

Б. В. ФЕДОРОВ

## МАНЖЕТНОЕ ТАМПОНИРОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВАЖИН

(Представлена академиком НАН РК Б. Р. Ракишевым)

Проанализированы недостатки существующих технологий тампонирования обсадных труб. Предложено запатентованное автором устройство для манжетного тампонирования скважин, позволяющее значительно снизить энергоемкость разрушения забоя скважины, сократить расход тампонажных материалов и повысить качество тампонирования.

При сооружении геотехнологических скважин широко применяется тампонирование (цементирование) скважин, целью которого является изоляция продуктивного пласта от вышележащих пород и водоносных горизонтов. Существующая технология цементирования заключается в спуске фильтровой колонны с последующей цементацией вышележащих пород тампонажным раствором, поступающим по дополнительной колонне

труб, опущенных в кольцевой зазор между стенками скважины и эксплуатационной колонной с фильтром (рис. 1).

Такая технология применяется на объектах АО «Волковгеология» при сооружении технологических скважин для добычи уранового сырья. Вместе с тем, такой способ цементирования имеет следующие недостатки: неравномерность распределения тампонажного раствора вследствие

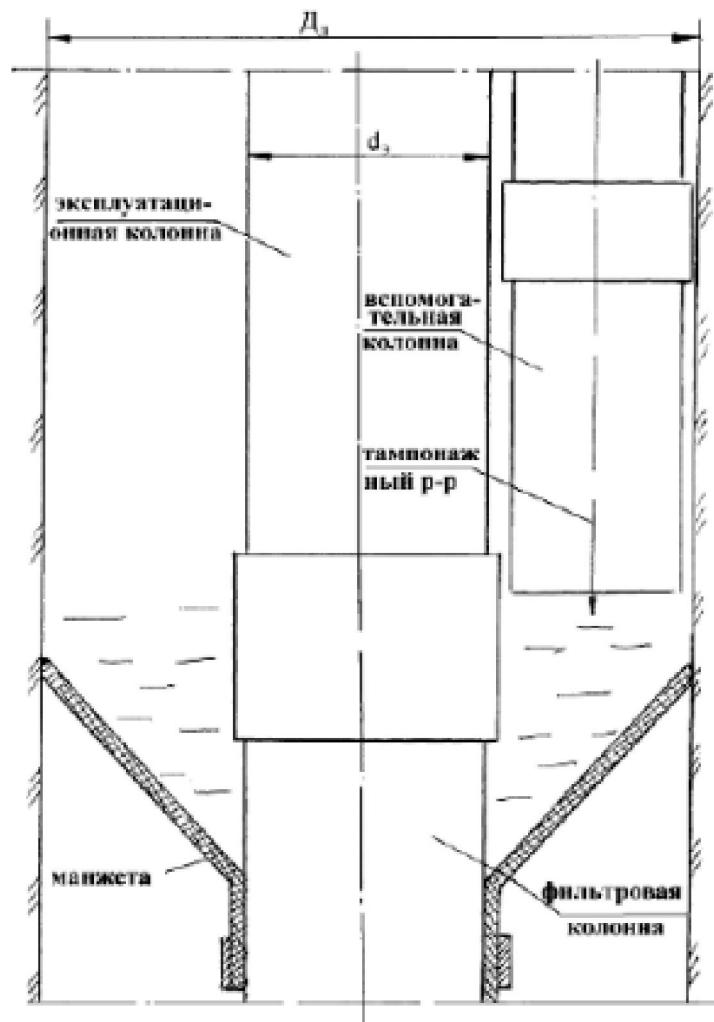


Рис. 1. Принципиальная схема существующей технологии тампонирования скважин

неконцентричности расположения эксплуатационной колонны относительно скважины; необходимость бурения скважины большого диаметра для размещения вспомогательной колонны в кольцевом пространстве. Последнее ведет к большим затратам мощности на разрушение забоя скважины и перерасходу цементного раствора при проведении тампонажных работ.

