

УДК 622.243.14

О возможности применения импульсной технологии при вскрытии низкопористых коллекторов

Филимоненко Н. Т.¹, Жикаляк Н. В.²

¹ Донецкий национальный технический университет, Донецк, Украина

² Государственное региональное геологическое предприятие «Донецкгеология», Артемовск, Украина

Аннотация

В статье приводится обоснование возможности применения импульсной технологии бурения скважин при вскрытии газоносных песчаников карбона, входящих в состав угленосных формаций Украины, на основе конкретной аргументации положительных качеств такой технологии, дающих возможность улучшения коллекторских свойств мелкопористых коллекторов при их прорезке. Статья может быть интересна для специалистов, занимающихся бурением скважин на газ.

Максимальное удовлетворение минерально-сырьевой и энергетической потребности Украины невозможно без расширения запасов собственных энергетических ресурсов. Угольные пласты и газоносные песчаники карбона, входящие в состав угленосных формаций Украины, содержат значительные запасы газа-метана, сопоставимые с разведанным и перспективным отечественным нефтегазовым потенциалом. Этот энергетический резерв страны способен частично восполнить неизбежный в условиях глобального экономического кризиса дефицит энергоносителей.

В то же время освоение ресурсов газа в низкопористых, слабопроницаемых коллекторах угленосных формаций Украины невозможно без решения широкого спектра геологических, технических и технологических проблем как теоретического, так и прикладного характера. К ним, прежде всего, относится изучение геологических факторов и разработка критериев и методов по выделению наиболее благоприятных для добычи участков, определению оценочных параметров коллекторов по их петрофизическим и гидродинамическим характеристикам, установлению типа и границ распространения флюидов и геолого-экономической оценке перспективных объектов. Кроме того, в процессе поисково-разведочного бурения на газ угольных месторождений приоритетное место должно принадлежать исследованиям физико-химических процессов, которые проявляются в околоскважинной зоне во время вскрытия низкопористых газоносных пластов, а также разработке методов по повышению продуктивности газовой дренажных и эксплуатационных скважин и оптимизации дальнейшего освоения газовых залежей.

В прошлые годы, в связи с низкими значениями проницаемости и емкости, песчаники Донецкого бассейна, как породы-коллекторы, серьезно не рассматривались. Результаты расчетов зависимости изменения коллекторских свойств песчаников и давления газа в них от современной глубины залегания на площади Юго-западного Донбасса, выполненных в институте геотехнической механики НАН Украины, позволили прогнозировать глубину максимальной потенциальной газонасыщенности, глубину отсутствия газонасыщенности и максимальную потенциальную газонасыщенность песчаников угленосного карбона [1]. Это дало возможность геологическим предприятиям Донбасса (ГРГП «Донецкгеология», «ВостокГРГП» и ПО «Укруглегеология») уже на стадии геологической разведки выделять перспективные интервалы залегания наиболее газонасыщенных песчаников, оценивать газовый потенциал конкретных участков на больших глубинах и прогнозировать возможную газонасыщенность песчаников Донецкого бассейна для организации работ по их дегазации и промышленной добыче газа метана.

Однако в местах промышленной разработки газа-метана угольных месторождений в процессе вскрытия продуктивных горизонтов будет происходить смена фильтрационных свойств газоносных пластов в околоскважинной зоне под влиянием геотехнических факторов, которые зависят от следующих процессов:

- физико-химических свойств промывочной жидкости и времени ее контакта с газоносными породами;
- противодействия на пласт, которое создается промывочной жидкостью в процессе его вскрытия;
- взаимодействия фильтрата раствора с порово-трещинным пространством угольных пластов и газоносных песчаников и горным массивом в целом;
- изменения газо-гидродинамических свойств метана в околоскважинной зоне под влиянием охлаждения газоносных пластов при бурении и при взаимодействии фильтрата с пластом.

