

раствора, обработанного конденсированной сульфит – спиртовой бардой (кривая 1), быстрее растет СНС раствора, обработанного карбоксиметилцеллюлозой (кривая 2). В большей степени происходит увеличение СНС в первые минуты воздействия ультразвукового и магнитного полей на раствор, обработанный кальцинированной содой (кривая 3). Связано это с тем, что кальцинированная сода является хорошим диспергатором глин и одновременное действие этого реагента, ультразвукового и магнитного полей на раствор взаимно усиливают друг друга и дают высокую скорость диспергирования, которая является причиной быстрого роста статического напряжения сдвига в начальный момент времени воздействия. Использование физических методов позволит повысить качество промысловых жидкостей и снизить расход химических реагентов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

1. *Зиновьев Ю.З., Класен В.И., Маланьин Р.М.* Изменение смачиваемости тел водой после воздействия на нее магнитного поля // Сб. научн. сообщ. ин-та Горного дела. -1978. -№45. -С.21-25.
2. А.с № 641069 СССР, кл Е21 В 21/00, В 06, В 1/20. Смеситель /Знаменский А.А., Ермолаева Л.В. -1979.

УДК 550.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НКТ ПРИ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

А.И. Спарев, В.А.Харитонов, И.З.Сагдулин
СамГТУ, г. Самара, Россия

Гидропескоструйная перфорация является одним из важнейших, хотя и затратных, способов перфорации обсадной колонны и продуктивного пласта. С её помощью по данным НПО «Бурение» можно получать каналы в породе длиной от 18 до 56 см для насадок диаметром 5,6 мм или 9 мм с расходом жидкости 5,5 л/с и 14,1 л/с соответственно. В случае щелевого вскрытия пласта можно получать каналы длиной 80-90 см с чистой, ничем не загрязненной поверхностью. Применение азота, закачиваемого вместе с жидкостью, по данным О.Е. Соловкина, позволяет увеличивать глубину каналов в 3 раза за счет лучшего выноса песка из каверны. При диаметре насадки 9 мм, гидростатическом давлении 20 МПа в условиях щелевого вскрытия, возможно получить глубину перфорационных каналов 100-120 см.

Об этом же свидетельствует и горная энциклопедия 1984-1991 гг. По данным энциклопедии при направлении оси насадок под углом 70-75 ° к разрушаемой поверхности возможно получение длины каналов в породе 0,25-1,5 м. При этом используется кварцевый песок Ø 0,6-1,2 мм при концентрации 50-100 г/л, время перфорации 15-25 мин.

Использование выдвижных насадок, прижимающихся к обсадной колонне, еще больше увеличивает глубину каналов этого процесса.

Бурение нефтяных и газовых скважин

Все эти данные свидетельствуют о высокой эффективности этого способа перфорации, при котором получают самые глубокие и чистые каналы в породе. Для сравнения, при пулевой перфорации глубина каналов не превышает 14,5 см, при кумулятивной - 35 см. [1].

Важным элементом проведения гидropескоструйной перфорации является правильный выбор колонны НКТ, позволяющий получить наилучшие показатели этого процесса, особенно при глубинах скважин выше 3000 метров.

Оптимальный размер НКТ получается при равенстве площадей поперечного сечения потока жидкости при его движении вверх и вниз.

$$0,785(D_{\text{в}}^2 - d_{\text{н}}^2) = 0,785(d_{\text{н}} - 2\delta)^2 \quad (1)$$

где $D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$d_{\text{н}}$ - наружный диаметр колонны НКТ, мм;

δ - толщина стенки НКТ, мм.

Путем несложных преобразований получаем окончательную формулу для оптимального подбора НКТ

$$d_{\text{н}} = \delta + \sqrt{\frac{D_{\text{в}}^2}{2} - \delta^2} \quad (2)$$

так для эксплуатационной колонны 146x8,5 мм и толщине стенки НКТ $\delta = 6,5$ получим по формуле (2):

$$d_{\text{н}} = 6,5 + \sqrt{\frac{129^2}{2} - 6,5^2} = 97,5 \text{ мм}$$

Ближайшие фактические типоразмеры НКТ по ГОСТ 633-80 будут 101,6x6,5 мм и 88,9x6,5 мм, но ближе все же НКТ 101,6x6,5 мм (разница 4,1 мм). При этом должна обеспечиваться скорость восходящего потока $> 0,5$ м/с, необходимая для выноса песка.

