

Предложенное конструктивное исполнение гидродвигателя ПГН за счет отсутствия в подвижной системе *поршень – выпускной клапан* элементов произвольного нарушения связи и установленных соотношений размеров перемещения поршня и клапанов является фактором повышенной надежности ПГН при его длительной эксплуатации в скважине.

Наведено нові технічні рішення, спрямовані на підвищення надійності гідро двигуна заглибного поршневого насосу.

Ключові слова: шахтний ствол, свердловина, відкачування рідини, заглибний насос, гідродвигун.

The article describes new engineering solutions aimed to enhance reliability of hydraulic motor in a subergible piston pump.

Key words: shaft, borehole, pumping fluid, subergible piston pum, hydraulic actuator.

Литература

1. Пилипец В. И. Насосы для подъема жидкости. – Донецк, 2000. – 243 с.
2. Волков А. С., Волокитенков А. А. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости. – М.: Недра, 1970. – 183 с.
3. Фазлуллин М. И., Романов В. Г. Вскрытие и обработка продуктивных пластов при бурении на промышленные воды. Обзор. ВИЭМС. Техника и технология геологоразведочных работ орг. пр-ва. – М., 1979. – 67 с.

Поступила 10.06.13

УДК 622.24

О. А. Пашенко, канд. техн. наук

*Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»,
г. Днепрпетровск, Украина*

НЕСУЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ПРОТЯГИВАЕМОГО ТРУБОПРОВОДА

Рассмотрен вопрос протягивания плети трубопровода из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) в скважину пробуренную методом горизонтально-направленного бурения.

Ключевые слова: горизонтально-направленное бурение, плеть трубопровода, ВЧШГ, протягивание.

Технологией прокладки подземных трубопроводов методом ГНБ предусматривается применение труб с соединениями типа ВРС методом протяжки через расширенную пилотную скважину. Применение соединений ВРС предохраняет расстыковку труб при воздействии осевого растягивающего усилия, которое может быть значительным.

Значение $\sigma_{ср}$ для ВЧШГ не регламентируется ГОСТ 7293-85, поэтому его необходимо определять расчетным и экспериментальным путем.

В табл. 1 приведены основные и механические свойства ВЧШГ марок ВЧ-35 – ВЧ-50, к которым можно отнести чугун, используемый для производства труб центробежным литьем.

Таблица 1. Механические свойства ВЧШГ, не предусмотренные ГОСТ 7293-85

Марка чугуна	Предел прочности, МПа				Предел текучести, МПа			
	При изгибе	При сжатии	При кручении	При срезе	При изгибе	При сжатии	При кручении	При срезе
ВЧ-35	700	1200	400	320	440 (0,62)	760 (0,64)	250 (0,62)	200 (0,62)
ВЧ-40	800	1400	420	340	540 (0,67)	930 (0,67)	280 (0,67)	230 (0,67)
ВЧ-45	850	1500	440	360	620 (0,73)	1100 (0,73)	320 (0,72)	260 (0,72)
ВЧ-50	900	1600	520	400	630 (0,70)	1120 (0,70)	360 (0,70)	280 (0,70)

Таблица 2. Марки и механические свойства ВЧШГ по ГОСТ 7293-85

Марка чугуна	$\sigma_{ер}$, МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	$\sigma_{ер}^{cp}$, МПа (срез)	$\sigma_{тек}^{cp}$, МПа (срез)
	Не менее			
ВЧ-35	350	220 (0,62)	320 (0,9)	200 (0,9)
ВЧ-40	400	250 (0,62)	340 (0,85)	230 (0,92)
ВЧ-45	450	310 (0,69)	360 (0,8)	260 (0,83)
ВЧ-50	500	320 (0,7)	400 (0,8)	280 (0,87)

Примечание. В скобках приведено соотношение $\sigma_{ер}$ при различных видах нагрузки и $\sigma_{тек}$.

Как следует из данных табл. 1, соотношение пределов прочности и текучести при различных видах нагрузок составляет 0,69–0,73, в среднем 0,7.