Радиальная фильтрация обуславливает образование глинистой корки, зоны кольматации или внутренней корки и зоны проникновения фильтрата. Данный процесс наблюдается как при статическом, так и при динамическом режимах. При интенсивном заполнении порово-трещинного пространства сторонним веществом сложного физико-химического строения происходит неконтролируемая смена газопроницаемости, что в конечном итоге приводит к существенному уменьшению газоотдачи низкопористого коллектора. Поэтому состояние призабойной зоны метановых эксплуатационных скважин имеет определяющее влияние (значение) на продуктивность вскрытых газоносных коллекторов Донецкого бассейна.

Таким образом, сохранение и улучшение естественных свойств низкопористых газоносных пластов Донецкого бассейна является самой важной технологической проблемой в процессе бурения, испытания и обустройства поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на газ-метан угольных месторождений. Сейчас ведущими научными центрами Украины (Национальным горным университетом, Ивано-Франковским национальным техническим университетом нефти и газа, УкрГГРИ, Донецким национальным техническим университетом и другими) отработаны различные подходы к решению этой проблемы, однако ее специфика заключается в том, что технология вскрытия продуктивных пластов, перспективная и эффективная в конкретных геологических условиях, как правило, не адаптируется в полной мере к другим условиям из-за различий в составе и состоянии пород, свойствах флюидов, термобарических и гидродинамических параметрах пластовых систем.

Традиционно при бурении на газ-метан в Донбассе до сих пор реализуется прямая система промывки с выходом промывочной жидкости на поверхность. При этом отмечено ухудшение коллекторских свойств низкопористых (в среднем 8–10 %) газоносных песчаников после их вскрытия [2]. Известно, что буровой раствор, циркулирующий в скважине при прорезке газоносного горизонта, это – суспензия (механическая смесь несжимаемой жидкости и твердой фазы), частицы которой имеют фракции от тысячных долей миллиметра до нескольких миллиметров и плотность, отличающуюся от плотности жидкости. Газовмещающие породы представляют собой мелкопористые коллекторы, которые склонны к кольматации твердой фазой и фильтратом бурового раствора.

Значение пластового давления газа вскрываемых горизонтов в Донбассе, как правило, меньше или соизмеримо с гидростатическим давлением в скважине [2]. Поэтому фильтрат бурового раствора оттесняет газ от стенок скважины. Расстояние оттеснения может быть довольно значительным и превышать радиус действия геофизических приборов. Кроме того, за счет образования толстой фильтрационной корки на стенках, диаметр скважины становится меньше номинального по всему разрезу, в том числе и напротив вскрытых, но оказавшихся непроницаемыми песчаников.

Нарушение эксплуатационных качеств угольных пластов и газоносных песчаников происходит также из-за попадания цементного раствора или фильтрата в процессе крепления дегазационных скважин обсадными трубами, но эти осложнения и повреждения могут быть устранены дополнительными технологическими мерами по вызову и интенсификации притока газа из скважины (гидрорасчленением или гидроразрывом). Главное не допускать, или хотя бы минимизировать, проникновение в порово-трещинное пространство пород бурового фильтрата и дисперсной фазы в процессе бурения скважин и вскрытия низкопористых газоносных горизонтов.

Впервые низкопористые коллекторы, связанные с плотными песчаниками и угольными пластами, интенсивно начали осваиваться в 1970–1980-е годы в США в залежах центрально-бассейного типа (Грин-Ривер, Сан-Хуан, Денвер и других). В подобном к Донбассу Аппалачинском каменноугольном бассейне при бурении скважин на газ-метан на глубинах до

800 м в качестве носителя жидкости широко использовался сжатый воздух. При этом типичная компрессорная установка включала в себя первичный компрессор, буровой насос, дополнительный и вспомогательный компрессоры. Конкретная мощность компрессорной установки зависела не от скорости бурения, а от необходимой скорости очистки забоя от шлама во время бурения скважин и вскрытия газоносных пластов.

Довольно часто особенности геологического разреза и физико-механические свойства горных пород не позволяют буровому раствору реализовать все функции одновременно, но транспортирующая функция должна обязательно выполняться. Под ней понимается очистка забоя скважины от твердой фазы и вынос ее на дневную поверхность, где она отделяется от жидкости в желобной системе, отстойниках или гидроциклонах.