Мощность, подводимая к долоту для разрушения забоя, определяется по формуле [1]:

$$N_g = 5 \cdot 10^{-6} C n D_{\phi}^{0.4} G_{\phi}^{1.3} \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $C$  – коэффициент, учитывающий твердость буриемых пород, для мягких пород  $C = 7,8$ ;  $n$  – частота вращения долота, об/мин; при расчетах принята  $n = 75$  об/мин, применяемая на практике;  $D_{\phi}$  – диаметр долота, мм;  $G_{\phi}$  – осевая нагрузка, приложенная к долоту, которая в свою очередь вычисляется по формуле:

$$G_{\phi} = P_{\phi} D'_{\phi} kH, \quad (2)$$

где  $P_{\phi}$  – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота; для мягких пород  $P_{\phi} \approx 5$  кН/см [2];  $D'_{\phi}$  – диаметр долота, см.

По формуле (1) рассчитана мощность  $N_{\phi}$  для стандартных диаметров долот, изменяющихся в интервале от 151 мм до 295 мм. Результаты расчетов представлены графически на рис. 2.

Из зависимости  $N_{\phi} = f(D_{\phi})$  следует, что для разрушения забоя скважины диаметром 295 мм требуется 18,7 кВт против 6 кВт при диаметре

151 мм, т.е. в 3 с лишним раза больше. Применяемая на практике технология тампонирования как раз требует сооружения скважин большого диаметра (порядка 300 мм) для размещения в кольцевом зазоре вспомогательной колонны при диаметре используемых обсадных колонн  $d_s = 110$  мм (рис. 1).

Вместе с тем, известно [3], что толщина цементного кольца за обсадной колонной при условии качественного тампонирования составляет 20–25 мм, и соответствующий диаметр бурения может уменьшиться до:  $110 + 2(20:25) \approx 150:160$  мм (соответствующие стандартные диаметры долот – 151 и 165 мм).

На графике (рис. 2) также приведены зависимости объема  $V_{up}$  тампонажного раствора, расходуемого для цементирования обсадной колонны диаметром  $d_s = 110$  мм в зависимости от диаметра  $D_d$  скважины (при широко применяемом на практике интервале цементирования, равном 10 м).

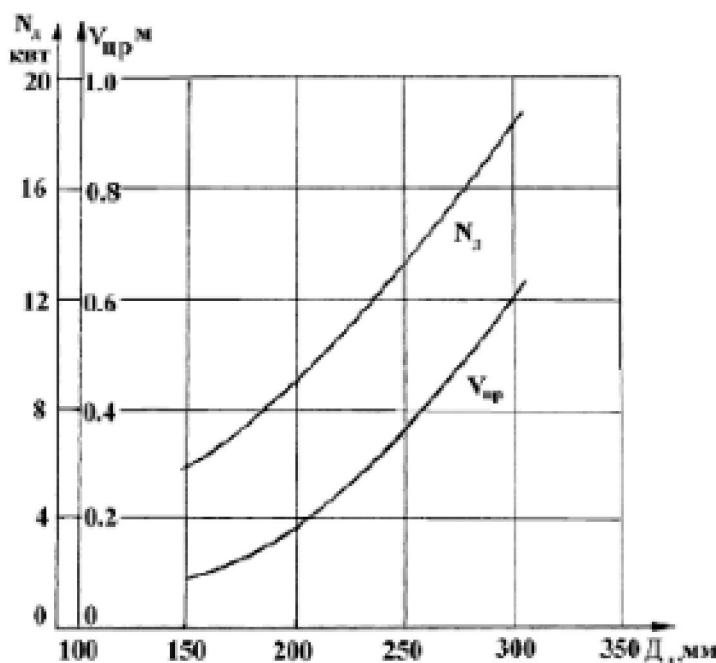
Величина  $V_{up}$  рассчитывалась по формуле:

$$V_{up} = \pi/4 (D_d^2 - d_s^2) h_{up}, \quad (3)$$

где  $h_{up}$  – интервал цементирования, м.

Анализ зависимостей  $V_{up} = f(D_d)$  показывает, что при увеличении диаметра скважины от 151 до 295 мм объем расходуемого тампонажного раствора возрастает в 7 раз.

