При кустовом бурении подвод воздушной линии от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно совершать заранее в период их обвязывания с коллектором. Конец воздухопровода следует подвести к центру группы скважин и оборудовать его запорным вентилем.

Подготовка пенообразующей жидкости для двухфазной пены может быть выполнена непосредственно в процессе закачивания пены в скважину. При этом очередная порция ПАВ в воде растворяется в свободном отсеке



**Рис. 8.8. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:**

1 – цементировочный агрегат; 2 – линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 – эжектор; 4 – манометр; 5 – 8, 13, 15 – задвижки; 9 – заглушка; 10 – выброс пены; 11 – накопительная емкость; 12 – нефтепромысловый коллектор; 14 – эксплуатационная колонна; 16 – пенопровод; 17 – обратный клапан эжектора; 18 – воздухопровод; 19 – компрессор

мерной емкости цементирующего агрегата. На 1 м воды необходимо вводить от 1 до 3 кг (в перечислении на активное вещество) сульфанола, ОП-3, ОП-10 или других ПАВ. Количество добавки ПАВ к воде зависит от ее солевой концентрации, качества ПАВ и уточняется экспериментальным путем в лабораторных условиях по методике ВНИИ (Е.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева, 1980). Данной методикой определяется зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ.

Не допускается попадание в растворы ПАВ и пенообразующей жидкости нефти, масла, дизельного топлива.

Параметры вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают исходя из необходимости создания требуемой величины снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Создание необходимого снижения давления на забое  $p_z$  при проведении работ регламентируется инструкцией ВНИИКРнефти (1988).

При использовании в качестве источника сжатого газа передвижных компрессоров в зависимости от значения  $p_z$  может быть выполнен полный цикл закачивания пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не доходя до башмака колонны НКТ.

В обоих случаях процесс закачивания пены выполняется при постоянной степени аэрации, чтобы обеспечить заранее определенное начальное значение давления пенообразующей жидкости  $p_z$ , подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от значения  $p_z$  может быть выполнен полный или частичный цикл закачивания пены в скважину с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае пена подается в скважину при сменной степени ее аэрации, а заданный режим работы эжектора обеспечивается созданием полного начального значения давления  $p_{ж}$ .

Для выбора  $p_{ж}$  при использовании передвижных компрессоров необходимо по номограмме (рис. 8.9) определить степень аэрации, при которой для необходимой глубины спуска лифтовых труб обеспечивается заданная величина  $\Delta p_z$ , а позже по этой номограмме в зависимости от найденной степени аэрации и типа (марки) компрессора следует определить  $p_{ж}$ .

Если определенную по номограмме (см. рис. 8.9) степень аэрации из-за ее небольшого значения невозможно обеспечить при имеющемся компрессорном оборудовании, то необходимо выполнить частичный цикл закачивания пены.

При проведении частичного цикла необходимо выбрать максимальное значение степени аэрации и соответствующее ей значение для имеющегося типа компрессора (рис. 8.10). Потом по номограмме (рис. 8.11) следует определить глубину продавки  $h$  и относительный объем пенообразующей жидкости  $V_{ж}/S$  (где  $V_{ж}$  - объем пенообразующей жидкости, м<sup>3</sup>;  $S$  - площадь поперечного сечения межтрубного пространства или колонны в зависимости от необходимой величины  $\Delta p$  и выбранной максимальной степени аэрации). По полученному значению  $V_{ж}/S$  и площади  $S$  затрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости  $V_{ж}$ . Относительный объем пенообразующей жидкости  $V_{ж}/S$  для проведения одного полного цикла определяется по номограмме (см. рис. 8.11). При этом за глубину продавки

ки  $h$  принимается глубина спуска лифтовых труб  $H$ . По полученным значениям  $V_{\text{ж}}/S$  и  $S$  фактическом колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости.

При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению  $\Delta p_3$  установить необходимость проведения одного, двух или частичного циклов закачивания пены. Для этого по номограмме (рис. 8.12) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляр из точек на осях, соответствующих значениям  $\Delta p_3$  и  $H$ . Если точка пересечения перпендикуляров находится в области, ограниченной кривыми 1 и 2, то следует совершить процесс за один цикл закачивания пены, а если точка находится в области, ограниченной кривыми 1 и 3, то за два цикла.

Если точка находится ниже кривой 1, следует совершить частичный цикл закачивания пены.

Если установлена необходимость проведения одного цикла циркуляции пен по номограмме (см. рис. 8.12) в зависимости от заданных значений  $\Delta p_3$  и  $H$ , то необходимо определить значение  $p_{\text{ж}}$ .

При необходимости проведения процесса в два цикла закачивания пены давление  $p_{\text{ж}}$  в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется из рис. 8.12 в зависимости от  $\Delta p_3$  и  $H$ . При выполнении частичного цикла по заданному значению  $\Delta p_3$  по номограмме (см. рис. 8.11) определяются глубина продавливания пены  $h$  и соответствующее ей значение  $V_{\text{ж}}/S$ . При этом значение  $p_{\text{ж}}$  принимается равным 15 МПа. По полученному значению  $V_{\text{ж}}/S$  и фактическому значению  $S$  межтрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости.

Относительный объем пенообразующей жидкости  $V_{\text{ж}}/S$  для проведения одного цикла определяется по номограмме (см. рис. 8.11), при этом за глубину продавки  $h$  принимается глубина спуска лифтовых труб  $H$ , а значение  $V_{\text{ж}}/S$  определяется по глубине продавки. По полученному значению  $V_{\text{ж}}/S$  и фактическому значению  $S$  колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости. При необходимости проведения второго цикла объем пенообразующей жидкости для него составляет 70 % от значения  $V_{\text{ж}}$  для первого цикла.

После спуска НКТ, монтажа наземного оборудования, обвязки эжектора с компрессором и цементирующим агрегатом трубопроводное наземное оборудование должно быть опрессовано гидравлическим способом на давление 25 МПа. При этом предварительно отсоединяется воздухопровод от бокового патрубка эжектора.

Пневматическим способом опрессовывается выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессора, после чего открываются задвижки 15, 6, 7 и закрываются задвижки 8, 5, 13 (см. рис. 8.8).