Однако в условиях интенсивно освоенного до глубин 1000 м и более Донецкого бассейна для возможности реализации транспортирующей функции промывочной жидкости должно обеспечиваться условие (1), поскольку только положительная разность скорости восходящего потока и скорости витания частицы в спокойной жидкости дает возможность частице выноситься восходящим потоком.

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

где v_n – скорость восходящего потока; v_g – скорость витания частицы в спокойной жидкости (скорость восходящего потока, при которой скорость выноса частицы равна нулю; если скорость потока равна нулю, то скорость витания частицы соответствует скорости ее оседания 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 насоса по стандартной методике, обеспечивающей транспортирующую функцию промывочной жидкости при прорезке газоносного горизонта твердосплавной коронкой диаметром 76 и 93 мм, подача составляет 180–200 л/мин [2]. 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 жидкости, а, следовательно, значительному гидродинамическому воздействию при прорезке газоносного песчаника с вероятной его кольматацией. Следовательно, уменьшение гидродинамического воздействия бурового раствора на вскрытый газоносный песчаник является одним из условий улучшения коллекторских свойств мелкопористых коллекторов. Традиционная стационарная технология бурения, реализующая прямую систему промывки с выходом промывочной жидкости на поверхность, не может обеспечить это условие, поскольку с уменьшением подачи очистного агента ухудшается транспортирующая функция промывочной жидкости. Таким образом, можно сделать вывод о необходимости разработки таких технологий бурения скважин, при которых проникновение фильтрата бурового раствора в пласт и кольматация пористого пространства продуктивных горизонтов была бы минимальной.

В Донецком Национальном техническом университете разработана импульсная технология [3] бурения, реализующая пульсирующий внутрискважинный способ промывки путем периодического вытеснения жидкости из погружной вытеснительной камеры 4 пульсационного насоса через нагнетательный клапан 5 на забой скважины 8 сжатым воздухом, подающимся в нее по колонне бурильных труб 1 (рис. 1). Расстояние между верхней 2 и нижней 7 перегородками соответствует длине вытеснительной камеры пульсационного насоса. После завершения вытеснения вытеснительная камера 4 заполняется через всасывающий клапан 6 за счет гидростатического давления столба жидкости. При этом циркуляция жидкости в кольцевом пространстве под вытеснительной камерой отсутствует. Следовательно, подача пульсационного насоса носит явно выраженный пульсирующий характер. Буровой шлам собирается в наружную шламовую трубу 9, установленную над колонковой трубой 10.

Следует отметить большой вклад Кожевникова А. А., Гошовского С. В., Мартыненко И. И [4] в обобщение и систематизацию имеющихся исследований по импульсным технологиям бурения геологоразведочных скважин.

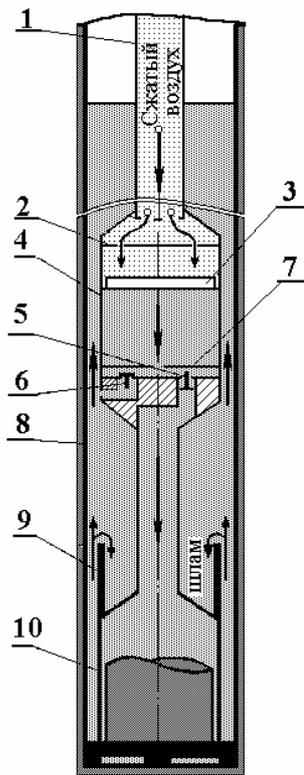


Рис. 1. Схема создания внутри-скважинной пульсирующей промывки
 1 – бурильные трубы; 2 – верхняя перегородка; 3 – поплавковый клапан; 4 – вытеснительная камера; 5 – нагнетательный клапан; 6 – всасывающий клапан; 7 – нижняя перегородка; 8 – скважина; 9 – шламовая труба; 10 – колонковая труба.

Рабочий цикл пневматического пульсационного насоса с поверхностным воздухораспределителем состоит из следующих этапов (рис. 2):

1. Заполнение нагнетательной линии сжатым воздухом до момента начала вытеснения промывочной жидкости (продолжительность этапа – $t_{зк}$).