Нами предлагается запатентованное устройство для манжетного тампонирования эксплуати-



**Рис. 2.** Зависимость мощности  $N_{\phi}$ , расходуемой на разрушение забоя скважины, и объема  $V_{up}$  тампонажного раствора от диаметра  $D_d$  скважины (диаметр тампонирующей обсадной колонны  $d_s = 110$  мм, интервал тампонирования – 10 м)

ционной колонны геотехнологической скважины, лишенное указанных недостатков (патент РК № 60192).

Устройство размещается между эксплуатационной 1 и фильтровой 2 колоннами (рис. 3). Основной деталью устройства является переходник 3, в котором размещена внутренняя перегородка 7. Выше переходника в обсадной колонне 1 выполнены четыре радиальных канала, закрытые заглушками 8. Последние удерживаются от выпадения натянутой вкруговую нитью 9. Внутри обсадной колонны размещена втулка 10, удерживаемая от осевого перемещения штифтами 11. На верхнем торце фильтровой колонны расположена манжета 6, которая удерживается с помощью хомута 5.

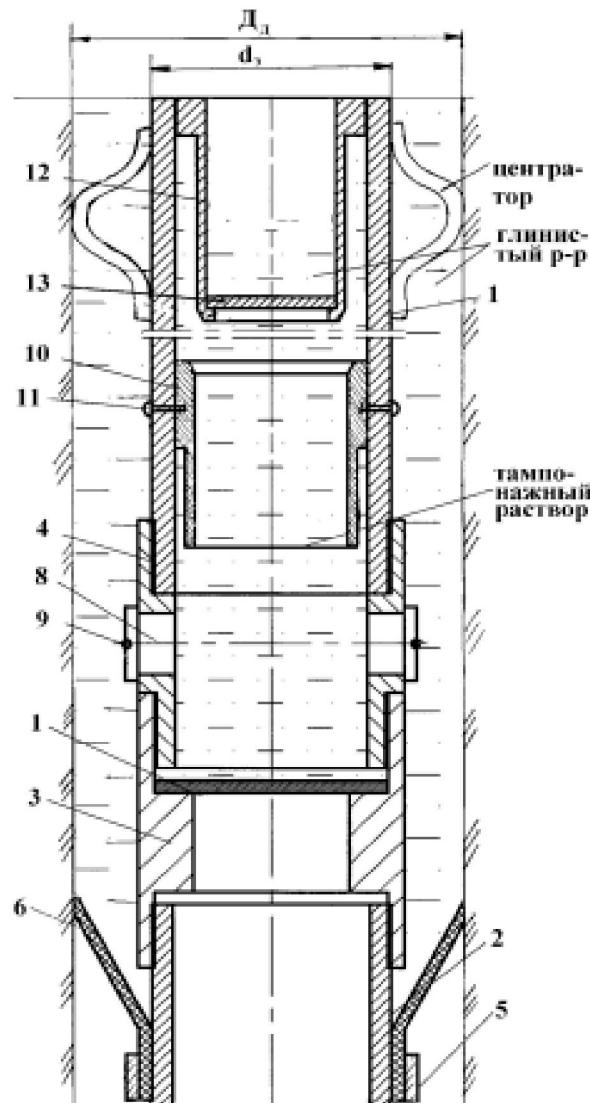


Рис. 3. Устройство для манжетного тампонирования (начало процесса)

Работа устройства осуществляется следующим образом (рис. 4). Обсадная колонна 1 опускается в скважину и размещается в интервале тампонирования. В колонну доставляется расчетный объем тампонажной смеси, опускается пробка 12, и закачивается с помощью бурового насоса продавочная жидкость. Кольцевой зазор между нагнетательной магистралью и колонной изолируется. В результате суммарного давления столба тампонажной смеси и продавочной жидкости, действующей на пробку, нить 9 разрывается, заглушки 8 покидают радиальные каналы, через которые тампонажная смесь выдавливается в затрубное пространство. Наличие центраторов и нескольких радиальных каналов обеспечивает равномерность распределения тампонажной смеси в затрубном пространстве.