При помощи насоса цементирующего агрегата пенообразующая жидкость подается в эжектор. Давление подачи пенообразующей жидкости в начале процесса закачивания пены в скважину при использовании компрессора буровой установки или передвижного компрессора определяется так, как это описано выше. После этого подается воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессоров буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах от 0,7 до 0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается произвольно в пределах от 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и до 2–6 МПа в конце процесса. Ве-

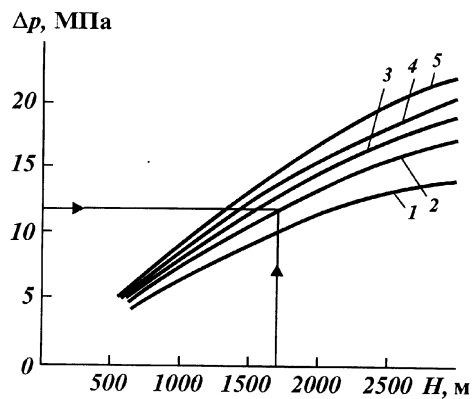


Рис. 8.9. Номограмма для определения возможного снижения давления на забое скважины  $\Delta p$  при различных степенях аэрации: 1, 2, 3, 4, 5 – при степенях аэрации соответственно 30, 40, 50, 60 и 70

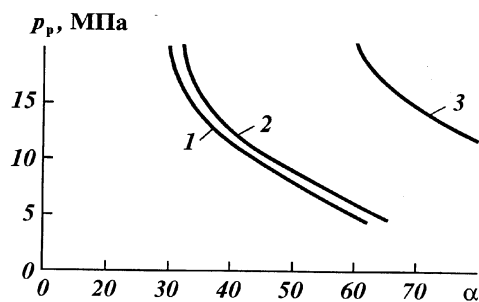


Рис. 8.10. Номограмма для определения рабочего давления эжектора при различных степенях аэрации для различных компрессоров: 1 – УКП-80; 2 – СД 9/101; 3 – КПУ 16/100

личина указанных давлений воздуха определяется величиной давления закачивания жидкости и типами компрессоров.

После заполнения скважины пеной в рассчитываемом объеме, промывки скважины пеной (или при закачке пены в межтрубное пространство при

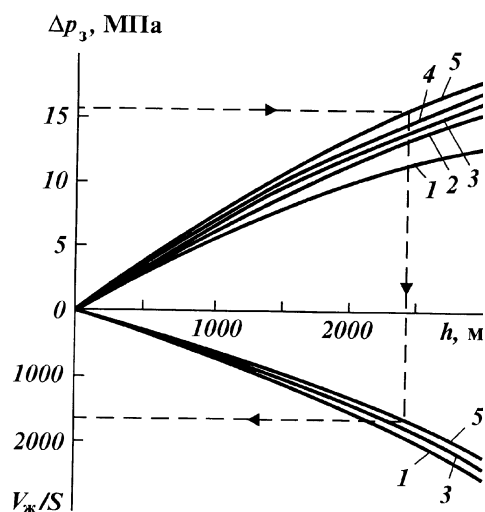


Рис. 8.11. Номограмма для определения глубины продавки  $h$  и относительного объема пенообразующей жидкости  $V_{\text{ж}}/S$ : 1, 2, 3, 4, 5 – при степенях аэрации соответственно 30, 40, 50, 60, 70

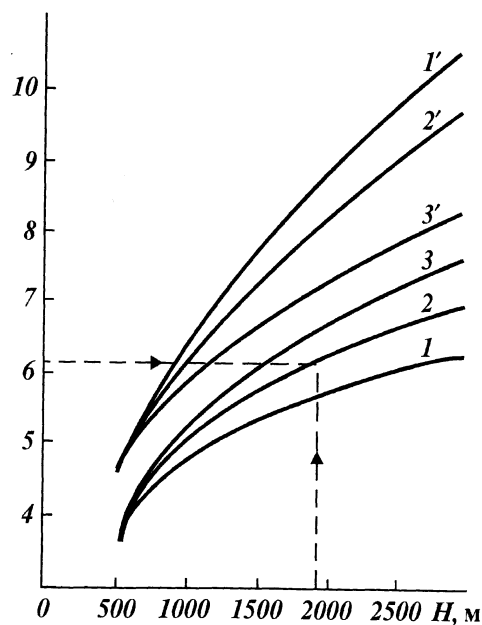


Рис. 8.12. Номограмма для определения возможной депрессии при одно- либо двухцикло- вой закачке пены и при различном давлении пенообразующей жидкости на входе в эжектор: 1, 2, 3 и 1', 2', 3' – 10, 15, 20 МПа при одном и двух циклах соответственно



частичном цикле) следует закрыть задвижку 15, открыть задвижку 8 и выполнить на протяжении не менее 1,5 ч самоизлив пены по трубопроводу 10 в накопительную емкость.

При наличии притока нефти или газа из трубного пространства закрывается задвижка 6 и после вытеснения пены из межтрубного пространства закрывается задвижка 8, отсоединяется трубопровод 10, устанавливается на место его подключения к устью скважины заглушка 9, и открываются задвижки 6, 7, 13, направляя продукцию скважины в коллектор. В случае применения передвижного компрессора при отсутствии притока нефти или газа после самоизлива пены на протяжении 1,5 ч необходимо продолжить ее самоизлив до его окончания.

В случае применения компрессоров буровой установки при отсутствии притока нефти и газа после выполнения первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение 1,5 ч необходимо совершить второй цикл закачки и самоизлива пены до его окончания.

Если приток не получен, то скважину оставляют с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространстве в ожидании притока в течение 36 ч.

Если повторные промывки пеной не дают результата, то следует применить другие методы искусственного воздействия на призабойную зону для интенсификации притока.

Необходимо строго выполнять правила безопасного проведения работ.

Вызов притока из скважины следует проводить по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом управления буровых работ. Работники и инженеры должны быть обучены правилам проведения работ при освоении скважин. Каждая смена производственного персонала должна быть проинструктирована о мерах безопасности при выполнении каждой конкретной операции.

При размещении в зоне скважины техники необходимо учитывать и направление ветра.

Расстояние между объектами должно быть следующим:

от передвижной техники до устья скважины и приемной емкости – не менее 25 м;

от компрессора до других агрегатов – не менее 10 м;

от культбудки до устья скважины – не менее расстояния, равного высоте вышки плюс 10 м.

Запрещается работа с эжектором без обратного клапана или с негерметичным обратным клапаном на боковой патрубке для подачи воздуха. При отрицательных температурах следует применять подогретую пенообразующую жидкость. Воздухопровод после сборки страхуется стальным тросом диаметром не менее 5 мм. Трос прикрепляется к воздухопроводу хомутами, размещенными на расстоянии 200 мм от его соединения. Концы троса крепятся к стационарным якорям.

Выкидную линию от скважины до приемной емкости собирают из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надежно крепят ее возле устья, в местах поворотов и в приемной емкости при помощи стопорных или стационарных якорей, рассчитанных на разрывные усилия потока не менее 1 т.

При опрессовке обвязки все люди должны быть удалены из опасной зоны.

Во время всего процесса вызова притока на расстоянии не менее 25 м от устья скважины и от накопительной емкости запрещается проведение ра-

бот, не связанных с процессом освоения скважины, пользование открытым огнем, пребывание посторонних людей, наличие техники, не оборудованной искроглушителями на выхлопных трубах.

Не допускается попадание пены в источники питьевой воды.

В период самоизлива пены и ожидания притока запрещается оставлять скважину закрытой, чтобы не создать условия для образования сжатой взрывоопасной смеси при разрушении пены.

#### **8.14. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ (КИИ)**

Кроме основного своего предназначения – испытания перспективных объектов в поисковых скважинах – КИИ используют для вызова притока из пластов малой продуктивности, очистки околоскважинной зоны пластов, оценки эффективности обработок пластов, испытания на герметичность цементных мостов и колонн и для решения других задач, связанных с созданием депрессии в ограниченном интервале ствола скважины, обсаженной колонной.

