Записки Ленинградского ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени горного института им. Г.В.Плеханова, 1985, т. 105

УДК 622.244.49

ДАВЛЕНИЕ В ПОТОКЕ ПЕНЫ ПРИ ВОДОПРОЯВЛЕНИЯХ В СКВАЖИНЕ

А.М.ЯКОВЛЕВ, А.Ф.КРЮЧКОВ

В настоящее время пены применяются при бурении скважин на твердые полезные ископаемые в мерзлых породах, в условиях трудных по водоснабжению, при низких пластовых давлениях в проницаемых, трещиноватых и кавернозных, но относительно устойчивых породах.

Использование пен в качестве очистного агента встречает определенные трудности при вскрытии обводненных пород.

Известно, что при бурении с продувкой сжатым воздухом наиболее тяжелые осложнения отмечались при проходке пород с малыми водопритоками (до $0{,}7 \cdot 10^{-4}$ м^3/с). В этих условиях при проходке скважин с пеной осложнений не возникает, так как входящие в состав пен поверхностно-активные вещества препятствуют агрегированию частиц шлама и улучшают удаление из ствола скважины твердой фазы и воды[x].

В настоящее время нет данных, позволяющих оценить границы рентабельности использования пен в условиях повышенных водопритоков в ствол скважины.

Для решения этой задачи воспользуемся общим уравнением и соотношениями, описывающими процесс течения пены, аналогичными изложенным в работе А.М.Яковлева и А.Н.Соломатина[xx]

$$\frac{dp}{dx} = g\rho + \frac{4\sigma\tau}{D_g}, \quad 0 < x < H, \qquad (I)$$

где p – давление в потоке; x – расстояние от устья скважины; g – ускорение свободного падения; ρ – плотность газожидкостной смеси, $\rho = \rho_1(1-\varphi) + \rho_2\varphi$; ρ_1 и ρ_2 – плотность соответственно жидкой и газовой фаз; $\rho_2 = p/g\varkappa RT$; $\varkappa$ – коэффициент сверхсжимаемости газа; R – универсальная газовая постоянная; T – средняя температура в скважине; φ – истинное объемное газосодержание, $\varphi = \beta/c_0$; β – расходное объемное газосодержание,

$$\beta = 1/\left(1 + \frac{G_1\rho_2}{G_2\rho_1}\right);$$

[x] Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. М., Недра, 1983.

[xx] Яковлев А.М., Саламатин А.Н. Методика расчета параметров циркуляции газожидкостных систем при бурении скважин. – В кн.: Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Межвуз. сборник, вып. 4. Свердловск, изд. СГИ, 1981.

c_0 – эмпирический коэффициент, $c_0 = c_1 + c_2\sqrt{\beta}$; c_1 и c_2 – эмпирические коэффициенты; G_1 и G_2 – текущие массовые расходы жидкой и газовой фаз; σ – вспомогательный параметр, для нисходящего потока $\sigma = -1$, для восходящего $\sigma = 1$; τ – касательное напряжение на стенке канала,

$$\tau = \begin{cases} \eta \gamma^{\alpha} & \text{при } Re < 2000; \\ \zeta \rho \omega^2/8 & \text{при } Re > 2000; \end{cases}$$

η – показатель консистенции;

$$\eta = \begin{cases} 10^{-3}(1 + 3{,}6\varphi) & \text{при } \varphi < 0{,}5; \\ e^{16{,}33\varphi - 14{,}04} & \text{при } \varphi > 0{,}5; \end{cases}$$

γ – градиент скорости сдвига; $\gamma = 8\omega/D_э$, ω – скорость потока пены,

$$\omega = \left(\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{G_2}{\rho_2}\right)\Big/ s,$$

s – площадь сечения канала; $D_э$ – эквивалентный диаметр канала, $D_э = D_c - d$; D_c и d – диаметр соответственно скважины и бурильных труб (наружный); α – индекс течения газожидкостной смеси;

$$\alpha = \begin{cases} 1 & \text{при } \varphi < 0{,}5; \\ \left(1 + \dfrac{\varphi - 0{,}5}{1 - \varphi^4}\right)^{-1} & \text{при } \varphi > 0{,}5; \end{cases}$$

Re – число Рейнольдса, $Re = \rho\omega D_э/\mu_{эф}$; $\mu_{эф}$ – эффективная вязкость, $\mu_{эф} = \eta\varphi^{\alpha-1}$; ζ – коэффициент гидравлического сопротивления движению газожидкостной смеси,

$$\zeta = \left[1{,}8\,lg\left(\frac{Re}{7 + 0{,}1 Re\, k D_э}\right)\right]^{-2};$$

k – приведенная шероховатость; H – глубина скважины.

