

Последовательность расчета параметров пен при вызове притока на депрессии

• Вызов притока из продуктивного пласта в условиях депрессии п.453 – Параметры при вызове притока:

$$P_{пл} > P_z + P_{доп.} \quad (1)$$

$P_{пл}$ – пластовое давление;

P_z – забойное давление;

$P_{доп.}$ – дополнительное давление, необходимое для преодоления сопротивлений, при перемещении жидкости или газа к забою скважины. Эти сопротивления создаются природными и искусственными причинами, возникающими в процессе бурения – загрязнение призабойной части пласта. Если в скважине есть столб жидкости плотностью ρ и высотой H , то это неравенство (1) можно записать в виде:

$$P_{пл} > \rho g H + P_{доп.} \quad (2)$$

В идеале $P_{пл}$ – параметр остающийся без изменения в процессе освоения скважины.

Поэтому, чтобы удовлетворить неравенство (2) могут изменяться параметры ρ , H , $P_{доп.}$

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирают с учетом прочности цементной оболочки:

$$\Delta P \leq P_{\text{пл}} - (P_{\text{пл}'} - ah) \quad (3)$$

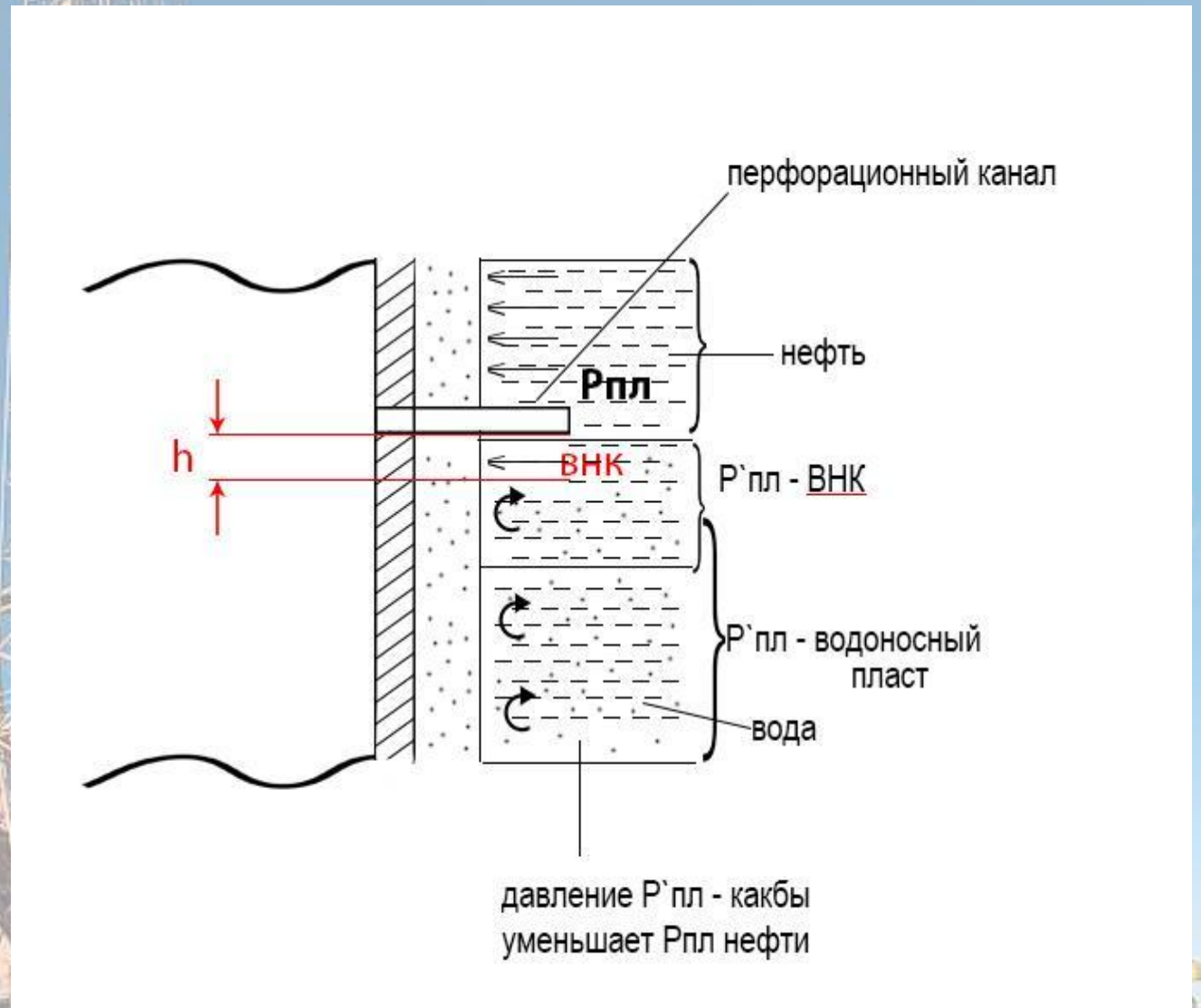
где: $P_{\text{пл}}$ – давление в продуктивном пласте;