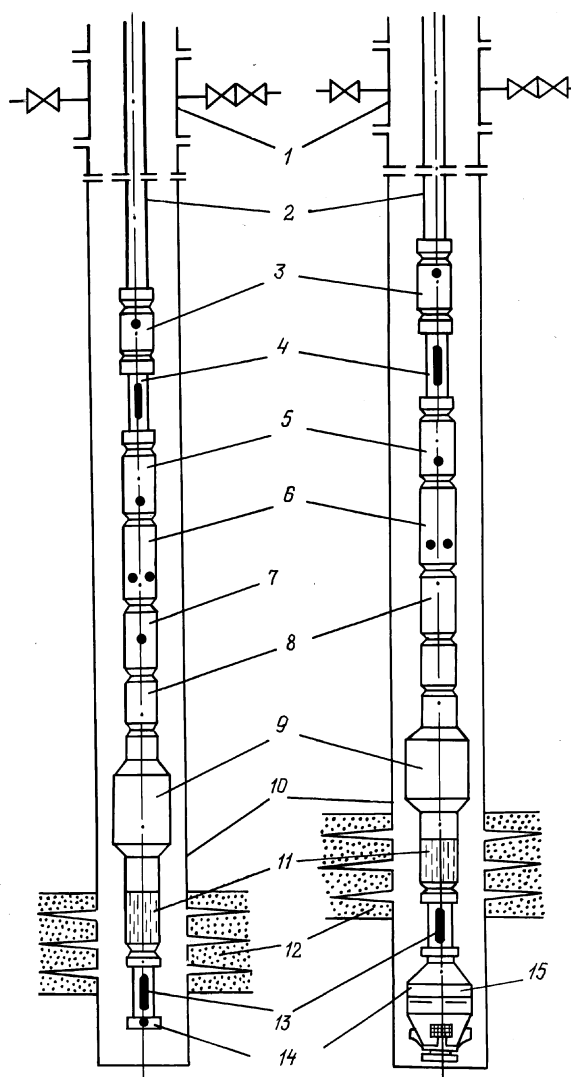
Пластоиспытатели позволяют создавать мгновенно высокую депрессию, что является благоприятным фактором для очистки призабойных зон пласта и вызова притока пластового флюида. При этом повышается эффективность результатов испытания (экономичность, объем и качество информации) и обеспечивается испытание объектов в скважинах с негерметичной колонной обсадных труб.

Пакер, испытатель пластов, запорный и поворотный клапаны и глубинные регистрирующие манометры обеспечивают выполнение процесса испытания. Остальные узлы КИИ служат для предупреждения возможных осложнений или аварий в скважине.

Пакер изолирует интервал испытания от остальной части скважины. Длину хвостовика (труб ниже пакера) выбирают такой, чтобы при спуске КИИ к забойу пакер находился над объектом испытания. При передаче на пакер осевой сжимающей нагрузки его резиновый элемент деформируется, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Шток пакера снабжен каналом, постоянно открытым для прохода пластового флюида. Если приложить к пакеру осевую растягивающую нагрузку, то уплотняющий элемент пакера возвращается в исходное положение.

Испытатель пластов снабжен приемным и уравнивающим клапанами, сменным штуцером. Испытатель пластов устанавливается выше пакера. При спуске и подъеме КИИ пластоиспытатель растянут, его приемный клапан закрыт, поэтому не допускает поступления промывочной жидкости в трубы. Уравнивающий клапан пластоиспытателя открыт, и через него обеспечивается переток промывочной жидкости из-под пакера (при спуске) или под пакер (при подъеме КИИ) через фильтр, шток пакера, безопасный переводник и ясс. Наличие такого перетока снижает эффект поршневания при движении пакера в скважине.

После упора хвостовика на забой скважины и передачи на КИИ осевой сжимающей нагрузки происходит свободное сжатие пакера, пакерование ствола скважины и медленное сжатие пластоиспытателя. Во время этого процесса закрывается уравнивающий клапан, а затем открывается приемный клапан пластоиспытателя, соединяя полости пустых или частично заполнен-



**Рис. 8.13. Схема пакерования при работе с КИИ:**

1 – колонная головка; 2 – НКТ; 3 – циркуляционный клапан; 4 – верхний манометр; 5 – запорно-оборотный клапан; 6 – испытатель пластов; 7 – ясс; 8 – пробоотборник; 9 – пакер; 10 – обсадная колонна; 11 – фильтр; 12 – пласт; 13 – манометр; 14 – опорная плита; 15 – башмак

ных жидкостью труб над КИИ с подпакерным объемом скважины. Давление под пакером мгновенно уменьшается, и начинается приток из пласта.

По окончании испытания при натяжении инструмента пластоиспытатель растягивается, закрывается его приемный клапан, перекрывая полость труб над КИИ, после чего открывается уравнильный клапан, соединяя затрубное пространство над пакером с подпакерным пространством. Давление под пакером и над пакером выравнивается, и на пласт передается давление ствола промывочной жидкости в скважинах.

Промышленность выпускает многоцикловые испытатели пластов, обладающие двух-, трех- и многоцикловыми запорно-поворотными клапанами (ЗПК). Последний предназначен для перекрытия полости труб по окончании притока с

целью регистрации процесса восстановления забойного давления. Его устанавливают выше испытателя пластов и спускают открытым. В конце притока путем вращения труб над КИИ запорно-поворотный клапан закрывают и выдерживают в закрытом положении (для получения кривой восстановления давления). Продолжительность закрытого периода должна быть равной приблизительно половине времени притока, но не менее 20 мин.

В многоцикловых испытателях при последующем вращении труб клапан опять открывается и опять закрывается, повторяя многократный цикл испытания.

При испытании хвостовик может упираться на забой (рис. 8.13) или не упираться на забой, когда в скважину спускают механический шлипсовый пакер, способный опираться на стенку обсадной колонны. При упоре на забой необходимо обратить внимание на качество моста, чтобы не вызвать проседание хвостовика в нем.

Таблица 8.4

**Техническая характеристика испытательных инструментов**

Параметры	КИИ-65	КИИ-95(КИИ2А-95)	МИГ-80
Внешний диаметр, мм	65	95	80
Общая длина комплекта, м	20	21,6	23,4
Общая масса комплекта, кг	300	910	635
Размер соединительных резьб	3–50	3–76	3–62
Допустимая нагрузка, кН:			
при сжатии	150	300	60
при растягивании	100	250	200
Допустимый крутящий момент, кН·м	4,0	6,0	5,4
Допустимое давление окружающей среды, МПа	80	80	45
Максимальная температура окружающей среды, °С:			
с обычной резиной	130	130	130
с термоустойчивой резиной	200	200	200
Диаметр резиновых элементов, мм	67, 78, 87, 92	109, 115, 135, 145	87, 92, 98
Диаметр скважины, мм	77–112	118–161	97–112
Нагрузка при пакеровании, кН	10–50	60–80	10–60

С целью обеспечения беспрепятственного спуска испытателя проверяется проходимость его по колонне. Для этого до перфорации или после нее по колонне обсадных труб пропускают шаблон, длиной и внешним диаметром равный пакеру.

