

УДК 622.242/243

К ВОПРОСУ СОХРАНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОНОСНЫХ ПЕСЧАНИКОВ ПРИ ИХ ВСКРЫТИИ И ПЕРЕСЕЧЕНИИ

Филимоненко Н. Т.

(ДонНТУ, г. Донецк, Украина)

Жикаляк Н. В.

(ГРГП «Донецкгеология», г. Артемовск, Украина)

У статті наведено технологічні аспекти процесу розтину газоносних низькопористих пісковиків карбону, сприяючи збереженню їх фільтраційних властивостей. Стаття може бути цікава для фахівців, що займаються питаннями технології буріння свердловин на газ.

The article concerns question technological aspects of the process of the opening poor-porous sandstone, promoting conservation their filtration characteristic. The Article can be of interest for specialist, concerning with questions to technologies of the drilling the bore holes on gas.

Расширение энергетической базы Украины – важнейшая в условиях глобального энергетического и экономического кризиса проблема. Один из путей ее решения – введение в эксплуатацию запасов газа-метана, сосредоточенного в песчаниках карбона. В прошлые годы, в связи с низкой проницаемостью, песчаники Донецкого бассейна, как породы-коллекторы серьезно не рассматривались. Научные исследования, выполненные в институте геотехнической механики НАН Украины, позволили прогнозировать потенциальную газонасыщенность таких песчаников [1]. Это дало возможность геологическим предприятиям Донбасса (ГРГП «Донецкгеология» и «ВостокГРГП») уже на стадии геологиче-

ской разведки выделять перспективные интервалы залегания наиболее газонасыщенных песчаников. Следует отметить, что по предварительной оценке запасы газа-метана, сосредоточенного в песчаниках карбона, сопоставимы с разведанным и перспективным отечественным нефтегазовым потенциалом [1].

Однако при вскрытии продуктивных горизонтов происходит смена их фильтрационных свойств в околоскважинной зоне вследствие кольтатации порового и трещинного пространства под влиянием ряда факторов. Один из них – репрессия на пласт, вызванная разностью давления в призабойной зоне и пластового давления.

Давление в призабойной зоне имеет две составляющие: гидростатическую и гидродинамическую. Первая обусловлена высотой столба жидкости в скважине и ее параметрами. Вторая представляет сумму потерь давления промывочной жидкости и гидродинамического давления при ее движении в кольцевом затрубном пространстве скважины, которые во многом зависят от бурения и промывки скважины [2]. Следовательно, репрессия на пласт определяется, главным образом, технологическими аспектами процесса бурения. Поэтому сохранение естественных фильтрационных свойств низкопористых газоносных песчаников Донецкого бассейна является важной технологической проблемой процесса бурения, испытания и обустройства поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на газ-метан. В таком случае необходимо если не полностью исключить, то хотя бы минимизировать процесс кольтатации порово-трещинного пространства пород буровым шламом, фильтратом промывочной жидкости и дисперсной фазы.

В настоящее время вскрытие и пересечение низкопористых песчаников осуществляется с использованием прямой системы промывки с выходом очистного агента на дневную поверхность [3]. Поэтому на уровне продуктивного горизонта (глубина 800...1000 м) наблюдается большое гидростатическое давление. Его снижение является важным условием улучшения коллекторских свойств низкопористых коллекторов. Для этой цели применяют облегченные и аэрированные промывочные жидкости или пены. Последние получают путем введения в раствор поверх-

носно активных веществ (ПАВ). Однако аэрированные жидкости и пены не всегда решают проблему, поскольку их свойства не стабильны в процессе бурения. Использование этих очистных агентов затруднено в условиях водопритоков (особенно минерализованных). Кроме этого, необходимо проведение дополнительных экологических мероприятий, поскольку большинство пенообразователей – токсичны.