$P_{\text{пл}'}$ – давление в водоносном горизонте либо в водно-нефтяном контакте (ВНК);

h – высота цементной оболочки между водоносным горизонтом или ВНК и наиболее близким перфорационным каналом;

a – допустимый градиент давления на цементную оболочку за обсадной колонной

$$a \leq 2,5 \text{ МПа/м}$$



Допустимая депрессия: исходя из устойчивости призабойной части пласта эти условия выполняются при соотношении:

$$P \leq \sigma_{сж}/2 - k(P_{гд} - P_{пл}) \quad (4)$$

где: $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на сжатие с учетом ее изменения при насыщении фильтратом бурового раствора;

$P_{гд}$ – вертикальное горное давление;

K – коэффициент бокового распора ($\lambda = \mu/1 - \mu$);

Горное давление определяется средней (средневзвешенной) плотностью верхних пород $\rho_{ср}$ с учетом жидкости содержащиеся в них и глубиной залегания пласта:

$$P_{гд} = g \rho_{ср} H * 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (5)$$

если g м/с²

$\rho_{ср}$ кг/м³, $\rho_{ср} = (2300-2500)$ кг/м³ коэффициент бокового распора

$$\lambda = K = \nu/1 - \nu \quad (6)$$

(Вызов притока из пласта в условиях депрессии)

Значения модуля упругости E и коэффициента Пуассона (ν) для горных пород

Порода	ν	$E * 10^{-4}$
Глина пластичная	0,38-0,4	-
Глины плотные	0,25-0,35	-
Сланцы глинистые	0,1-0,2	-
Известняки	0,28-0,33	6-10
Песчаники	0,3-0,35	3-7
Сланцы песчаные	0,16-0,25	2,4-3,0
Гранит	0,26-0,29	6,6

Допустимая депрессия на пласт из условия недопущения смыкания трещин (для трещиноватых коллекторов) определяется по формуле:

- $\Delta P \leq \delta E / 4L(1 - \nu^2)$, МПа (7)
- Где: δ – раскрытие трещин, м.
- L – длина трещины, м.
- E – модуль упругости породы пласта, МПа.

Минимальная депрессия на пласт должна также обеспечивать перепад давления, необходимые для преодоления сопротивления движению жидкости в призабойной части пласта ($R_{доп}$):

- $\Delta P \leq R_{доп}$ (8)

- Принимают, что дополнительное давление:

- $R_{доп} = 2-5 \text{ МПа}$

- 7) Чтобы предотвратить выделение газа призабойной части пласта и его прорыв в ствол скважины, депрессию ΔP ограничивают условием

- $\Delta P = P_{пл} - 0,6 P_{нас.г.}$ (9)

- При обводнении флюида более 3%, а для остальных случаев

- $\Delta P = P_{пл} - P_{нас.г.}$ (10)

- Где: $P_{нас.г.}$ – давление насыщения нефти газом

- Известно около 20 технологических процессов вызова притока из пласта

- Основные из них:

