УДК 622.24(075.83)

Н.И.НИКОЛАЕВ, *д-р техн. наук, профессор*, nikinik@mail.ru,
А.И. ИВАНОВ, *аспирант,* schummey@yandex.ru
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

N.I.NIKOLAEV, *Dr. tech. Sci.*, *Professor*, nikinik@mail.ru,
A.I.IVANOV, *Post-graduate student*, schummey@yandex.ru
Saint-Petersburg State Mining Institute (*Technical University*)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Приведены результаты исследований свойств нового отечественного водонабухающего полимера «Петросорб». Дано описание конструкции тампонажного снаряда для ликвидации катастрофических поглощений промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова*:* водонабухающий полимер, бурение скважин, поглощение промывочной жидкости, тампонаж, осложненные условия.

HIGHER EFFICIENCY IN DRILLING OF OIL AND GAS WELLS UNDER COMPLICATED CONDITIONS

The results of researches of properties of the new native waterswelling polymer «Petrosorb» are given. Description is given to the design of plugging-up tool for liquidation of catastrophic absorption of flushing fluid in the course of drilling of oil and gas wells.

Key words: Waterswelling polymer, drilling of wells, absorption of flushing fluid, plugging-up, complicated conditions.

Из всего многообразия осложнений, возникающих в процессе бурения разведочных скважин на нефть и газ, наиболее часто встречающимся является поглощение промывочной жидкости различной интенсивности, вплоть до катастрофических, которое вызывает аварийные ситуации в открытом стволе скважины, приводящие к обвалу слабосцементированных пород вследствие недокомпенсации горного давления гидростатическим. В свою очередь, вывалы породы в ствол приводят к прихватам бурового снаряда при его подъеме из скважины или к обрыву в процессе бурения.

При геолого-разведочном бурении нефтяных и газовых скважин на буровой не может быть обеспечен весь спектр технических средств, химических реагентов и технологических приемов для оперативного вмешательства в случае возникновения в скважине непредвиденных аномальных условий, в том числе – поглощения бурового раствора.

Ниболее распространенным и до настоящего времени эффективным способом ликвидации поглощений в нефтяном бурении является использование соляробентонитовой смеси.

Авторами предлагается использовать новый отечественный суперабсорбент «Петросорб» − водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей, представляет собой белый или слабоокрашенный порошок с дисперсностью $d \leq 3$ мм. При соприкосновении с водой интенсивно поглощает ее (225 г/г в водопроводной воде), превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул сечением 5-8 мм. Также надо заметить, что «Петросорб» ранее в бурении не применялся.

К настоящему времени выполнены исследования гранулометрического состава реагента и влияния размеров гранул на интенсивность его набухания в водных растворах различной степени минерализации.

Определено, что около 68 % товарного продукта составляют гранулы с размером более 2,0 мм, около 25 % – с размером 2,0-1,0 мм, 4 % – с размером 1,0-0,5 мм, 2 % – с размером 0,5-0,25 мм и около 1 % – с размером менее 0,25 мм.

Скорость набухания суперабсорбента «Петросорб» увеличивается с уменьшением размера гранул. Такая зависимость обуславливается большей удельной поверхностью гранул меньшего размера при одинаковой массе, а значит, и большей поверхностью контакта реагента с водой. Проведенный анализ интенсивности набухания гранул «Петросорба» показывает, что с повышением дисперсности частиц этот параметр возрастает ($V_н$ и $V_к$ – начальный и конечный объем суперабсорбента). Так, например, на ранней стадии гидратации (10-15 мин) частицы с наибольшей дисперсностью ($d < 0{,}25$ мм) увеличивают свой объем по сравнению с первоначальным в 45 раз, а наиболее крупные (> 2,0 мм) – примерно в 10 раз.

По результатам исследования зависимости интенсивности набухания исследуемого реагента от температурных условий установлено, что скорость набухания гранул «Петросорба» увеличивается с повышением температуры.

Учитывая значительные объемы тампонажного материала, расходуемого при ликвидации поглощений, представляется актуальной задача разработки композиционных тампонажных составов «вода – бентонит – Петросорб», в которых глина способствует повышению кольматирующей способности абсорбента. «Петросорб» в смеси с глинопорошком в соотношении 1:2 позволяет увеличить объем набухания в течение первых пяти часов в 5 раз по сравнению с глинистым раствором.

Важным критерием технологичности применения реагентов-модификаторов при создании тампонажной завесы является их способность сохранять эффективность при использовании в минерализованных средах. Результаты исследования показали, что степень минерализации воды отрицательно сказывается на относительном набухании ($V_к / V_н$) суперабсорбента, однако его водопоглотительная способность продолжает оставаться достаточной для использования в тампонажных смесях.

Так, поглотительная способность реагента в растворе NaCl с концентрацией 50 г/л снижается на порядок по отношению к затворенному на технической (водопроводной) воде, однако дальнейшее увеличение концентрации вплоть до 100 г/л существенным образом не отражается на этом показателе.

По результатам проведенных исследований сделан вывод, что процесс ликвидации катастрофического поглощения с использованием суперабсорбента можно сделать более оперативным и действенным при использовании специальных технических средств и технологических приемов.