Для обеспечения более надежной герметизации резьбовых соединений и их достаточного запаса прочности на растягивающее усилие и сдвигающую нагрузку пластоиспытатель желательно спускать на бурильных трубах.

Устье скважины должно быть оборудовано превенторами, а перед испытанием должны быть смонтированы линии для отвода от устья пластового флюида на расстояние, регламентированное правилами безопасности.

С целью предупреждения вскрытия выброса на скважине должен быть запас жидкости не менее двух объемов скважин.

Для проведения работ в эксплуатационных колоннах используются инструменты, техническая характеристика которых приведена в табл. 8.4.

### **8.15. ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН**

Технология вызова притока с использованием струйных аппаратов разработана в 1980–1985 гг. в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.С. Яремийчука. Эта технология позволяет оперативно на стадии освоения скважины контролировать по данным кривых восстановления давления (КВД) фильтрационные свойства пород в околоскважинной зоне, включая и отдаленную зону, а также создавать многократные мгновенные депрессии и репрессии на пласт.

Под термином “мгновенного” снижения давления или его восстановления при депрессии подразумевается время от нескольких секунд до 100 с. Использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или искусственном воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ:

- 1) исследовать скважины по данным кривых восстановления давления;
- 2) воздействовать на призабойную зону пласта многократными мгновенными депрессиями и репрессиями;
- 3) подачу в зону пласта различных химических реактивов с быстрым удалением продуктов реакции;
- 4) исследование скважины на приток при разных депрессиях для построения индикаторных диаграмм.

Технологический процесс дает возможность создавать многократные депрессии и репрессии на пласт, анализировать кривые восстановления давления, но применять его рекомендуют при определенных условиях: пористость и проницаемость продуктивных отложений должна быть ниже, чем критические значения для данного месторождения, продуктивный горизонт должен состоять из устойчивых пород, не разрушающихся при создании многократных мгновенных депрессий в пределах определенных технологическим процессом величин и т.д.

Для проведения технологического процесса необходимо, чтобы устье скважины было оборудовано согласно проекту на ее строительство; фонтанная арматура обеспечивала проведение работ при максимально необходимом рабочем давлении; насосно-компрессорные трубы следует рассчитывать на прочность при максимально необходимом внутреннем давлении.

Когда рабочее давление подается в межтрубное пространство, то обсадную колонну проверяют на максимальное технологическое давление, создающееся внутри нее, а насосно-компрессорные трубы проверяют на смятие.

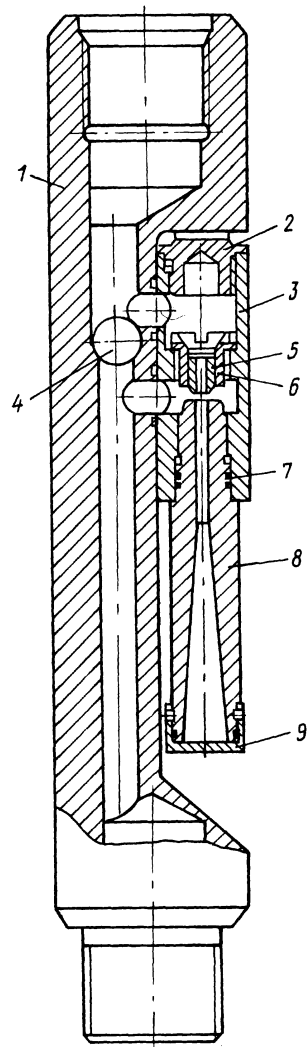
В комплект внутреннего скважинного оборудования входят: струйные аппараты (стационарные, вставные и др.), пакеры (механические, гидравлические либо гидромеханические), насосно-компрессорные трубы, клапан опрессовочный (для опрессовки насосно-компрессорных труб внутренним давлением), клапан циркуляционный, клапан для опрессовки пакера.

Наземное оборудование скважины – это насосные агрегаты типа ЦА-320М, ЦА-400, 4АН-700, емкость для хранения рабочей жидкости объемом не менее 25 м<sup>3</sup>, емкость или амбар для приема флюида из скважины объемом не менее 50 м<sup>3</sup>, емкость, в которой хранят жидкость для глушения скважины. В качестве технологического раствора для глушения скважины используют техническую воду, обработанную хлористым кальцием либо хлористым натрием.

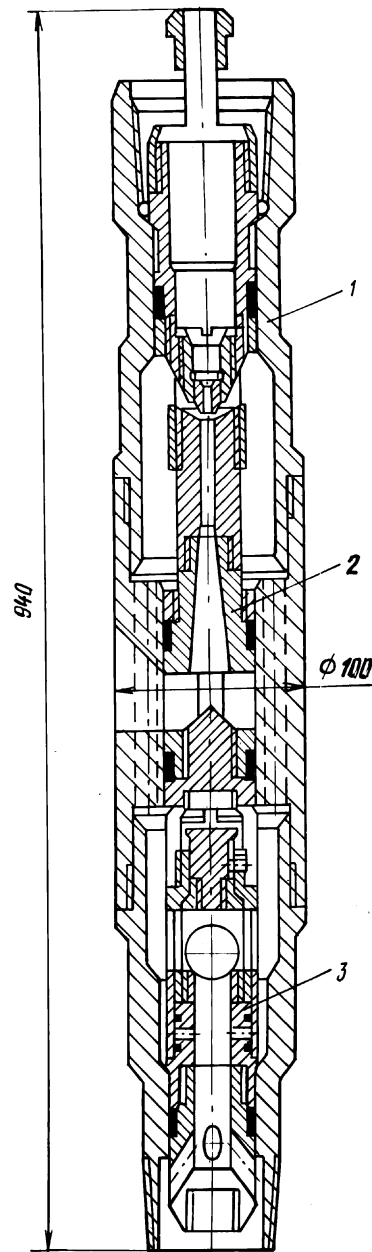
Струйный аппарат типа УОС (рис. 8.14) состоит из корпуса 1 и эжекторного насоса 2. Шар 8 выполняет роль клапана, который направляет рабочую жидкость к рабочей насадке 5, запрессованной в кольцо 3. Технологическая заглушка 6 служит для обеспечения опрессовки пакера в затрубном пространстве.

На рис. 8.15 изображен струйный аппарат типа УЭОС, а на рис. 8.16 – схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ приспособлениями УГИП.