- - вызов притока путем замещения жидкости в эксплуатационной колонне;
- - вызов притока из пласта при помощи воздушной подушки (закачивается газ);
- - вызов притока из пласта с помощью пусковых клапанов;
- - вызов притока с помощью струйных аппаратов

Методы освоения скважин и вызов притока жидкости или газа из пласта в скважину, базируются на трех способах снижения противодавления на пласт:

- Уменьшение плотности жидкости, заполняющей скважину;
- Снижение уровня жидкости в скважине.
(Например если после воздействия на пласт, например ГРП, проницаемость пласта увеличивается, жидкость из скважины уходит в пласт – уровень снижается – вызывается приток на депрессии).
- Снижение забойного давления после предварительного воздействия на продуктивные пласты.
- Приток флюида из пласта начинается в том случае, если давление столба жидкости в скважине (эксплуатационной колонне) становится меньше пластового, т.е. при создании депрессии на пласт.

Способы вызова притока флюида из пласта

- - снижение уровня жидкости в скважине – за счет поршневания, свабирования
- - замена на легкую жидкость т.е. жидкость в эксплуатационной колонне заменяют на более легкую;
- - погружными насосами – за счет снижения уровня в колонне вызывается приток
- - освоение с применением газообразных агентов.

Вызов притока методом замещения жидкости в эксплуатационной колонне, с целью снижения ее плотности и снижение противодавления на пласт – способ 1.

- При вызове притока этим способом жидкость большей плотности в эксплуатационной колонне замещается на жидкость меньшей плотностью. Для этого:
- - спускают НКТ до уровня перфорационных отверстий;
- - затрубное (между эксплуатационной колонной и НКТ) падают жидкость (или ГЖС) меньшей плотности, вытесняя в НКТ раствор с большей плотностью;
- - при попадании жидкости с меньшей плотностью в НКТ начинает снижаться забойное давление, и когда оно становится меньше пластового т.е. создается депрессия на пласт, начинается приток флюида из пласта;
- - если продуктивный горизонт сложен трещиноватыми породами, то замещение жидкости в скважине ведут в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше чем на предыдущем

Максимальное давление на устье скважины отвечает моменту времени, когда жидкость с меньшей плотностью $\rho_{л.ж.}$ достигнет забоя:

При этом: $P_{уст.} = \rho_{т.ж.} * gH - \rho_{л.ж.} * gH + \Delta P_{зп} + \Delta P_{к}$