Давление на устье скважины определяется [1] по формуле (3) в системе СИ

$$P_{\text{у}} = \frac{\frac{P_{\text{стр}}}{K} - qLa}{F} \quad (3)$$

где $P_{\text{стр}}$ - срагивающая нагрузка на резьбовом соединении НКТ, кН;
 K - коэффициент запаса ($K=1,3$)

q - масса одного погонного метра НКТ с учетом муфт, кг/м;

L - длина НКТ, м;

a - коэффициент облегчения НКТ в жидкости;

g - ускорение свободного падения $-9,81$ м/с²;

F - площадь поперечного сечения внутреннего канала НКТ, м²

Бурение нефтяных и газовых скважин

Потери давления на трение в НКТ при движении пульпы определяются по формулам трубной гидравлики с коэффициентом 1,15-1,20 [1]

$$P_1 = 1,15 \lambda \frac{L v_m^2 \rho}{2 d_s} \quad (4)$$

где v_m - скорость движения жидкости в трубе, м/с ($v_m = Q / 0,785 d_s^2$)

d_s - внутренний диаметр НКТ, м;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

Q - расход жидкости, м³/с.

ρ - плотность жидкости с наполнителем, кг/м³

$$\rho = \rho_{ж} \left(1 + \frac{n}{\rho_n} \right) + n \quad (5)$$

где ρ_n - плотность наполнителя (песка);

n - количество наполнителя в кг;

Потери давления на трение в затрубном пространстве [1]

$$P_2 = 1,15 \lambda \frac{L v_k^2}{2 (D_s - d_n)} \rho \quad (6)$$

где D_s - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$v_k = \frac{Q}{0,785 (D_s^2 - d_n^2)}$ - скорость движения жидкости с песком

в затрубном пространстве, м/с ($v_k = 1,27$ м/с для минимального расхода жидкости 0,0063 м³/с, что превышает необходимую скорость 0,5 м/с).

Перепад давления в насадках гидropескоструйного перфоратора

$$\Delta P = P_y - P_1 - P_2 - P_{бyf} \quad (7)$$

где $P_{бyf}$ принималось 0,1 МПа.

Расчет производился для НКТ 102х6,5 с высаженными концами с треугольной резьбой. Эксплуатационная колонна - 146х8,5 мм, содержание песка $n=100$ кг/м³ для трех расходов жидкости $Q_1=0,0063$ м³/с, $Q_2=0,012$ м³/с, $Q_3=0,018$ м³/с.

$P_{стр}$ определялась по формуле В.И.Яковлева [2] для групп прочности НКТ «Д, К, Е и Л».

Бурение нефтяных и газовых скважин

Результаты расчета представлены в виде графиков на рис.1,2,4 соответственно для глубин перфорации 4500м и 3500м. и рис.3, полученного путем экстраполяции рис.4.9. [1] для насадки 6мм.

Из рис.1 видно, что НКТ 102х6,5 «В» категории прочности «Д» ($\sigma_t=380$) не пригодны для проведения операции на таких глубинах даже при минимальном расходе 6,3 л/с.

Как следует из рис.1 для НКТ гр.прочности «Л» можно достигнуть максимального перепада давления в 58 МПа для расхода в 6,3 л/с, 47,5 МПа – при расходе 12л/с и 30 МПа – для расхода 18л/с.