В соответствии с табл. 1 сформирована табл. 2, где приведены значения $\sigma_{ер}$ при чистом растяжении и $\sigma_{ер}^{cp}$ для указанных марок чугуна.

Как следует из данных табл. 2, отношение $\sigma_p/\sigma_{ер}^{cp} = 0,8–0,91$, в среднем – 0,8, соотношение $\sigma_{тек}/\sigma_{0,2} = 0,9–0,83$, в среднем – 0,85.

Для расчетов несущей способности трубопровода на срез при осевой нагрузке на трубопровод принимаем $\sigma_{тек}^{cp} = 300$ МПа.

С учетом того, что валик, приваренный к гладкому концу трубы, не однородный и не лежит точно в одной плоскости, целесообразно в первом приближении принять коэффициент условия работы при срезе валика равным 0,8. Тогда расчетное сопротивление срезу при упругой работе материала ВЧШГ: $R_{cp} = 240$ МПа.

С учетом изложенного несущая способность трубы при растяжении в осевом направлении будет равна

$$Q_p = F\sigma_{cp} = \frac{1}{2}\pi d_n \delta R_p,$$

где F – площадь среза наварного валика; d_n – наружный диаметр трубы; δ – ширина наварного валика.

Для труб диаметром 100–150 мм ширина наварного валика $\delta = 6$ мм, для труб диаметром 200–300 мм $\delta = 7$ мм.

Подставляя значения d_n и δ в формулу, получим для труб диаметром:

$$100 \text{ мм } Q = 26,18 \text{ т} = 261,8 \text{ кН}; \quad 150 \text{ мм } Q = 380,8 \text{ кН};$$

$$200 \text{ мм } Q = 583,1 \text{ кН}; \quad 250 \text{ мм } Q = 725,9 \text{ кН};$$

$$300 \text{ мм } Q = 856,8 \text{ кН}.$$

Оценить коэффициенты запаса прочности при протягивании трубы через расширенное отверстие размером пилотной скважины сложно, поскольку необходимо учитывать факторы пока остающиеся неизвестными или малоизученными.

Учитывая, что диаметр расширенной пилотной скважины на 25–30% превышает диаметр раструба, а протягивание трубы происходит при постоянной подаче бентонитового раствора, трение трубы о стенки скважины незначительно и мало влияет на осевую нагрузку трубы при протягивании.

Состав бентонита подбирают в зависимости от вида грунта. Бентонит выполняет две функции: смазывает поверхность протягиваемой трубы и укрепляет свод естественного равновесия, препятствуя его обрушению при протягивании трубы.

Предварительные расчеты показывают, что несущая способность трубы в осевом направлении достаточна для протягивания трубы в расширенную скважину. Для снижения осевого нагружения трубы при подаче труб уже соединенного трубопровода (линейный метод) плетть трубопровода необходимо подавать роллерами. Такой способ транспортировки плетей труб позволит предотвратить повреждение покрытий труб о наружную поверхность грунта.

Прочностные показатели труб и монтажных нагрузок приведены в табл. 3.

Таблица 3. Прочностные показатели труб и монтажные нагрузки

D_n , мм	Величины осевых нагрузок, кН			D_m , мм	Q_m , кН	Коэффициенты запаса прочности			
	Q_0^c	Q_1^c	Q_2^c			$k_1 = \frac{Q_0^c}{Q_m}$	$k_2 = \frac{Q_1^c}{Q_m}$	$k_3 = \frac{Q_0^c}{Q_2^c}$	$k_4 = \frac{Q_1^c}{Q_2^c}$
100	261,8	250	44,5	240	100	2,6	2,5	5,8	5,6
150	380,8	350	89,0	300	100	3,8	3,5	4,2	3,9
200	583,1	500	133,4	380	150	3,8	3,3	4,3	3,7
250	725,9	650	200,2	450	150	4,8	4,3	3,6	3,2
300	856,8	800	266,9	500	150	5,7	5,3	3,2	3,0

Примечание. Q_0^c – расчетная несущая способность труб, кН; Q_1^c – лабораторные результаты испытаний разрушения соединения типа ВРС, кН; Q_2^c – допустимая осевая нагрузка по данным DIPRa (США), кН.