Для возможности реализации транспортирующей функции промывочной жидкости при стандартной схеме промывки скважин с выходом очистного агента на дневную поверхность должно обеспечиваться условие (1), поскольку только положительная разность скорости восходящего потока и скорости витания частицы в спокойной жидкости дает возможность частице шлама выноситься восходящим потоком.

$$v_n - v_g > 0 \quad (1)$$

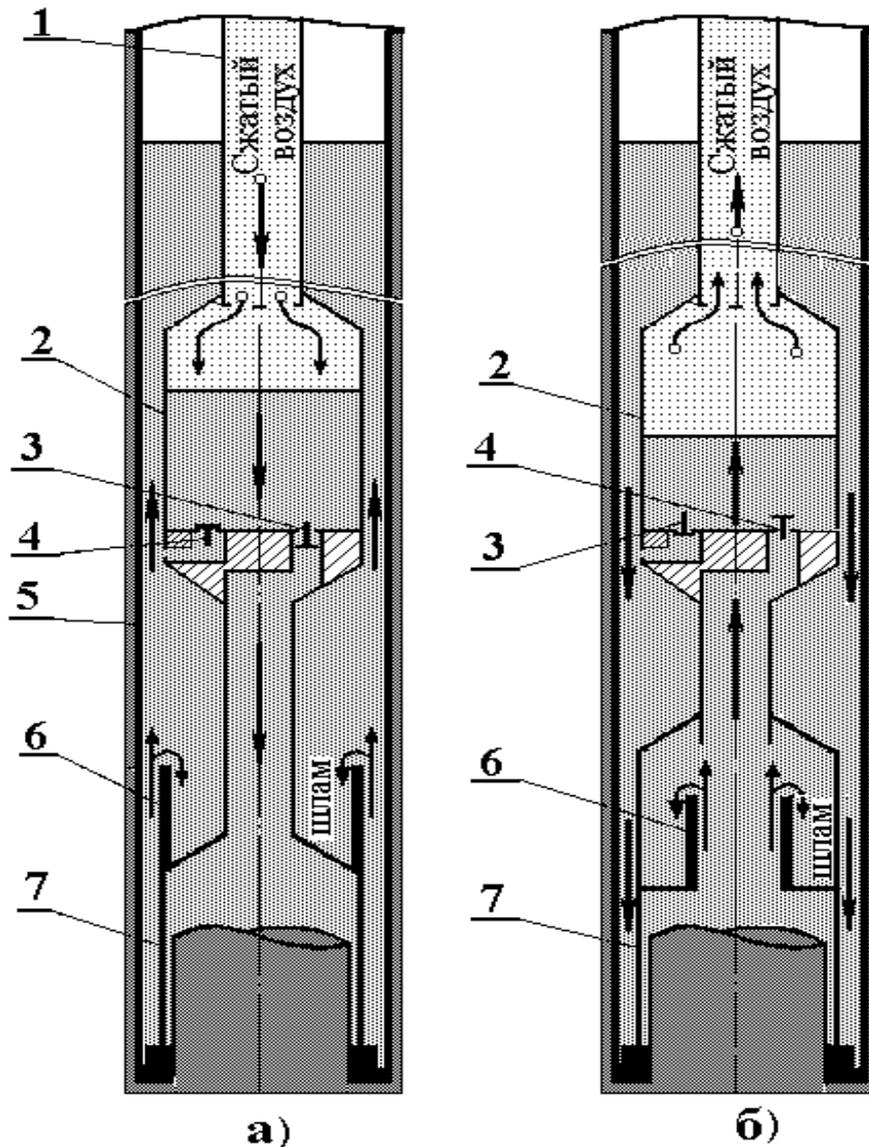
где v_n – скорость восходящего потока;

v_g – скорость витания частицы в спокойной жидкости.

Величина этой разности зависит от подачи очистного агента, которая и определяет скорость восходящего потока в конкретном сечении кольцевого пространства скважины.

В ходе расчета подачи промывочной жидкости по стандартной методике при прорезке газоносного горизонта твердосплавной коронкой диаметром 76 и 93 мм, подача составляет 180...200 л/мин [3]. При таких диаметрах бурения площадь сечения кольцевого пространства между стенкой скважины и наружной стенкой колонковой трубы очень мала. Это приводит к высоким скоростям восходящего потока и значительному гидродинамическому воздействию на низкопористый коллектор с последующей его кольматацией твердой фазой, находящейся в жидкости. Таким образом, традиционная технология бурения, реализующая прямую систему промывки с выходом очистного агента на дневную поверхность, способствует кольматации газоносных песчанников. Следовательно, необходимы такие технологии вскрытия низкопористых коллекторов, при которых кольматация пористого пространства была бы минимальной.