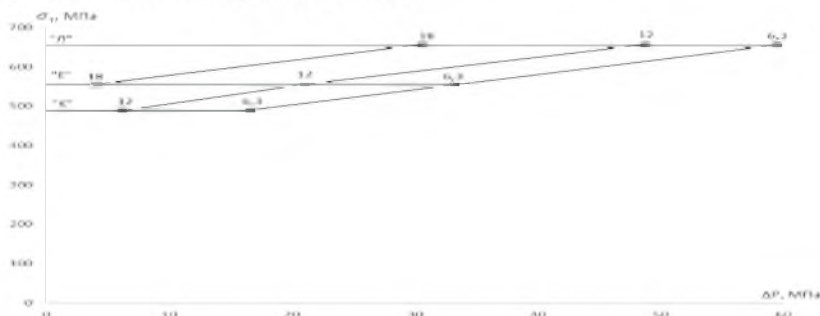


Рис.1. Зависимость перепада давления в гидropескоструйном перфораторе от группы прочности НКТ и расхода жидкости для глубины 4500м.

Из рис. 3 для перпендикулярного точечного использования насадок можно получить каналы глубиной до 28 см при использовании 3-х насадок перфоратора АП-6М диаметром 6 мм с общим расходом 18 л/с для НКТ 102х6,5 группы прочности «Л» для глубины 4500 м (рис.1) ($\Delta P=30$ МПа) и более глубокие каналы $L=45$ см для расхода 12л/с ($\Delta P=47,5$ МПа) для 2-х насадок, если экстраполировать прямую 4 до давления 47,5 МПа.

При расходе 18 л/с с двумя насадками для НКТ группы прочности «Л» перепад давления составит 60 МПа, что позволит получить (рис.3 прямая4) глубину канала 50-55 см при расходе жидкости 9 л/с на насадку.

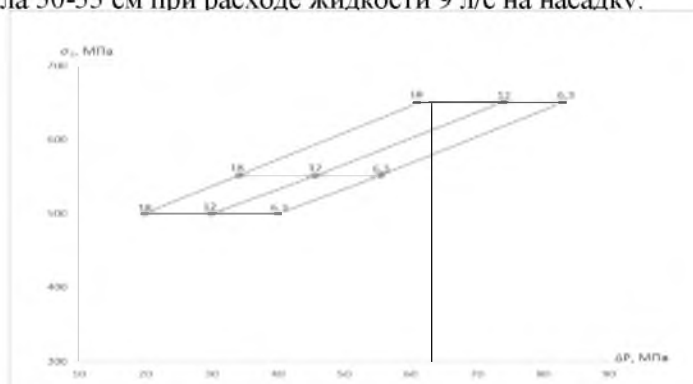


Рис.2. Зависимость перепада давления в гидropескоструйном перфораторе от группы прочности НКТ и расхода жидкости для глубины 3500м.

Бурение нефтяных и газовых скважин

В случае щелевого вскрытия пласта глубина каналов может достигать 80 см и более. При глубине 3500 м (рис.2) эти результаты будут еще более впечатляющими за счет большего перепада давления ($\Delta P = 80$ МПа) в гидropескоструйном аппарате.

Однако в этом случае необходимо учитывать допустимое внутреннее давление в НКТ, определяемое по формуле Барлоу [2]

$$P_{\text{вн}} = \frac{2\delta[\sigma_T]}{d_n} \quad (8)$$

где $[\sigma_T] = \frac{\sigma_T}{n}$ - расчетное значение предела текучести, МПа.