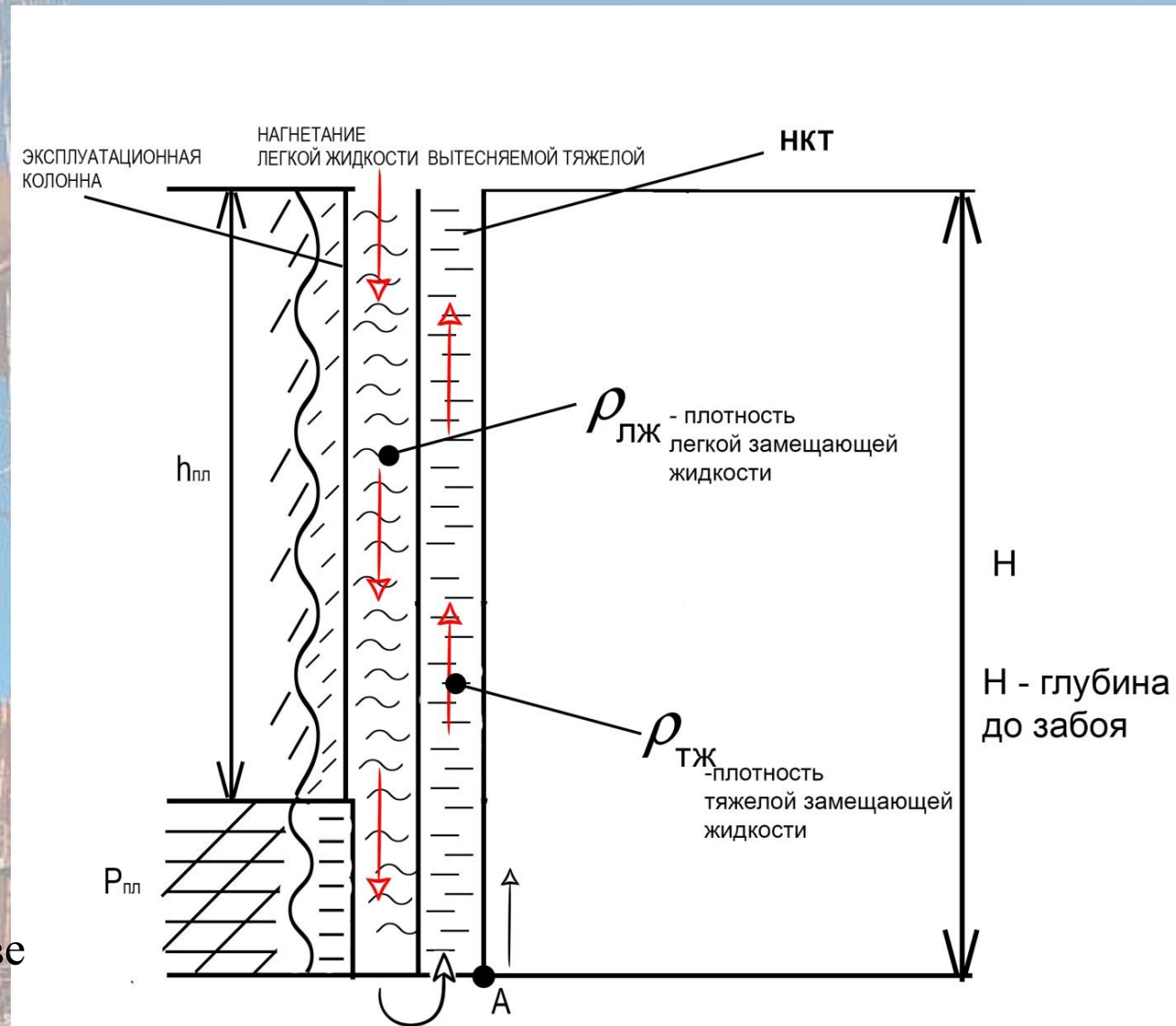
Максимальное давление на устье скважины отвечает моменту времени, когда жидкость с меньшей плотностью $\rho_{л.ж.}$ достигнет забоя:

$P_{уст.} = (\rho_{т.ж.} - \rho_{л.ж.}) gH + \Delta P_{зп} + \Delta P_{к}$ (11)

Где: $\rho_{т.ж.}$ в НКТ и $\rho_{л.ж.}$ между эксплуатационной колонной и НКТ – плотность тяжелой и легкой жидкости соответственно;

H – длина колонны труб НКТ

$\Delta P_{зп}$ и $\Delta P_{к}$ – потери давлений в затрубном пространстве и в колонне труб (НКТ);