При расчете распределения давления в восходящем потоке в затрубном пространстве интегрирование уравнения (I) производится с граничным условием $p_{(x)}\big|_{x=0} = p_{вых}$ (здесь $p_{вых}$ – давление на выходе из затрубного пространства). При бурении на твердые полезные ископаемые обычно не применяются устройства, герметизирующие устье скважины, и поэтому принимается $p_{вых} = 0{,}1$ МПа, т.е. равное атмосферному.

Из уравнения (I) для $p_{(x)}$ была получена приближенная формула, представляющая собой решение задачи Коши,

$$p_{(x)} \cong \left(0{,}1 + \frac{zRT}{\varphi} b \cdot 10^{-6}\right) e^{\frac{\varphi x}{zRT}} - \frac{zRT}{\varphi} b \cdot 10^{-6}, \qquad (2)$$

где $b = g\rho_1(1 - \varphi) + 4\sigma\tau/D_э$, параметры φ, τ и T вычислены в начальный момент при закачивании пены в трубы ($G_1 = G_1^0$).

Допустим, что на глубинах H_*^1, H_*^2, ..., H_*^n имеются водопритоки, равные соответственно ΔG_1^1, ΔG_1^2, ..., ΔG_1^n, причем $0 < H_*^1 < H_*^2 < \ldots$

$\ldots < H_*^n \leq H$. Для расчета давления в потоке пены с учетом всех водопритоков на участке $[0, H_*^1]$ вместо G_1^0 следует брать $G_1 = G_1^0 + \Delta G_1^1 + \ldots + \Delta G_1^n$. Таким образом, можно найти приближенное значение для $p(H_*^1)$.

Рассмотрим теперь участок $[H_*^1, H_*^2]$. Приняв $G_1 = G_1^0 + \Delta G_1^2 + \Delta G^3 + \ldots + \Delta G_1^n$, т.е. не учитывая первый приток воды сверху, получим

$$p_{(x)} \cong C\, e^{\frac{\varphi x}{zRT}} - \frac{zRT}{\varphi}\, b \cdot 10^{-6}. \qquad (3)$$

Из начального условия $p(H_*^1)$, известного по решению для участка $[0, H_*^1]$, можно определить C по формуле (3).

Аналогично могут быть рассмотрены участки $[H_*^2, H_*^3], [H_*^3, H_*^4] \ldots [H_*^n, H]$, для каждого из которых можно получить формулу вида (2) и найти $p(H)$. Учитывая, что $p_{заб} + \Delta p = p(H)$ при Δp, равном перепаду давления в породоразрушающем инструменте, определим давление на забое скважины $p_{заб}$. Затем получим давление в бурильных трубах по формуле (3), но при $G_1 = G_1^0$, $D_э = d_{вн}$ (здесь $d_{вн}$ – внутренний диаметр бурильных труб); $s = \pi d_{вн}^2 / 4$, $\sigma = -1$. Из условия, что $p(H) = p_{заб}$, вычислим значение C, при этом x изменяется от H до 0 и $p_{(0)} = p_{вх}$. Давление на входе в скважину определяется без учета потерь давления в манифольде, равных давлению на компрессоре.

Рациональная область применения пен, ограниченная глубиной встречи скважинной зоны водопритока различной интенсивности, может быть установлена из условия $p_{вх} = p_{уст}$, где $p_{уст}$ – максимальное давление, развиваемое применяемыми в настоящее время дожимными устройствами (бустерами), $p_{уст} = 4$ МПа.

Расчеты максимальной глубины H_{max}, до которой можно производить бурение скважин с пеной при $p_{вх} = 4$ МПа, и степени аэрации I94 были сделаны для следующих условий: $d = 50$ мм, $G_1 = 0{,}17 \cdot 10^{-3}$ м^3/с; $G_2 = 0{,}033$ м^3/с, $T = 293$ К, $z = 0{,}97$; $R = 29{,}3$, $\Delta p = 0{,}15$ МПа, $c_0 = 1{,}0$ (см. таблицу).

Зависимость H_{max} от диаметра скважин и водопритока

D_c, мм	G, м^3/с			
	$2{,}78 \cdot 10^{-4}$	$1{,}11 \cdot 10^{-3}$	$4{,}16 \cdot 10^{-3}$	$1{,}11 \cdot 10^{-2}$
76	675	460	210	5
93	950	710	440	44
112	980	880	565	183

Таким образом, при современных технических средствах, используемых для бурения с пеной, глубина скважины (глубина встречи водопритока), на которой нормальная ее углубка делается невозможной, тем меньше, чем интенсивнее водоприток и меньше диаметр ствола скважины. При $D_c < 112$ мм и $G > 1 \cdot 10^{-2}$ м^3/с пену применять нерационально.