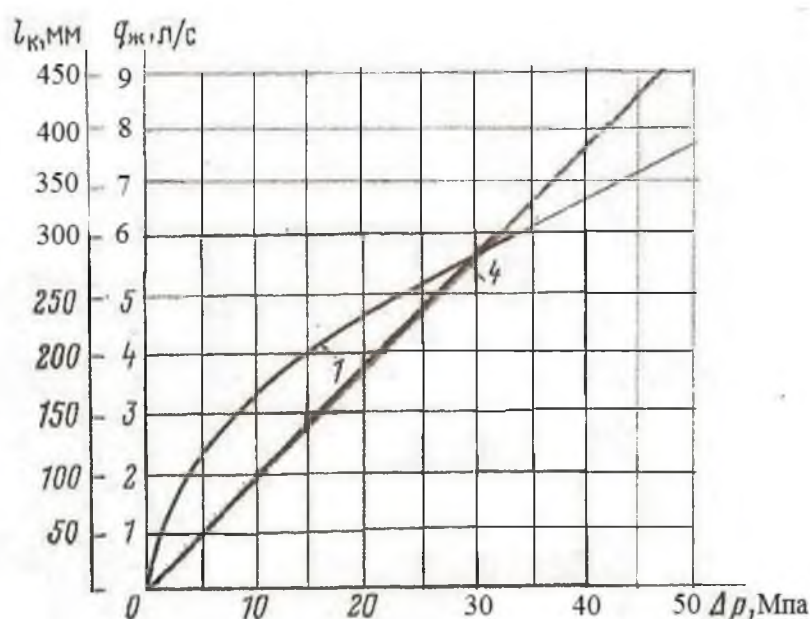


Рис.3. Зависимость глубины каналов l_k в породе (4) и расхода жидкости $q_{\text{ж}}$ (1) от перепада давления в насадке перфоратора диаметром 6мм.

Расчеты показывают, что при глубинах перфорации равной 3500 м давление на устье для НТК группы прочности «Л» $P_y = 84,97$ МПа (ф. (3)), а допустимое внутреннее давление по ф.(8) составляет 64,1 МПа с коэффициентом запаса $n=1,3$. (В этом случае необходима установка верхней секции НКТс более высокой группой прочности «М»). Для группы прочности «Е» давление на устье $P_y=59,5$ МПа, а $P_{\text{вн}}=54,1$ МПа и лишь для группы прочности «К» $P_{\text{вн}}=48,2$ МПа превышает ($P_y=43,3$ МПа) давление на устье. Очевидно, что проверку на внутреннее давление следует проводить для всех глубин менее 3500 м и за устьевое давление принимать меньшее из $P_{\text{вн}}$ и P_y .