2. Вытеснение промывочной жидкости сжатым воздухом из вытеснительной камеры (продолжительность этапа – $t_в$).

3. Движение промывочной жидкости по инерции (продолжительность этапа – $t_и$), которое начинается после окончания этапа вытеснения.

4. Выхлоп сжатого воздуха из нагнетательной линии (продолжительность этапа – $t_{вв}$).

5. Заполнение вытеснительной камеры за счет гидростатического давления столба жидкости (продолжительность этапа – $t_{зан}$).

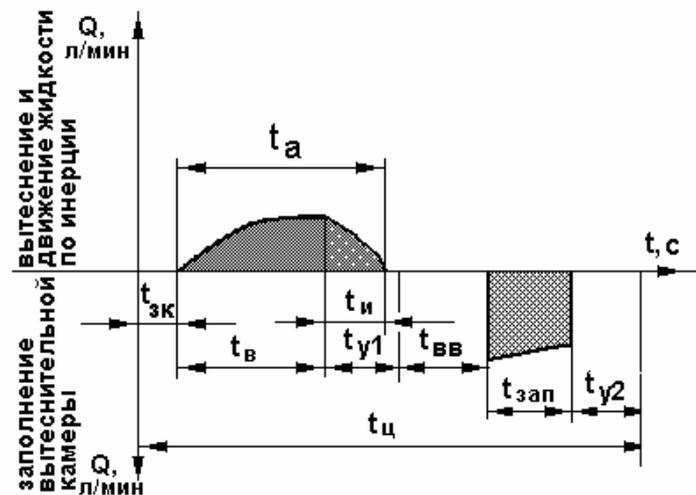
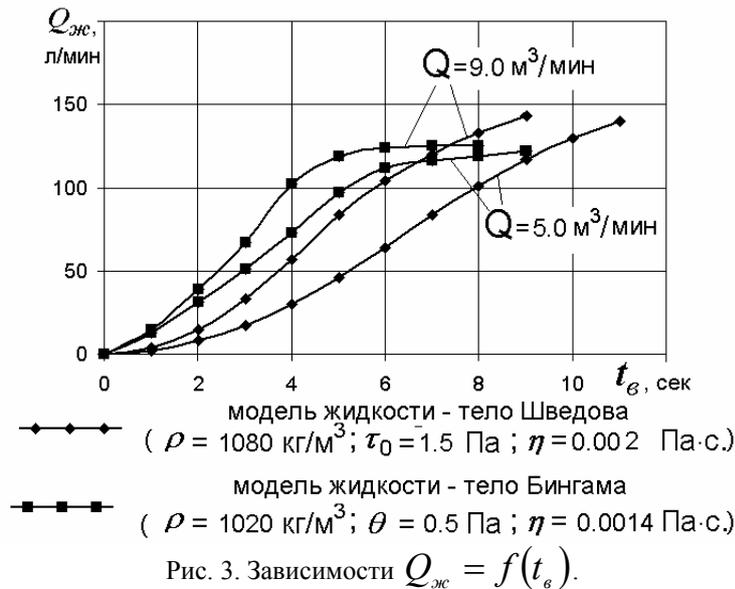


Рис. 2. Рабочий цикл пульсационного насоса

Кроме вышеназванных этапов в рабочем цикле присутствуют промежутки времени пробега упругих волн сжатого воздуха по нагнетательной линии t_{y1} и t_{y2} .

Суммарное время вытеснения $t_в$ и движения жидкости по инерции $t_и$ составляет активную часть рабочего цикла t_a (в этот промежуток времени осуществляется подача промывочной жидкости, а, следовательно, промывка скважины). Остальные этапы рабочего цикла составляют его пассивную часть. В период пассивной части промывка отсутствует.