Струйный аппарат УЭОС состоит из корпуса, вставного струйного насоса и смонтированного в его нижней части обратного клапана. В случае, когда УЭОС спускают без обратного клапана, с помощью аппарата создаются мгновенные депрессии и репрессии на пласт. Манометр, присоединяемый к резьбе струйного насоса в его нижней части, фиксирует это изменение давления. Если в нижней части смонтирован обратный клапан с присоединенным к нему глубинным манометром, то последний фиксирует момент снижения давления, а после прекращения циркуляции кривую восстановления



**Рис. 8.14. Устройство для обработки скважин УОС-1:**  
 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – корпус эжекторной вставки; 4 – шар; 5 – насадка; 6 – гнездо; 7 – кольцо уплотняющее; 8 – смеситель; 9 – заглушка технологическая



**Рис. 8.15. Устройство эжекторное для освоения скважин УЭОС-2:**  
 1 – корпус; 2 – эжекторный насос; 3 – уравнительный клапан

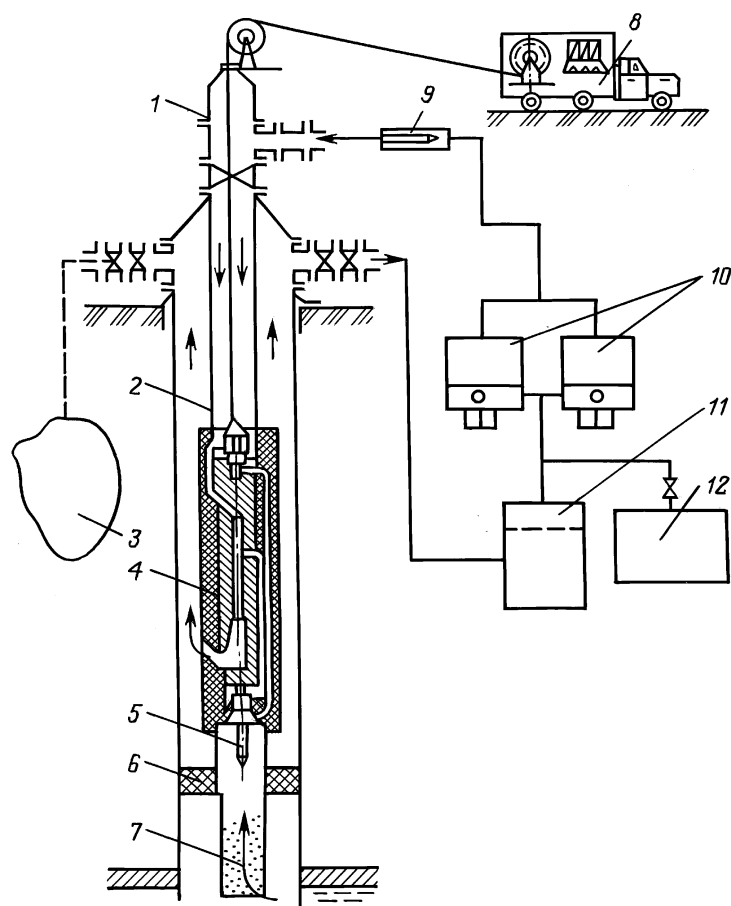
давления. Струйный насос с обратным клапаном или без него и манометром поднимается на поверхность из НКТ с помощью канатной техники или обратной циркуляцией жидкости через затрубное пространство.

Струйный аппарат типа УГИП отличается от УЭОС тем, что в его камере инъекции вмонтирован тензометрический датчик, а сам струйный аппарат вместе с датчиком соединен с наземной каротажной станцией. Конструкцией предусмотрено такое же, как и в УЭОС, подсоединение к обратному клапану глубинного манометра (см. рис. 8.16).

В УГИП весь процесс изменения давлений под пакером фиксируется фоторегистратором или самописцем каротажной станции.

Перед проведением работ необходимо выполнить следующие операции.

1. Промыть водой скважину на протяжении двух циклов циркуляции и очистить промывочную жидкость, выходящую из скважины, через сито с размерами ячейки не более 3×3 мм.



**Рис. 8.16. Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УГИП:**  
1 – фонтанная арматура; 2 – НКТ; 3 – амбар; 4 – УГИП; 5 – манометр; 6 – пакер; 7 – хвостовик; 8 – каротажная станция; 9 – фильтр; 10 – насосные агрегаты; 11, 12 – мерные емкости

Таблица 8.5

**Количество и тип насосных агрегатов**

Глубина, м	Тип насосного агрегата	Число насосных агрегатов
< 2000	ПА-320 / ПА-400 А, 4АН-700	1+1*
2000–3000	ПА-400 А, 4АН-700	1+1*
> 3000	4АН-700	2+1*
*Резервный.		

2. Определить глубину установки пакера и струйного аппарата. При этом пакер устанавливают не ниже 10 м выше интервала перфорации, а максимально допустимая глубина спуска зависит от прочности обсадной колонны в подпакерной зоне на смятие с учетом того, что давление в месте размещения струйного аппарата может равняться нулю.

3. Очистить внутреннюю поверхность обсадной колонны в месте установки пакера от ржавчины, глинистой корки, отложений парафина или смол при помощи скребка либо райбера.

4. Подготовить струйный аппарат, пакер, циркуляционный и опрессовочный клапаны согласно инструкции по их эксплуатации.

При подготовке струйных аппаратов к работе необходимо:

визуально проверить состояние присоединительных резьб его корпуса, на резьбах не должно быть следов размыва, заеданий, вмятин, глубоких рисок и поперечных надразов;

визуально проверить состояние камеры смещения – ее поверхность не должна носить следов размыва;

промыть и очистить проходной канал корпуса приспособления и седло клапана для опрессовки НКТ;

проверить состояние герметизирующих элементов клапанов и эжекторного насоса.

5. Произвести спуск колонны труб в скважину вместе с пакером и струйным аппаратом. Для обеспечения надежности герметизации резьбовых соединений НКТ используют уплотняющие резьбовые смазки либо ленту из фторуплотняющего материала. Для того, чтобы избежать разрушения уплотняющего материала пакера, колонну НКТ опускают в скважину плавно, со скоростью не более 0,25 м/с.

6. После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и обвязывают ее с насосными агрегатами, сепаратором, емкостями для измерения и приема флюида в соответствии с утвержденной схемой. Число и тип насосных агрегатов, необходимых для проведения технологического процесса, приведены в табл. 8.5. При проведении работ используют также и другие типы насосных агрегатов с аналогичными техническими характеристиками.

7. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление, а также проверить герметичность фонтанной арматуры согласно требованиям Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

8. Опрессовать пакер путем создания в межтрубном пространстве избыточного давления, которое не превышает опрессовки эксплуатационной колонны.

Рассмотрим порядок выполнения работ по освоению скважин струйными аппаратами.



1. Если скважина заполнена буровым раствором, то необходимо его заменить через струйный аппарат (при расходе жидкости не более чем 1,5 л/с) на рабочую жидкость – воду или дегазированную нефть.

2. Путем создания расчетного давления жидкость откачивают из пласта на протяжении 0,5–1 ч. При этом определяют, существует ли связь пласта со скважиной, величину притока и тип пластового флюида.

3. После прекращения работы наземных агрегатов в случае применения вставного струйного агрегата с гидродинамическим клапаном на ленте глубинного манометра записывается КВД на протяжении определенного времени (3–10 ч).

Вставной струйный аппарат извлекают из скважины канатной техникой либо обратной промывкой. На поверхности от вставного струйного аппарата отсоединяют гидродинамический клапан и глубинный манометр, разбирают его, и по известным методикам определяют пластовое давление, скин-эффект, проницаемость околоскважинной и отдаленной зон пласта, их размеры.