Среди последних публикаций, касающихся технологического аспекта вскрытия низкопористых коллекторов с целью сохранения их естественных фильтрационных свойств, следует отметить использование местной прерывистой промывки, входящей в перечень импульсных промывок скважин [4], классифицированных [5] и изученных [6] в последнее время. Схема создания прерывистой промывки приведена на рис. 1.



а – прямая прерывистая промывка;
б – обратная прерывистая промывка.

Рис. 1. Схема создания прерывистой промывки с помощью ПШТАМ

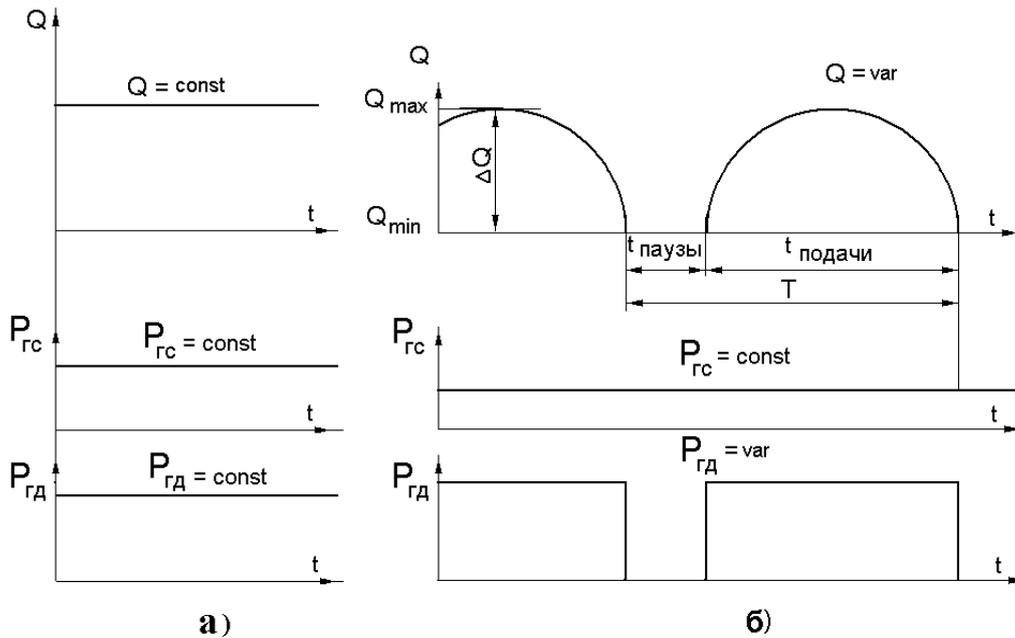
Прямая прерывистая промывка (рис. 1, а) создается путем периодического вытеснения жидкости из погружной вытеснительной камеры 2 погружного пневматического насоса (ППН) через нагнетательный клапан 3 на забой скважины 5 сжатым воздухом, подающимся в нее по колонне бурильных труб 1 (активная часть рабочего цикла ППН). После завершения вытеснения вытеснительная камера 2 заполняется через всасывающий клапан 4 за счет гидростатического давления столба жидкости (пассивная часть рабочего цикла ППН). При этом промывка скважины отсутствует. Шлам собирается в наружную шламовую трубу 6, установленную над колонковой трубой 7.

Чтобы получить обратную промывку скважины нужно нагнетательный и всасывающий клапаны установить так, как показано на рис. 1, б. Обратная промывка осуществляется при заполнении вытеснительной камеры через клапан 4 за счет атмосферного давления и гидростатического давления столба жидкости, под уровень которой заглублен всасывающий клапан 4 (активная часть рабочего цикла ППН). Вытеснение промывочной жидкости сжатым воздухом из вытеснительной камеры 2 происходит через клапан 3 в затрубное пространство. Шлам собирается во внутреннюю шламовую трубу 6, установленную над колонковой трубой 7.

Покажем основные преимущества внутрискважинной прерывистой обратной промывки по сравнению с прямой с постоянным расходом промывочной жидкости, обеспечивающие снижение репрессии на пласт и, как следствие, сохранение естественных фильтрационных свойств низкопористых газоносных песчанников.