Бурение нефтяных и газовых скважин

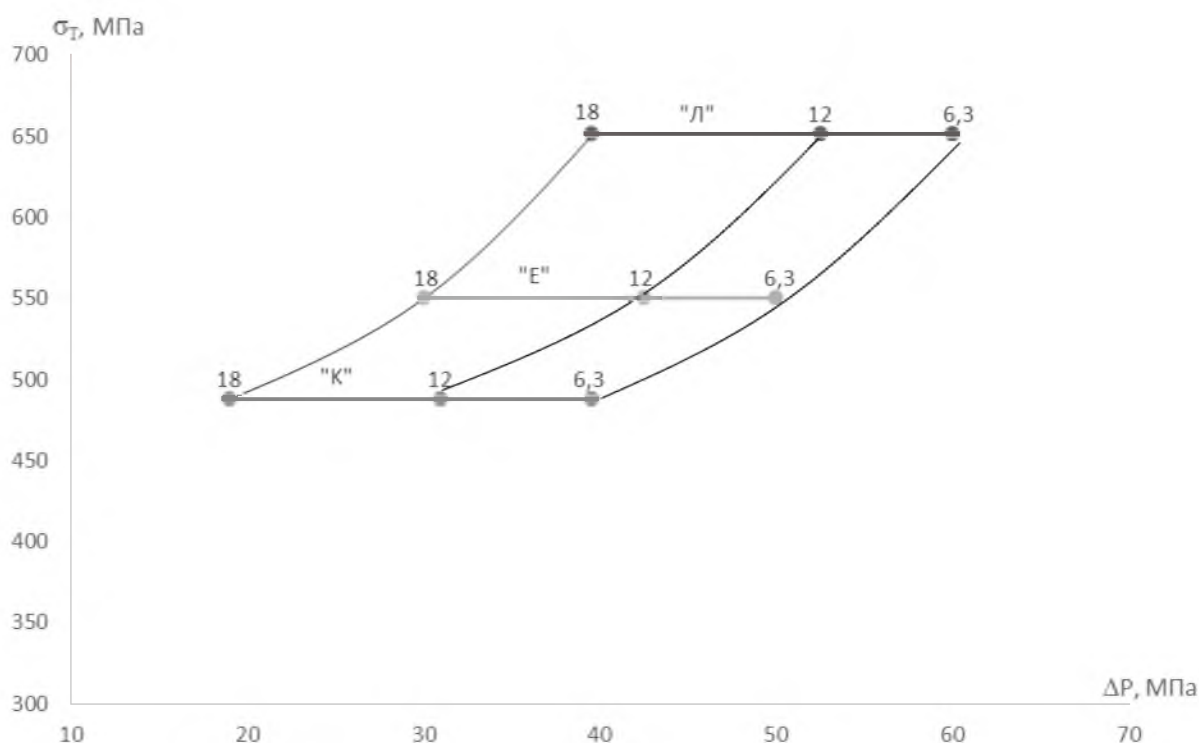


Рис.4. Зависимость перепада давления в гидropескоструйном перфораторе от группы прочности НКТ и расхода жидкости с учетом допустимого внутреннего давления для глубины 3500м.

Результаты расчета ΔP с учетом допустимого внутреннего давления представлены на рис.4. Снижение допустимого перепада в перфораторе с учетом допустимого внутреннего давления для НКТ группы прочности «Л» составляет около 20 МПа.

Соответствующие расчету давления на устье и расходы жидкости 6,3 л/с, 12 л/с и 18 л/с можно получить при использовании 2-3-х агрегатов 4АН-700, развивающих на 1 скорости давление 73 МПа при расходе жидкости 6,3 л/с, или использовании других более мощных насосных агрегатов таких как Мерседес Бенц 2635, а также отечественной установки УН-1000х105К ($Q=40$ л/с, $P=105$ МПа) с газотурбинным приводом ГТД-1250, входящей в состав КО ГРП-105.

При использовании насосно-компрессорных безмуфтовых труб (НКБ) соответствующих групп прочности можно получить более высокие показатели гидropескоструйной перфорации за счет более высоких $P_{стр}$ и герметичности НКТ.

Выводы:

Бурение нефтяных и газовых скважин

1. При гидropескоструйной щелевой перфорации можно получать самые глубокие и чистые каналы в породе (до 1м и более), недостижимые для других видов перфорации.

2. С ростом глубины перфорации перепад давления в перфораторе уменьшается, поэтому требуется применения высокопрочных НКТ с высадкой наружу или насосно-компрессорных безмуфтовых труб (типа НКБ).

3. С целью снижения гидравлических потерь необходим оптимальный подбор НКТ по диаметру.

4. При глубинах перфорации 3500м и менее необходима проверка высокопрочных труб с высадкой наружу на допустимое внутреннее давление и в случае если $P_{вн} < P_y$, то за P_y нужно принимать $P_{вн}$.

5. Получены графики, позволяющие определить перепад давления в пескоструйном перфораторе от расхода жидкости и категории прочности НКТ для глубоких скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти «Альянс», 2005г., 510с.
2. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. М.: Инфра-Инженерия, 2010г., 232с.

УДК 622.244.7.001.24

К ВОПРОСУ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВИБРАЦИИ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ПРИ СПУСКОПОДЪЕМНЫМИ ОПЕРАЦИЯМИ

В.Г. Юртаев

*СамГТУ, Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

В настоящее время при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин широко применяется верхний привод. Он представляет собой сложную механическую систему, вследствие чего не допускает условий эксплуатации с повышенной вибрацией. Для обеспечения безопасных условий труда верхний привод требует тщательного контроля технического состояния в процессе его эксплуатации. Подвеска верхнего привода увеличивает массу подвижной части талевого системы и это может сказываться на динамике спускоподъемного комплекса. Производители верхнего привода не рекомендуют включать в компоновку колонны ударные механизмы для ликвидации прихватов, так как в этом случае в системе возбуждаются упругие колебания, вибрация и усложняются условия эксплуатации узлов верхнего привода. Следует отметить, что динамические процессы возникают и в