На рис. 3 приведены зависимости подачи промывочной жидкости по времени этапа вытеснения рабочего цикла $Q_{ж} = f(t_в)$, рассчитанные по методике [5] применительно к различным типам неньютоновской промывочной жидкости (модели жидкости – тело Шведова и тело Бингама) при следующих параметрах расчетной схемы (рис. 4): $H_{скв} = 500$ м; $H_{ж} = 300$ м; $H_{уст} = 215$ м; $H = 15$ м; $l_1 = 2$ м; $l_2 = 278,5$ м; $l_3 = 4,5$ м; $l_4 = 0,02$ м; $l_{ин} = 1,5$ м. Расход сжатого воздуха Q , подаваемого компрессором, изменялся от 3 до 5 м³/мин. Давление сжатого воздуха 0,5 МПа. Диаметр скважины 93 мм. Внутренний диаметр вытеснительной камеры пульсационного насоса 79 мм.



Из зависимостей $Q_{жс} = f(t_g)$ видно, что подача пульсационного насоса на этапе вытеснения активной части рабочего цикла зависит от параметров рабочего агента, типа промывочной жидкости, при этом зависимость изменения подачи во времени аппроксимируется к полиномиальному виду, график которой на начальном участке этапа вытеснения рабочего цикла вогнутый. Очевидно, что при таком характере зависимости $Q_{жс} = f(t_g)$ гидродинамическое воздействие бурового раствора на вскрытый мелкопористый коллектор будет значительно меньше, чем при постоянной подаче промывочной жидкости, поскольку подача на активной части рабочего цикла пульсационного насоса нарастает плавно (*первое условие*).

Другим условием, обеспечивающим улучшение коллекторских свойств мелкопористого коллектора, является уменьшение вероятности его коагуляции твердой фазой бурового раствора

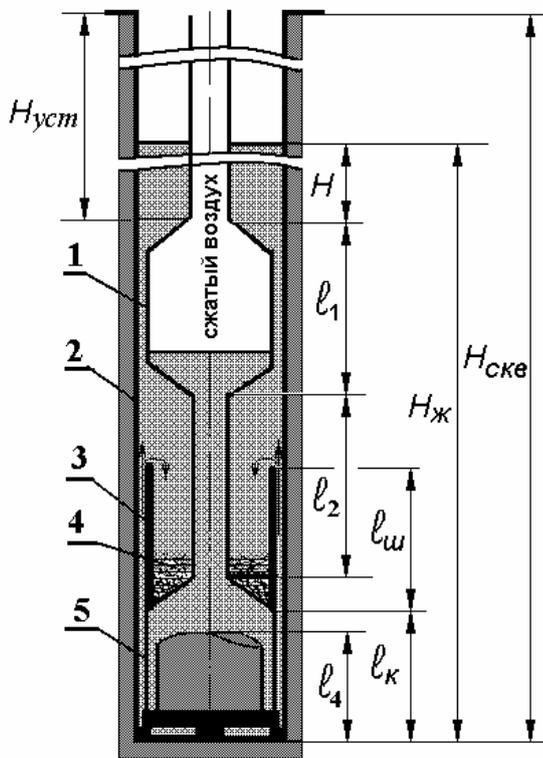


Рис. 4. Расчетная схема

1 – вытеснительная камера; 2 – скважина; 3 – шламовая труба; 4 – шлам; 5 – колонковая труба.

за счет снижения ее концентрации в восходящем взвесенесущем потоке при промывке скважины. Это условие не способна обеспечить традиционная стационарная технология бурения с выходом промывочной жидкости на поверхность, так как в этом случае очистка жидкости от шлама осуществляется вне скважины. Поэтому восходящий поток должен максимально сконцентрировать шлам, чтобы вынести его на дневную поверхность.

Импульсная технология бурения, реализующая пульсирующий внутрискважинный способ промывки позволяет улучшить внутрискважинную очистку бурового раствора от шлама. Такая возможность обусловлена тем, что установлен критерий (граничный эквивалентный диаметр частицы $\delta_{гв}$), разделяющий по размеру шлам, находящийся в призабойной зоне скважины, на седиментирующую и выносимую части и найдена его функциональная связь с параметрами гидравлического контура скважины (S_1 (площадь концентричного сечения в пространстве между стенками скважины и колонковой l_k и шламовой $l_{ш}$ трубой), S_2 (площадь концентричного сечения в пространстве между стенками скважины и бурильными трубами)),