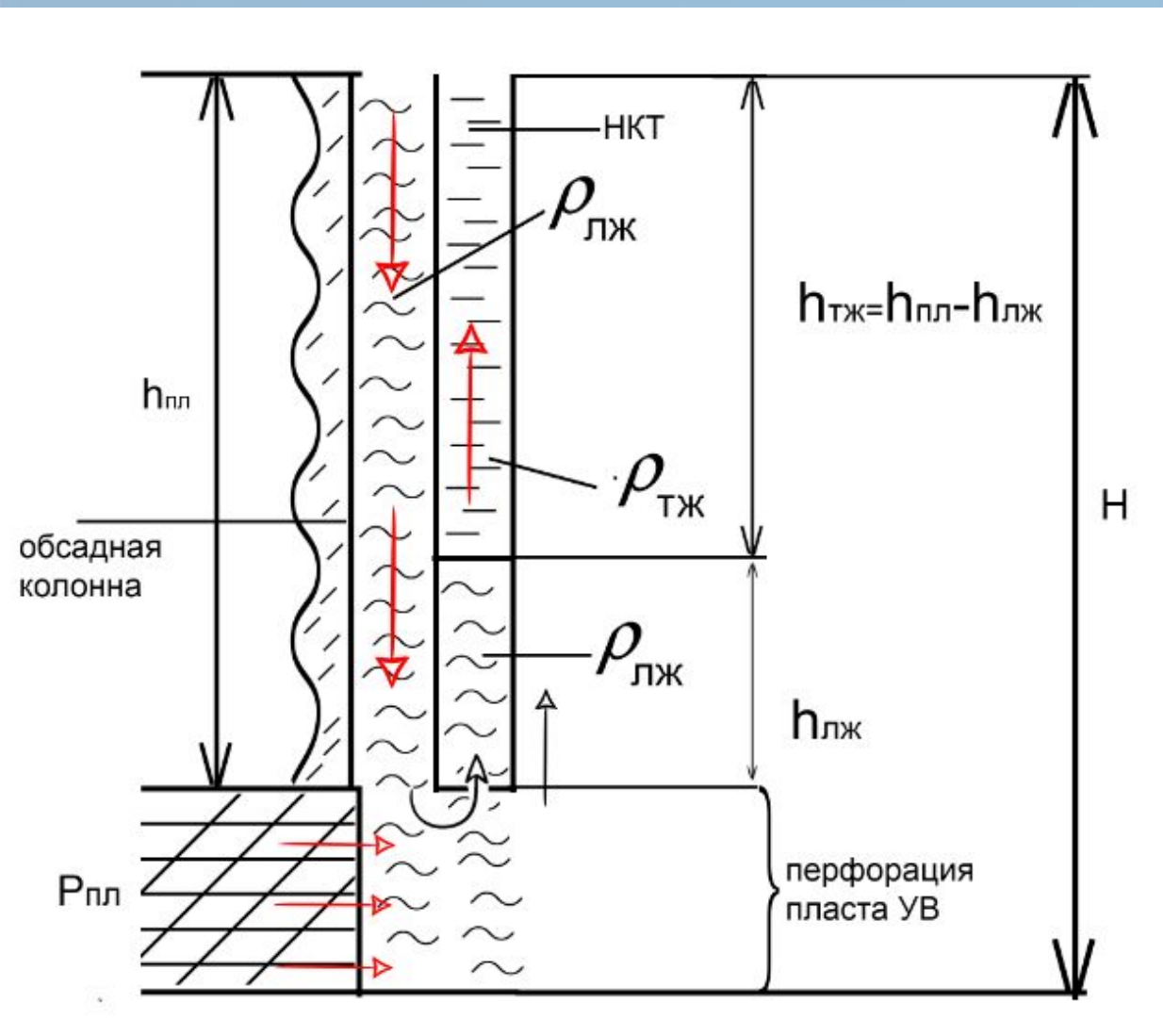


Давление на устье:

Руст. не должно превышать значение давления опрессовки эксплуатационной колонны. Это учитывают при определенной производительности насосных агрегатов, так как потери давления $\Delta P_{зп}$ и ΔP_k зависят от расхода жидкости в системе циркуляции.

Значение пластового давления ($P_{пл}$) сравнивается с величиной давления на забое при определенном соотношении высоты столбов тяжелой и легкой жидкостей в колонне:

$$P_{пл} = [\rho_{л.ж} \cdot h_{л.ж} + (h_{пл} - h_{л.ж}) \rho_{т.ж}] g + \Delta P_{з.п} + \Delta P_k \quad (12)$$



- Так, как приток флюидов из коллектора происходит при условии, что $P_{пл} > P_{г.ст.}$, то это условие можно получить при определенном значении высоты столба легкой жидкости $h_{л.ж.}$.