Как следует из данных табл. 3, коэффициент запаса прочности труб из ВЧШГ составляет 3,0–5,7, что указывает на невозможность повреждения трубы в стыке типа ВРС при протягивании трубы в расширенную скважину. В случае застревания трубы в скважине возможно обратное вытягивание труб для повторного монтажа без повреждения трубы с соединением типа ВРС. Такой запас прочности гарантирует также герметичность соединения с доверительной вероятностью $p \geq 0,997$.

На практике с учетом криволинейного характера траектории укладки труб методом ГНБ следует руководствоваться значениями допустимой осевой нагрузки, указанными ассоциацией DIPRa (США).

Розглянуто питання протягування плеті трубопроводу з високоміцного чавуну з кулястим графітом (ВЧКГ) у свердловину пробурену методом горизонтально-направленого буріння.

Ключові слова: горизонтально-направлене буріння, плетть трубопроводу, ВЧШГ, протяжка.

The question of extending the whip line of high-strength cast iron, spheroidal graphite iron (ductile iron) into a well drilled by horizontal directional drilling.

Key words: horizontal directional drilling, pipe whip, Ductile Iron, broaching.

Литература

1. ГОСТ 7293-85 - Чугун с шаровидным графитом для отливок. Марки.
2. Стандарт ANSI/AWWA C150/A21.50, «Американский стандарт толщины стенок труб из ВЧШГ» Американская ассоциация водопроводных работ, Денвер, Колорадо (1996).
3. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения.

Поступила 10.06.13

УДК 622.243.1

Д. К. Назарбекова

Ташкентский государственный технический университет им. А. Р. Беруний, Узбекистан

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕДЕФИЦИТНЫХ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

В данной работе рассмотрены эффективности применения смазочных добавок к буровым растворам и оценка абразивности тонкой фракции утяжелителей и горных пород, позволяющий обеспечить снижение степени изнашивания опоры долота при различных нагрузках

Ключевые слова: НЦ; М-22М.

В процессе строительства нефтегазовых скважин более 60% капитальных затрат израсходуется на процесс углубления ствола скважин [1]. Следовательно именно этому вопросу необходимо уделить особое внимание.

Основными факторами, существенно влияющими на технико-экономические показатели процесса бурения являются: физико-механические свойства горной породы, конструкция материалов и забойные условия работы долота, состав и свойства циркулирующей промывочной жидкости. Из перечисленных выше последние два фактора, влияющие на скорость бурения можно регулировать таким образом, чтобы добиться минимальной стоимости бурения.

При взаимодействии долота и породы разрушается как порода, так и долото. Это приводит к необходимости в определенный момент прекращать бурение и поднимать долото для замены его новым. В связи с этим возникает задача рациональной отработки долот. При рациональной отработке долота стойкость его вооружения должна равняться стойкости опоры или быть несколько меньше ее. Однако в практике бурения встречаются случаи, где стойкость опоры значительно меньше стойкости вооружения долота. Вследствие этого, после выхода из строя опоры бурение прекращается, хотя вооружение изношено не полностью и вполне пригодно для дальнейшего углубления скважин. Степень использования вооружения и опор, а, следовательно, и долота в целом в значительной мере зависит от смазывающей способности циркулирующей промывочной жидкости.

Ниже будут затронуты, в основном, вопросы эффективности применения смазочных добавок к буровым растворам и оценка абразивности тонкой фракции утяжелителей и горных пород, позволяющий обеспечить снижение степени изнашивания опоры долота при различных нагрузках.

Практикой бурения скважин установлено, что при добавлении в буровой раствор компонентов, улучшающих его смазывающие свойства возрастают показатели работы долот.