Первое преимущество заключается в том, что внутрискважинная обратная промывка осуществляется на активной части рабочего цикла ППН при заполнении его вытеснительной камеры за счет атмосферного давления и гидростатического давления столба жидкости, суммарное значение которых меньше, чем давление сжатого воздуха, подаваемого в вытеснительную камеру при прямой промывке скважины. Поэтому расход промывочной жидкости будет меньше, что приведет к снижению гидродинамического воздействия на пористый коллектор.

Второе преимущество обусловлено тем, что время действия гидродинамического давления промывочной жидкости при обратной прерывистой промывке по сравнению с постоянной промывкой будет меньше. Это поясняется графиками $Q = f(t)$, $P_{гс} = f(t)$, $P_{гд} = f(t)$ для постоянной (рис. 2, а) ($Q = const$) и прерывистой промывки (рис. 2, б) ($Q = var$).



- а – прямая постоянная промывка ($Q = const$);
- б – обратная прерывистая промывка ($Q = var$).

Рис. 2. Зависимости $Q = f(t)$, $P_{гс} = f(t)$; $P_{гд} = f(t)$ при: прямой промывке с постоянным расходом жидкости по всей длине ствола скважины (а); обратной прерывистой промывке по части длины ствола скважины (б)

Время подачи промывочной жидкости $t_{подачи}$ – это время действия полного забойного давления (гидростатического $P_{гс}$ и гидродинамического $P_{гд}$), а время паузы $t_{паузы}$ – это время действия только гидростатического давления. Время паузы и время подачи составляют рабочий цикл T ППН. Поэтому отсутствие во время паузы гидродинамического воздействия на низкопористый коллектор также будет способствовать меньшей его кольматации.

Третье преимущество подробно обосновано в [2] и заключается в том, что размер зоны кольматации при местной обратной промывке будет меньше, чем при прямой полной промывке за счет уменьшения не только гидродинамической составляющей полного забойного давления, но и гидростатической, поскольку обратная внутрискважинная промывка может реализовываться и при снижении высоты столба жидкости в скважине.

Однако до последнего времени в проблеме снижения репрессии на пласт за счет уменьшения гидростатического давления оставались не решенными следующие вопросы:

- не была аргументирована сама возможность снижения уровня жидкости в скважине при бурении на газ;
- не установлена высота столба жидкости, при которой гидростатического давления будет достаточно для преодоления гидравлических сопротивлений при заполнении вытеснительной камеры на активной части рабочего цикла ППН.

Целью настоящей статьи является решение вышеназванных вопросов.

Понизить уровень жидкости в скважине, буримой на газ, возможно, поскольку к моменту вскрытия и прорезки газоносного горизонта скважина на всю глубину должна быть обсажена обсадными трубами [3]. Поэтому понижение уровня жидкости в скважине не будет приводить к обрушению ее стенок. Однако следует помнить, что значение пластового давления газа вскрываемых горизонтов в Донбассе, как правило, меньше гидростатического давления в скважине [3]. Поэтому понижение уровня жидкости в скважине должно обеспечивать соизмеримость значения пластового давления газа с гидростатическим давлением в скважине с целью предотвращения его выброса. Для этого скважина обязательно должна быть оборудована устьевым противовыбросовым оборудованием.

На рис. 3 приведена зависимость гидравлических потерь давления от подачи промывочной жидкости (воды) при обратной внутрискважинной циркуляции. Из них следует, что в скважинах диаметром 76 мм и 93 мм (прорезка газоносного горизонта твердосплавной коронкой осуществляется именно этими диаметрами

[3]). При высоте столба жидкости 20 м подача промывочной жидкости составляет соответственно 28 и 54 л/мин.

Следовательно, высоты столба промывочной жидкости 20 м уже достаточно для заглубления технологического оборудования для создания прерывистой обратной промывки [7]. Расчеты выполнялись с использованием известной методики гидравлического расчета скважин, изложенной в [3]. Диаметры скважины принимались соответственно 59, 76, 93, 112, 132, 151 мм.