Преобразуем формулу (12)

$$P_{пл} = \rho_{л.ж.} \cdot h_{л.ж.} + h_{пл.} \cdot \rho_{т.ж.} \cdot g - h_{л.ж.} \cdot \rho_{т.ж.} \cdot g + \Delta P_{з.п.} + \Delta P_{к.}$$

Упростив получим:

$$h_{л.ж.} = (P_{пл} - h_{пл.} \cdot \rho_{т.ж.} \cdot g - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к.}) / g(\rho_{л.ж.} - \rho_{т.ж.}) = (P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к.} - h_{пл.} \cdot \rho_{т.ж.} \cdot g) / g(\rho_{л.ж.} - \rho_{т.ж.});$$

Таким образом:

$$h_{л.ж.} = ((P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к.}) / g) - h_{пл.} \cdot \rho_{т.ж.} / \rho_{л.ж.} - \rho_{т.ж.}$$

Если в соответствии с принятой технологией тяжелая жидкость с $\rho_{т.ж.}$ – это жидкость, используемая в технологическом процессе (вторичные вскрытия, капитального ремонта и т.п.), то необходимо принимать плотность жидкости $\rho_{р.}$, используемой в технологическом процессе до вызова притока. Тогда

$$h_{л.ж.} = ((P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к.}) / g) - h_{пл.} \cdot \rho_{р.} / \rho_{л.ж.} - \rho_{р.}$$

После подстановок значений

$SH = V_{\text{ЛЖ}}^{\text{М.Т.}}$ – объем легкой жидкости в межтрубе;

$S_{\text{НКТ}} * h_{\text{ЛЖ}} = V_{\text{ЛЖ}}^{\text{НКТ}}$ – объем легкой жидкости внутри НКТ;

$V_{\text{ЛЖ}} = SH + S_{\text{НКТ}} * h_{\text{ЛЖ}} = V_{\text{ЛЖ}}^{\text{М.Т.}} + V_{\text{ЛЖ}}^{\text{НКТ}}$

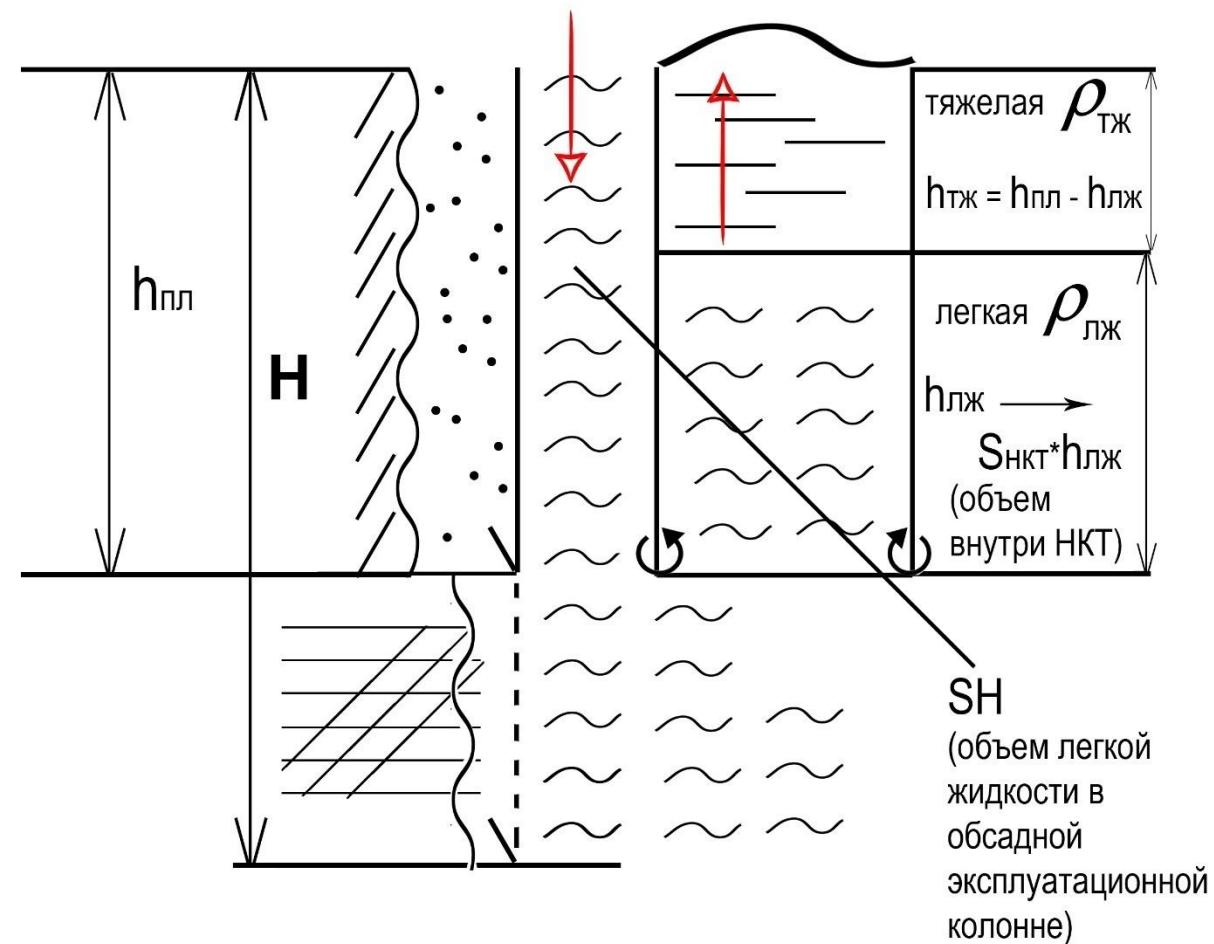
и ряда преобразований, получена формула для определения величины объема легкой жидкости, соответствующего режиму депрессии при вызове притока флюида из пласта