Авторами разработаны технологические схемы ликвидации поглощений промывочной жидкости в зависимости от глубины возникновения осложнения.

Первая и основная схема предполагает использование рабочего бурового раствора в смеси с реагентом «Петросорб». Так, при возникновении поглощения промывочной жидкости желательно вскрыть осложненный интервал. Затем в дополнительную емкость, в которой заготовлен рабочий буровой раствор, добавляется расчетное количество реагента (в зависимости от интенсивности поглощения), далее подкачным насосом полученная смесь закачивается через колонну бурильных труб в осложненный интервал, где композиция бурового раствора с реагентом проникает в призабойную зону поглощающего горизонта и создает противофильтрационную завесу за счет большой степени объемного расширения (набухания) исходных частиц «Петросорба» при соединении их с водой или водосодержащей эмульсией.

При большой глубине скважин использование указанной выше схемы невозможно, вследствие того, что процесс закачки тампонажной смеси занимает длительный промежуток времени, в течение которого происходит набухание реагента, в результате

чего частицы «Петросорба» не проникают в поглощающий интервал. Поэтому авторами разработано устройство для доставки тампонажного материала в зону осложнения (см. рисунок, *а*).

Важной особенностью тампонажного устройства является наличие в его составе механического пакера (см. рисунок, *б*), который состоит из подвижного корпуса 6, с двумя изолированными друг от друга полостями, и резиновых распорных элементов 7, служащих для изоляции поглощающего интервала.

Принцип работы тампонажного устройства заключается в следующем: в полость 4 устройства заливается дизельное топливо (используется как гидрофобизирующая среда доставки) с добавлением в него «Петросорба». Далее устройство на колонне бурильных труб 13 спускается в осложненный интервал. После включения буровых насосов создается напор в нижней полости корпуса механического пакера, под действием которого он начинает движение вниз, в результате чего освобождаются резиновые распорные элементы 7 и перекрывают ствол скважины над поглощающим интервалом, а канал для промывочной жидкости создается за счет радиальных отверстий 9 и 12.

Затем под действием напора поршень 3 в тампонажном устройстве начинает движение вниз, выдавливая из полости 4 дизельное топливо с реагентом в зону поглощения. Достигнув конечного положения, поршень останавливается, внутри него открывается клапан, создавая канал для циркуляции промывочной жидкости, за счет которой тампонажная смесь задавливается в поглощающий интервал, и «Петросорб», соединяясь с водой, создает изолирующую завесу.

Также надо отметить, что при данном способе закачки возможна установка цементного моста, при этом цемент прокачивается непосредственно через устройство доставки.

Третья предлагаемая схема аналогична первой, но есть особенность – по кольцевому пространству закачивается пресная вода

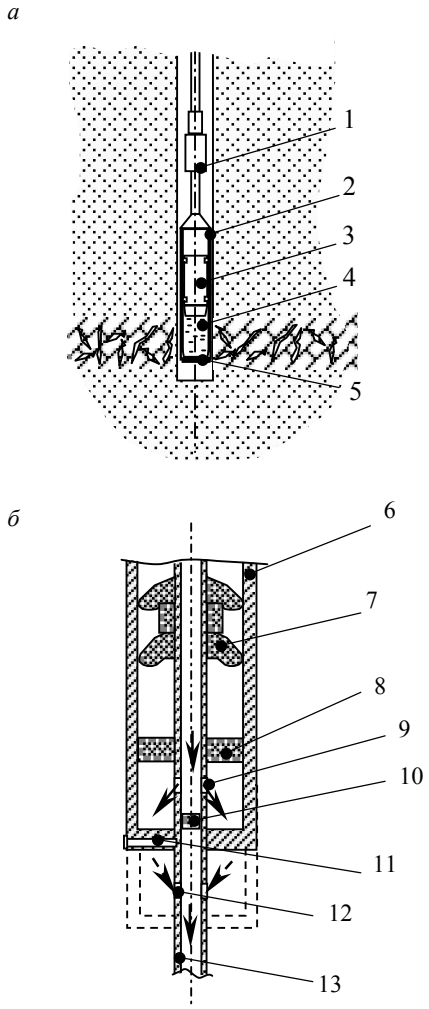


Схема закачки с использованием тампонажного устройства

1 – механический пакер; 2 – корпус тампонажного устройства; 3 – поршень; 4 – полость с «Петросорбом» и дизельным топливом; 5 – срезная крышка; 6 – корпус; 7 – резиновые распорные элементы; 8 – перегородка; 9 – радиальные выходные отверстия; 10 – заглушка в трубе; 11 – срезной штифт; 12 – радиальные входные отверстия; 13 – колонка бурильных труб

(метод параллельной закачки) для ускорения набухания тампонажной смеси.

Таким образом, применение нового отечественного водонабухающего полимера «Петросорб» может быть очень эффективно в скважинах различной глубины с использованием предложенных технических средств и позволит проводить оперативную ликвидацию поглощений при разведочном бурении на нефть и газ, значительно сократив время проведения изоляционных работ.