Под действием продавочной жидкости пробка 12 движется вниз. Указанное движение прекращается, когда пробка своей периферийной

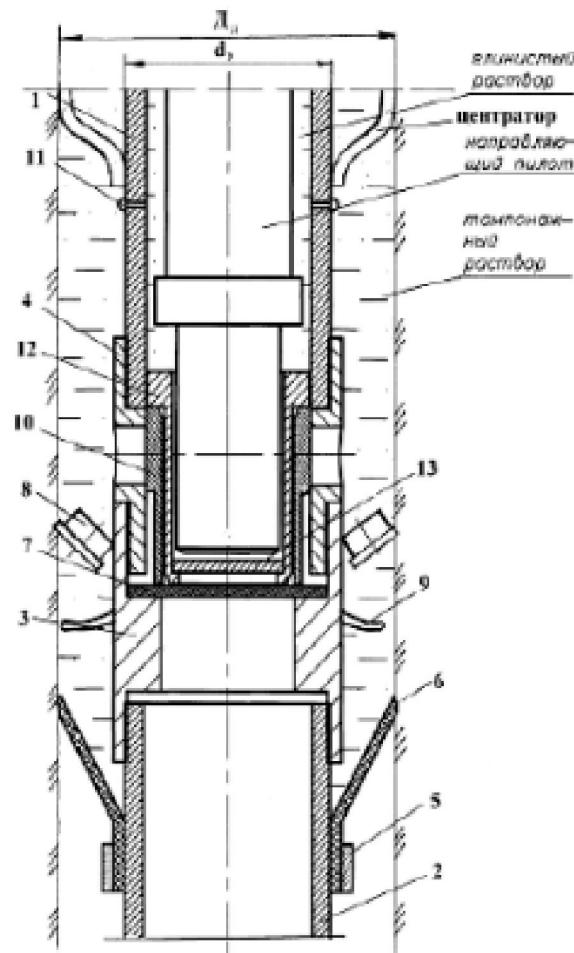


Рис. 4. Устройство для манжетного тампонирования (окончание процесса)

частью начнет контактировать с верхним торцом втулки 10. В результате повышения давления продавочной жидкости штифты 11 срезаются, и пробка с втулкой осуществляют дальнейшее совместное перемещение. В момент перекрытия радиальных каналов течение через них тампонажной смеси прекращается, что вызывает новый, еще больший скачок давления со стороны продавочной жидкости. Втулка займет нижнее положение, надежно перекрывая радиальные каналы и герметизируя затрубное пространство (рис. 4).

После затвердевания тампонажной смеси и проверки качества тампонирования необходимо обеспечить доступ во внутреннюю фильтровую часть скважины для освоения и эксплуатации продуктивного пласта. С этой целью необходимо разрушить перегородки 13 и 7, выполненные из хрупкого материала (например, чугуна). Наиболее целесообразно эту операцию осуществить статически приложенной нагрузкой или ударом опущенной в скважину бурильной колонной с направляющим пилотом (рис. 4).

## ЛИТЕРАТУРА

1. Караполов Ж.К. Расчет бурильной колонны. Алматы: КазНТУ, 2004.
2. Федоров Б.В. Бурение скважин / Учебник для вузов. Алматы: КазНТУ, 2002.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1988.

## Резюме

Қазіргі колданыста бар жағалуда орнатылған құбырлардың тампондық технологиясының кемпіліктеріне талдау жасалған. Автор ұсынып отырган патенттеген күрылыш үнғыны манжетті тампондауга арналған, ол үнғы түбі бұзылуының энергосыйымдылығын едәүір тәмендегуте, тампондық материалдардың жұмсалуын азайтып, тампондау сапасын арттыруға мүмкіндік береді.

## Summary

In report the disadvantages of existed technologies of plugging casing tube analyzed. The patent of equipment for manjet plugging wells author suggested, allowing to decrease the power intensity of the distraction of well bottom, reducing the spending of plugging materials and increase the quality of plugging.

УДК 622.244.441

*КазНТУ им. К. И. Сатпаева,  
г. Алматы*

*Поступила 9.11.09г.*