$$V_{\text{ЛЖ}} = SH + S_{\text{НКТ}} \left[\frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}} - h_{\text{пл}} * \rho_{\text{ТЖ}}}{g} \right] \underbrace{\left[\frac{1}{\rho_{\text{ЛЖ}} - \rho_{\text{ТЖ}}} \right]}_{h_{\text{ЛЖ}}} \quad (13)$$

Где:

$$S = \pi 4 (D_{\text{э}}^2 - D_{\text{н.к.}}^2), \text{ м}^2$$

$$S_{\text{НКТ}} = \pi 4 D_{\text{в.к.}}^2, \text{ м}^2$$

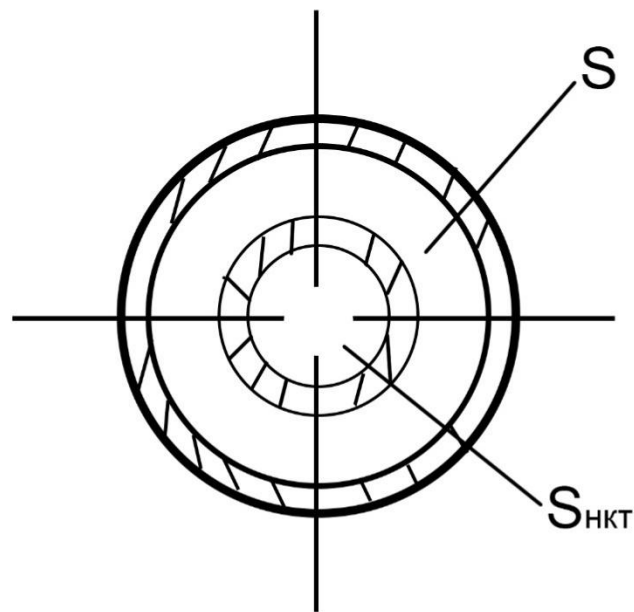


Тогда:

$$V_{\text{лж}} = \overbrace{S * H}^{V_{\text{лж}} \text{ (мт)-межтрубье}} + \overbrace{S_{\text{нкт}} * h_{\text{лж}}}^{V_{\text{лж}} \text{ (нкт)-в нкт}}$$