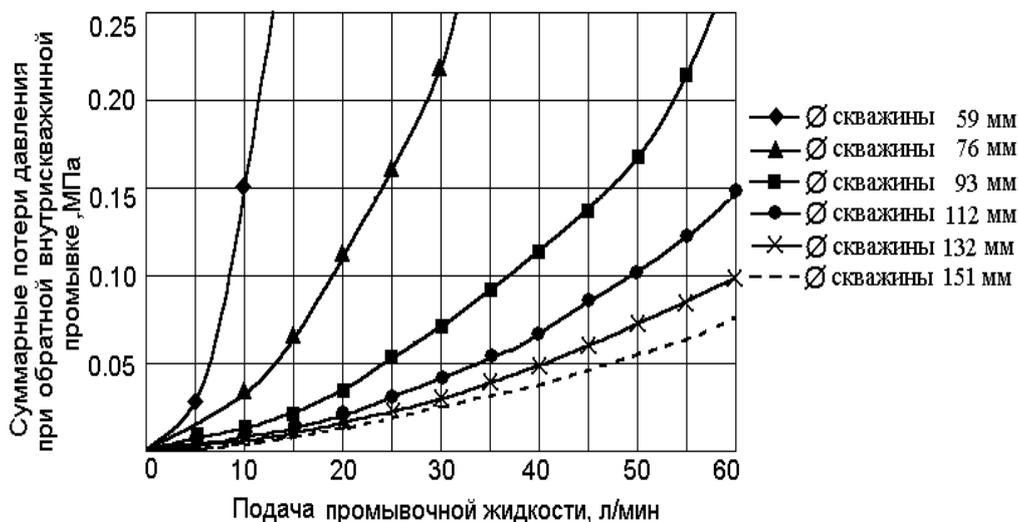


Рис. 3. Зависимость гидравлических потерь давления от подачи промывочной жидкости (воды) при обратной внутрискважинной циркуляции

Длины вытеснительной камеры, колонны бурильных труб на участке от вытеснительной камеры до колонковой трубы, колонковой трубы, столбика керна в колонковой трубе, внутренней шламовой трубы соответственно 1 м; 1 м; 4,5 м; 2,4 м; 1,5 м. Заглубление вытеснительной камеры под уровень жидкости принималось 14,5 м. Наружный диаметр ППН и колонковой трубы принимался в зависимости от диаметра бурения соответственно 57, 73, 89, 108, 127, 146 мм. Колонна бурильных труб – СБТМ-50.

Таким образом, можно сделать вывод, что с учетом достаточного объема теоретических исследований обратная прерывистая промывка скважины с помощью ППН может быть перспек-

тивна при вскритті и пересеченні низкопористих колекторів с целью сохраненію их естественних фільтраціонних свойств.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Лукинов В.В. Прогнозная оценка глубин максимальной газоносности песчаников / В.В. Лукинов, Н.В. Жикаляк // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. Дніпропетровськ, ИГТМ НАН Украины, 2005. – Вып. 53. – С. 13 – 20.
2. Кожевников А.А. Выбор способа промывки для вскриття низкопористых песчаников при бурении на газ–метан / А.А. Кожевников, Н.Т. Филимоненко, Н.В. Жикаляк // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. Дніпропетровськ, ИГТМ НАН Украины, 2010. – Вып. 88 С. 203 – 208.
3. Крамаренко О.А. Техніка та технологія буріння геологорозвідувальних свердловин на газ – метан на вугільних родовищах Донбасу / О.А. Крамаренко, О.А. Захаров, А.О. Кожевников, О.А. Лексиков, В.П. Донцов – Донецьк: Норд-Прес, 2008. – 258 с.
4. Кожевников А.А. Импульсная промывка скважин / А.А. Кожевников, Н.Т.Филимоненко, Н.В. Жикаляк Донецк: Изд-во «Ноулидж» (Донецкое отделение), 2010. – 275 с.
5. Кожевников А.А. Способы импульсной промывки скважин / А.А. Кожевников, Н.Т. Филимоненко // Науковий вісник Национального гірничого університету. – Дніпропетровськ:, НГУ, 2010. вип.: 6 (116) С. 28 – 32.
6. Кожевников А. А. Исследование амплитудно-частотной характеристики импульсной промывки скважин / А. А. Кожевников, Н. Т. Филимоненко // Науковий вісник Национального гірничого університету. – Дніпропетровськ:, НГУ, 2010. вип.:7 – 8 (117 – 118) С. 62 – 68.
7. Филимоненко Н.Т. Методическое пособие по расчету параметров рабочего цикла пульсационного насоса и технологии бурения с его применением / Н.Т. Филимоненко – Донецк: Изд-во «Вебер» (Донецкое отделение), 2009. – 70 с.