4. Вбрасывают внутрь НКТ вставной струйный аппарат с подсоединенным к нему глубинным манометром, который под действием собственного веса и при нагнетании жидкости с расходом 1,5–2,5 м/с транспортируется к месту его размещения в гнезде корпуса. Для надежного установления аппарата в гнездо на кабеле спускают свинцовую печать, и при легких ударах по головке вставной аппарат занимает свое посадочное гнездо.

5. Наземными насосными агрегатами создается расчетное давление при циркуляции рабочей жидкости на протяжении 10–15 мин. В процессе циркуляции фиксируется количество откачанной из скважины жидкости, а затем на 5–10 мин циркуляция прекращается. Число таких циклов зависит от темпа нарастания притока жидкости из пласта. При его стабилизации работы считают выполненными.

В результате воздействия на пласт в режиме депрессия-репрессия очищается призабойная зона пласта, и скважина постепенно заполняется пластовым флюидом. Особенностью технологии является то, что она позволяет создавать заданную депрессию на пласт, при необходимости управлять ее значением и продолжительностью, многократно повторять циклы депрессий-репрессий на пласт.

Рекомендуется на протяжении первых пяти циклов проводить работы в режиме: 10–15 мин – депрессия и 5–7 мин – репрессия на пласт, дальше постепенно увеличивается время создания депрессии до 25–30 мин с остановкой агрегатов на 10–15 мин.

При вызове притока из пласта и очистке его призабойной зоны рекомендуется последовательно реализовать три режима работы:  $p_{\text{н}} = 0,5 p_{\text{доп}}$ ;  $p_{\text{н}} = 0,75 p_{\text{доп}}$ ;  $p_{\text{н}} = p_{\text{доп}}$ .

При проведении технологического процесса необходимо измерять количество поступающих из пласта жидкостей и газов, отбирать пробы и при возможности выполнять анализ нефти и пластовой воды, их содержание (в %), количество и состав твердой фазы, механических примесей и т.д.

Основной критерий определения продолжительности воздействия (числа циклов) – стабилизация притока и отсутствие в исходном потоке механических примесей. После окончания циклического действия непрерывно на протяжении 2–3 ч откачивается пластовая жидкость в режиме оптимальной депрессии для конечной очистки призабойной зоны.

6. Поднимают вставной аппарат вместе с глубинным манометром на поверхность, в манометр вставляют новую ленту, присоединяют гидродинамический клапан и бросают внутрь НКТ. Работы выполняют с повторной записью КВД и ее расшифровкой. После этого возобновляется циркуляция на протяжении 2–3 ч и работы на скважинах считают законченными.

7. Если скважина перешла на фонтанный режим эксплуатации, то вставной аппарат целесообразно поднимать канатной техникой.

При выходе скважины на режим фонтанирования наземные насосные агрегаты останавливают и скважину вводят в работу, направляя пластовый флюид через затрубное пространство в лифтовую колонну до полного выноса из скважины остатков рабочей жидкости. После этого струйный аппарат через НКТ поднимается на поверхность.

При отсутствии притока (или при незначительном притоке) рекомендуется комбинированный режим, который включает создание многократных мгновенных депрессий-репрессий и заполнение призабойной зоны химическими реагентами (кислотами, щелочами, ПАВ).

8. Когда пластовое давление в скважине меньше гидростатического или равно ему, скважину глушат технологическим раствором, распаковывают НКТ и поднимают их на поверхность с последующим спуском глубинно-насосного оборудования.

Программы для расчета давлений наземных агрегатов с помощью микрокалькуляторов БЗ-34.

Известно, что низконапорные струйные аппараты во всех диапазонах своих рабочих характеристик, т.е. при любых значениях коэффициента инжекции  $U$ , а высоконапорные струйные аппараты только в области малых значений  $U$  хорошо описываются уравнением (8.47).

Теоретические расчеты и стендовые исследования показали, что в зависимости от расхода рабочей жидкости  $Q_p$  и поступления из пласта инжектированной жидкости  $Q_{ин}$ , т.е. от коэффициента инжекции и относительного перепада давления  $\Delta p_c / \Delta p_p$ , при остальных равных условиях в приемной камере инжекции (в подпакерной зоне скважины) создается определенное давление. Путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами  $p_a$  с учетом коэффициента инжекции  $U$  достигается необходимое снижение давления на пласт.

В скважине давление на входе в рабочую насадку струйного аппарата  $p_p$  определяется зависимостью

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*,$$

где  $p_{ж.р}$  – давление столба жидкости (рабочей) на глубине установки струйного аппарата, МПа;  $p_a$  – давление, при котором закачивается рабочая жидкость насосным агрегатом на устье скважины, МПа;  $\Delta p^*$  – потери давления при движении рабочей жидкости и от насосного агрегата до рабочей насадки струйного аппарата, МПа.

Давление на выкиде струйного аппарата  $p_c$  определяется с учетом необходимости транспортирования смешанного потока из скважины на поверхность:

$$p_c = p_{ж.с} + \Delta p^{**},$$

где  $p_{ж.с}$  – давление столба смешанной жидкости в затрубном пространстве, МПа;  $\Delta p^{**}$  – потери давления при движении рабочей жидкости от струйного аппарата до устья скважины, МПа.

Таблица 8.6

Глубина скважины, м	Коэффициент инжекции $f_p/f_c$		
	0,1	0,2	0,3
	0,772	0,708	0,054
4000	45,5	60,5	76,5
6000	66,5	88,0	112,5
8000	86,5	107,0	147,5

Давление столба жидкости

$$p_{ж.р} = \rho_p g H; p_{ж.с} = \rho_c g H,$$

где  $H$  – глубина установки струйного аппарата, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Потери давления  $\Delta p^*$  и  $\Delta p^{**}$  определяются известными выражениями

$$\Delta p^* = (8\lambda \rho_p H Q p^2) / \pi^2 d^5;$$

$$\Delta p^{**} = (\lambda \rho_c H Q p^2) / \pi^2 (D - d_1)^3 (D - d_1) (D + d_1)^2,$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических потерь;  $d$  и  $d_1$  – соответственно внутренний и внешний диаметры НКТ, м;  $D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Значения  $p_{п}$  определяются ограничениями, связанными с горно-техническими условиями (недопущением перетока воды из ближайших горизонтов, разрушением породы, давлением насыщения нефти газом и т.п.).

Так как  $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_{п}}{p_p - p_{п}}$ , то, подставляя значения  $p_c$  и  $p_{п}$ , получаем величину

давления, при котором надо работать наземному насосному агрегату, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инжекции:

$$p_a = \frac{p_{ж.с} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{ж.р} + \Delta p^* - \frac{p_{п}(1 - \Delta p_c / \Delta p_p)}{\Delta p_c / \Delta p_p}.$$

Ниже приводятся программы для расчета на ЭОМ с помощью микрокалькулятора БЗ-34.

В табл. 8.6 приведены значения давлений на насосных агрегатах (в МПа) при коэффициентах инжекции 0,1; 0,2 и 0,3 при разных соотношениях  $f_p/f_c$ .