рабочего цикла пульсационного насоса (t_u, t_a) и промывочной жидкости ($\rho_{ж}^6$) в сечениях гидравлического контура скважины [6]. В настоящей статье приводится формула (2) для расчета граничного эквивалентного диаметра $\delta_{э}$ вязкой жидкости. Получены формулы для расчета $\delta_{э}$ применительно к неньютоновской жидкости [7].

$$\delta_{э} = \frac{3c_0 \rho_{ж}^6}{4g} \frac{\left[\frac{S_1(l_3 + l_k)}{S_2 t_u - S_1 t_a} \right]^2}{(\rho_n - \rho_{ж}^6)}, \quad (2)$$

где c_0 – коэффициент сопротивления при обтекании частицы, который можно определить из зависимости его от числа Рейнольдса Re ($c_0=f(Re)$).

Управляя этими параметрами, можно увеличивать седиментирующую часть твердой фазы, собираемую в наружную шламовую трубу, а, следовательно, улучшить внутрискважинную очистку промывочной жидкости.

Третьим условием улучшения коллекторских свойств вскрываемого газоносного песчаника является снижение гидростатического давления столба жидкости. Пульсирующий внутрискважинный способ промывки позволяет это сделать, поскольку он может быть реализован при небольшой высоте столба жидкости в скважине. Понизить высоту столба жидкости в скважине, буримой на газ возможно, так как при прорезке газоносного горизонта скважина практически на всю глубину обсажена обсадными трубами.

Таким образом, пульсирующая промывка с учетом достаточного объема теоретических и экспериментальных исследований и положительных результатов испытаний может быть перспективна при вскрытии мелкопористых коллекторов. Продуктивность метановых эксплуатационных скважин в случае качественного вскрытия и обустройства газоносных горизонтов угольных месторождений с учетом применения описанной технологии увеличится в 3–5 раз, а скважинная добыча метана на глубинах менее 1000 м будет рентабельной даже в масштабе цен на российский природный газ по уровню 2008 года.

Библиографический список

1. Лукинов В.В., Жикаляк Н.В. Прогнозная оценка глубин максимальной газоносности песчаников // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2005. – Вып. 53. – С.13-20.
2. 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.
3. Филимоненко Н.Т. Экспериментальная проверка основных результатов развития теории внутрискважинной пульсирующей промывки и перемещения шлама в вертикальном пульсирующем потоке / Н. Т. Филимоненко // Наукові праці Донецького державного технічного університету. Серія: гірничо - геологічна. – Донецьк., ДонНТУ, 2006. вип.111, том 2 С. 60-65. - библиогр.:с 65.
4. Кожевников А.А. Импульсные технологии бурения геологоразведочных скважин / А. А. Кожевников, С. В. Гошовский, И. И. Мартыненко. К.: УкрГГИ, 2003. 208 с.
5. Филимоненко Н.Т. К вопросу прогнозирования интенсивности призабойной пульсирующей промывки применительно к неньютоновской жидкости / Н. Т. Филимоненко, П. Л. Комарь // Совершенствование техники и технологии бурения разведочных скважин на твердые полезные ископаемые. - Свердловск: СГИ, 1993. -вып. № 16 - С. 40-49. – библиогр.:с. 49.
6. Филимоненко Н. Т. Закономерности распределения фракций шлама в пульсирующем восходящем потоке/ Н. Т. Филимоненко // Наукові праці Донецького державного технічного університету. Серія: гірничо - геологічна. – Донецьк., ДонНТУ, 2006. вип.105 С. 123-138. - библиогр.:с 137-138.
7. Филимоненко Н.Т. Движение шлама в пульсирующем взвесенесущем потоке, циркулирующем в призабойной зоне скважины / Н. Т. Филимоненко, А. А. Каракозов // Наукові праці Донецького державного технічного університету. Серія: гірничо - геологічна. – Донецьк., ДонНТУ, 2007. вип.:6(125) С. 125-130. - библиогр.:с 65

© Филимоненко Н. Т., Жикаляк Н. В., 2009 г.