S-площадь сечения межтрубья

S_{нкт} - площадь канала НКТ



- Целесообразно использовать полученную формулу (13) для определения плотности легкой жидкости для вызова притока из пластов с аномально низким пластовым давлением – т.е. плотность ГЖС (пены):

$$\begin{aligned}
 & V_{\text{ЛЖ}} = SH + S_{\text{НКТ}} \left[\frac{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}} - h_{\text{ПЛ}} \cdot \rho_{\text{Т.Ж.}}}{g} \right]; \\
 & V_{\text{ЛЖ}} - SH = S_{\text{НКТ}} \left[\frac{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}} - h_{\text{ПЛ}} \cdot \rho_{\text{Т.Ж.}}}{g} \right]; \quad \frac{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}} - h_{\text{ПЛ}} \cdot \rho_{\text{Т.Ж.}}}{g} = \frac{V_{\text{ЛЖ}} - SH}{S_{\text{НКТ}}} \\
 & (\rho_{\text{Л.Ж.}} - \rho_{\text{Т.Ж.}})(V_{\text{ЛЖ}} - SH) = S_{\text{НКТ}} \left(\frac{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}}}{g} - h_{\text{ПЛ}} \cdot \rho_{\text{Т.Ж.}} \right) \\
 & \rho_{\text{Л.Ж.}} = \frac{S_{\text{НКТ}} \left(\frac{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{з}} - P_{\text{к}}}{g} - h_{\text{ПЛ}} \cdot \rho_{\text{Т.Ж.}} \right)}{V_{\text{ЛЖ}} - SH} + \rho_{\text{Т.Ж.}} \quad (14)
 \end{aligned}$$

- можем провести замену

- $\rho_{\text{Л.Ж.}} = \rho_{\text{р}}$ - плотность бурого раствора

- $\rho_{\text{Л.Ж.}} = \rho_{\text{п}}$ - плотность пены

- Для решения по этой формуле необходимо принять:

- $V_{\text{ЛЖ}} = V_{\text{п}}$ – он не известен и какой объем пена займет внутри НКТ – неизвестно т.к. исходят из расчетной схемы она занимает часть высотой $h_{\text{ЛЖ}}$, а если принять, что

- $V_{\text{ЛЖ}} = SH + S_{\text{НКТ}} \cdot H_{\text{ЛЖ}} \quad (15)$

- т.е. пена занимает весь объем внутри НКТ и за колонной НКТ - межтрубном пространстве эксплуатационной колонны и НКТ (наружной поверхности) – как частный случай (1)

Пример:

- С учетом изменений (см. выше) рассчитать величину плотности пены (ГЖС) при вызове притока из продуктивного пласта, с учетом того что:

- $V_{лж} = SH + S_{НКТ} * H$, получим

$$\rho_{п=} = \frac{S_{НКТ} \left(\frac{P_{пл} - P_{зп} - P_{к} - h_{пл} * \rho_p}{g} \right) + \rho_p}{\frac{SH - S_{НКТ} H - SH}{S_{НКТ} H} + \rho_p}; \quad \rho_{п=} = \frac{S_{НКТ} \left(\frac{P_{пл} - P_{зп} - P_{к} - h_{пл} * \rho_p}{g} \right) + \rho_p}{S_{НКТ} H} + \rho_p;$$

- Тогда: $\frac{P_{пл} - P_{зп} - P_{к} - h_{пл} * \rho_p}{gH} - \frac{h_{пл} * \rho_p}{H} + \rho_p$. (16)

- Для принятых решений получаем:

$$\rho_{п} = \frac{18 * 10^6 - \frac{1,65 * 10^6 - 1,2 * 10^6}{9,81 * 2100} - \frac{2130 * 1120}{2100} + 1120}{\frac{1,54 * 10^6}{9,81 * 2100} - \frac{2,4 * 10^6}{2100} + 1120} =$$

$$= \frac{1,54 * 10^6}{2,06 * 10^4} - 1,14 * 10^3 + 1120 = 0,74 * 10^2 - 1,14 * 10^3 + 1120 = 740 - 1140 + 1120 =$$

$$= -400 + 1120 = 720 \text{ кг/м}^3.$$

- По формуле (16) плотность пены реальная, т.к. примере на стр. 9-8 взята $\rho_{п} = 500 \text{ кг/м}^3$, и для условий задачи на стр.1-3 по формуле (16) взято исходно, что пена заполняет внутри НКТ до устья, т.е. плотность $\rho_{п}$ увеличилась до 720 кг/м^3 , т.к. тяжелая жидкость полностью из НКТ вытеснена.