Конечно, создавая то или иное давление, можно обеспечить откачку только определенного количества жидкости из подпакерной зоны, т.е. получить разные значения коэффициента инжекции  $U$ . В табл. 8.7 содержатся данные о коэффициенте инжекции  $U$  при спуске в скважину струйного аппарата с диаметрами рабочей насадки 5,6 мм и камеры смешения 9,0 мм при создании разных давлений наземными агрегатами.

Для упрощения расчетов в табл. 8.8 протабулированы значения  $\Delta p_c / \Delta p_p$  при разных соотношениях диаметров рабочей насадки и камеры смешения для  $U = 0,0 \div 0,4$ .

Для проведения расчетов предлагается программа, выполняемая на микрокалькуляторе БЗ-34. Язык программирования в кодах микрокалькулятора. Входная информация вводится в регистрацию памяти микрокалькулятора (табл. 8.9).

Таблица 8.7

Глубина установки струйного аппарата, м	Давление наземного агрегата, МПа							
	10	15	20	25	30	35	40	45
1000	0,15	0,29	—	—	—	—	—	—
1500	0,04	0,15	0,25	0,32	—	—	—	—
2000	—	0,05	0,05	0,21	0,28	—	—	—
2500	—	0,015	0,08	0,14	0,20	0,26	0,30	—
3000	—	—	0,04	0,09	0,15	0,20	0,25	0,28
3500	—	—	0,01	0,06	0,098	0,15	0,20	0,23
4000	—	—	—	0,025	0,07	0,10	0,14	0,18

Таблица 8.8

U	$\Delta p_c / \Delta p_p$					
	$d_p = 4$			$d_p = 5,6$		
	$d_c = 6$	$d_c = 7$	$d_c = 8$	$d_c = 8$	$d_c = 9$	$d_c = 10$
0,0	0,5441	0,4436	0,3626	0,5698	0,4980	0,4309
0,1	0,4939	0,4180	0,3475	0,5230	0,4621	0,4073
0,2	0,4470	0,6392	0,3323	0,4579	0,4265	0,3836
0,3	0,4006	0,3667	0,3168	0,4045	0,3912	0,3597
0,4	0,3542	0,3408	0,3011	0,3527	0,3561	0,3358

Продолжение табл. 8.8

U	$\Delta p_c / \Delta p_p$					
	$d_p = 8$				$d_p = 10$	
	$d_c = 11$	$d_c = 13$	$d_c = 15$	$d_c = 17$	$d_c = 15$	$d_c = 21$
0,0	0,5904	0,4909	0,4008	0,3288	0,5411	0,3352
0,1	0,5217	0,4566	0,3813	0,3169	0,4941	0,3128
0,2	0,4497	0,4226	0,3617	0,3049	0,4480	0,3103
0,3	0,3744	0,3889	0,3419	0,2927	0,4028	0,2977
0,4	0,2959	0,3554	0,3220	0,2802	0,3384	0,2849

Примечание. Значения  $d_p$  и  $d_c$  в мм.

Таблица 8.9

Номер по порядку	Регистр	Клавиша	Исходные данные (параметры)
1	7	П7	Диаметр рабочей насадки $d_p$ , мм
2	8	П8	Диаметр камеры смешивателя $d_c$ , мм
3	9	П9	Глубина установки струйного аппарата $H$ , м
4	4	П4	Плотность рабочей жидкости $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
5	5	П5	Плотность смешанной жидкости $\rho_c$ , кг/м <sup>3</sup>
6	6	П6	Коэффициент инжекции $U$
7	3	П3	Потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата до рабочей насадки струйного аппарата $p^*$ , МПа/1000 м
8	2	П2	Потери давления при движении смешанной жидкости от струйного аппарата до устья скважины $p^{**}$ , МПа/1000 м
9	1	П1	Давление потока в камере инжекции $p_m$ , МПа
10	0	П0	Ускорение свободного падения $g$ , м/с <sup>2</sup>
11	А	ПА	Коэффициент 1,75
12	В	ПВ	Коэффициент 0,70
13	С	ПС	Коэффициент 1,07
14	Д	ПД	Плотность инжектированной жидкости $\rho_{ин}$ , кг/м <sup>3</sup>

**Исходная информация.** По окончании расчета на индикаторе микрокалькулятора высвечивается контрольная информация – значения давления прокачиваемой рабочей жидкости.

Значение относительного перепада давления, создаваемого при работе струйного аппарата, изымается из регистра RgД нажатием на клавишу

$$\text{ИДП} \rightarrow \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}.$$

При пользовании программой необходимо выполнить следующее:

установить микрокалькулятор в режиме “Программирование” с нулевого адреса, для чего последовательно нажать на клавиши В10, F, ПРГ;

набрать программу согласно табл. 8.10;

проверить правильность набора программы по соответствию высвеченных кодов требованиям операции;

установить микрокалькулятор в режим “Автоматическая работа” клавишами F и АВТ;

ввести исходные данные согласно табл. 8.9;

совершить пуск программы с нулевого адреса клавишами В10 и С/П;

получить исходные данные.

Таблица 8.10

Адрес	Клавиши	Код	Адрес	Клавиши	Код	Адрес	Клавиши	Код
00	ИП 4	64	21	ИП А	6	42	х	12
01	ИП Д	6Г	22	+	10	43	ПП 53	
02	ч	13	23	1	01	44	82 82	
03	ИП В	6L	24	ИП 6	66	45	ИП 2 62	
04	х	12	25	+	10	46	х 12	
05	ИП 6	66	26	F x <sup>2</sup>	22	47	+ 10	
06	F x <sup>2</sup>	22	27	ИП Д	6Г	48	ИП Д 6Г	
07	х	12	28	х	12	49	ч 13	
08	ИП 7	67	29	ИП С	6С	50	ПП 53	
09	F x <sup>2</sup>	22	30	х	12	51	74 74	
10	ИП 8	68	31	ИП 4	64	52	ИП 4 64	
11	F x <sup>2</sup>	22	32	х	12	53	х 12	
12	ч	13	33	ИП 5	65	54	– 11	
13	П Д	4Г	34	ч	13	55	ПП 53	
14	х	12	35	–	11	56	82 82	
15	F	0	36	ИП Д	6Г	57	ИП 3	
16	I–I'	OL'	37'	х" " ,	12'	58'	х' , 12	
17	1	01	38	П Д	4Г	59	+ 10	
18	+	10	39	ПП	53	60	П В 4L	
19	F 1/x	23	40	74	74	61	1 01	
20	х	12	41	ИП 5	65	62	ИП Д 6Г	
63	–	11	75	ИП 9	69	87	В10 52	
64	F ↑	0	76	[	12	88	0 00	
65	ч	13	77	6	06	89	0–	
66	ИП 1	61	78	I–I	0L	90	7 07	
67	х	12	79	F 10 <sup>x</sup>	15	91	П В 4L	
68	I–I	OL	80	х	12	92	← XY → С/П 50	
69	ИП В	64	81	В/О	52	93		
70	+	10	82	ИП 9	69	94		
71	↑	OE	83	3	03	95		
72	БП	51	84	I–I	0L	96		
73	88	88	85	F 10 <sup>x</sup>	15	97		
74	ИП 0	60	86	х	12			
Тест								
Ввод данных; время счета ≈ 37 с; индицируется результат расчета 43, 44931								
8,0	П 1	9,81	П 0					

Продолжение табл. 8.10

Адрес	Клавиши	Код	Адрес	Клавиши	Код	Адрес	Клавиши	Код
1,5	П 2	1,75	П	А				
1,0	П 3	0,70	П	В	ИП	1	8,0	ИП 9
1000	П 4	1,07	П	С	ИП	2	1,5	ИП 0
1000	П 5	1000	П	Д	ИП	3	1,0	ИП А
0,3	П 6				ИП	4	1000	ИП В
4	П 7				ИП	5	1000	ИП С
6	П 8				ИП	6	0,3	ИП Д
3200	П 9				ИП	7	4	
В/О	С/П				ИП	8	6	

Если на шкале индикации калькулятора высвечивается сигнал ERROR, то это значит, что была допущена ошибка при наборе программы или при введении начальных данных.

Для обнаружения ошибки необходимо проверить программу на ее соответствие кодам в шаговом режиме, затем заменить ошибочный код операции правильным. Если ошибка допущена при введении начальных данных для расчета, то введение их надо повторить.

При отключении микрокалькулятора адрес программной и регистровой памяти становится нулевым, и для продолжения расчета по программе необходимо опять ввести программу и начальные данные.

Ниже рассматривается пример решения контрольной задачи.

**Пример.** Необходимо с помощью струйного аппарата освоить скважину, оборудованную зацементированной эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, спущенной на глубину 3250 м. Продуктивный пласт залегает в интервале 3250–3220 м. В скважину спущены 73 мм НКТ до глубины 3240 м, на них на глубине 3210 м установлен пакер ПВМ 122-500 и на глубине 3200 м струйный аппарат конструкции ИФИНГ. Для реализации технологического процесса устье скважины обвязано линиями высокого давления с двумя насосными агрегатами 4АН-700, каждый из которых работает с подачей 5 л/с (вместо 10 л/с), ожидаемый дебит скважины – 280 м<sup>3</sup>/сут.

Требуется определить давление прокачивания рабочей жидкости насосными агрегатами. Диаметры рабочей насадки и камеры смешения соответственно равны 4 и 6 мм. Плотность рабочей и смешиваемой жидкости равна 1000 кг/м<sup>3</sup>. К моменту вызова притока  $U = 0$ , после

вызова  $U = \frac{Q_{\text{скв}}}{Q_p} = \frac{280}{864} = 0,3$ . При этом  $\Delta p^* = 1,0 \text{ МПа}/1000 \text{ м}$ ,  $\Delta p^{**} = 1,5 \text{ МПа}/1000 \text{ м}$ .

Соотношение площадей рабочей насадки и камеры смешения равняется 2,25, т.е. струйный аппарат относится к высоконапорным.

**Вариант 1.** Ограничений по снижению давления в подпакерной зоне нет, т.е. допускается уменьшение давления в камере инъекции до  $p_{\text{и}} = 0$ .

Набирается программа и проверяется правильность набора по тесту.

Вводим начальные данные для расчета:

$d_p = 4 \rightarrow \text{П7}$ ;  $d_c = 6 \rightarrow \text{П8}$ ;  $H = 3200 \rightarrow \text{П9}$ ;  
 $R_1 = 1000 \rightarrow \text{П4}$ ;  
 $R_2 = 1000 \rightarrow \text{П5}$ ;  $U = 0 \rightarrow \text{П6}$ ;  $p^* = 1 \rightarrow \text{П3}$ ;  
 $p^{**} = 1,5 \rightarrow \text{П2}$ ;  
 $p_{\text{и}} = 0 \rightarrow \text{П1}$ ;  $9,81 \rightarrow \text{П0}$ ;  $1,75 \rightarrow \text{ПА}$ ;  $0,7 \rightarrow \text{ПВ}$ ;  
 $1,07 \rightarrow \text{ПС}$ ;  $R_c = 100 \rightarrow \text{ПД}$ .

Запускается программа для счета с нулевого адреса: В/О, С/П.

После окончания счета на индикаторе загорается значение давления, которое должны развивать насосные агрегаты:  $p_a = 35,704074 \text{ МПа}$ .

Значение относительного перепада давления, создаваемого струйным аппаратом, изымается из регистра RgД; ИПД  $\rightarrow 0,56642 = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ .

Такое значение давления  $p_a$  характерно для момента вызова притока, когда  $U = 0$ . Затем определяется значение  $p_a$  после вызова притока, т.е. когда  $U = 0,3$ . Для этого надо только изменить значение коэффициента инъекции в регистре:  $U = 0,3 \rightarrow \text{П7}$ .

Программа опять запускается с нулевого адреса: В/О, С/П.

Таблица 8.11

Давление	$U = 0$		$U = 0,3$	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
$p_u$ , МПа	0,00	8,00	0,00	8,00
$\Delta p_c / \Delta p_p$	0,56642	0,56642	0,44298	0,44298
$p_a$ , МПа	35,704074	29,580274	53,509705	43,449306

После окончания счета на индикаторе зажигается значение давления, которое должно развиваться насосными агрегатами после вызова притока, чтобы достичь  $p_u = 0$ . Результат:  $p_a = 53,5087050$  МПа.

Из регистра RgД изымается значение  $\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ ; ИПД  $\rightarrow 0,44298 = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ .

*Вариант 2.* Вследствие ограничений при наличии водяного пласта или по причине прочности обсадной колонны значение  $p_u$  не должно быть менее 8 МПа.

Рассчитывают  $p_a$  при  $U = 0$  и  $U = 0,3$ . Вводятся в соответствующие регистры новые исходные значения  $p_u = 8 \rightarrow П1$ ;  $U = 0 \rightarrow П6$ .

Запускается программа с нулевой пометки: В/О, С/П.

После окончания счета на индикаторе высвечивается значение давления, которое должны развивать наземные насосные агрегаты  $p_a = 29,580374$  МПа.

Из регистра RgД изымается значение ИПД  $\rightarrow 0,56642 = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$ .

Изменяя значение  $U = 0,3 \rightarrow П6$ , определяют значение  $p_a$ , после вызова притока опять запускается программа с нулевого адреса: В/О, С/П.

После окончания счета на индикаторе высвечивается значение давления, которое должны развивать наземные насосные агрегаты:  $p_a = 43,449306$  МПа.

Подставив полученные результаты в табл. 8.11, получим значения давления  $p_a$ .

Из таблицы видим, что на начальной стадии вызова притока, когда из пласта еще не поступает пластовая жидкость ( $U = 0$ ), по первому варианту необходимо создавать давление на агрегатах  $p_a = 35,7$  МПа, а после вызова  $p_a = 53,5$  МПа. По второму варианту  $p_a = 29,6$  МПа и  $p_a = 43,4$  МПа.

Предложенная программа позволяет определять работу наземных насосных агрегатов при любых изменяющихся условиях.