

**ОЦЕНКА ПРИТОКА ГАЗА В СКВАЖИНУ
ПРИ НАЛИЧИИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ЗАБОЕ**
ASSESSMENT OF INFLOW OF GAS TO THE WELL IN THE PRESENCE
OF THE SANDY STOPPER ON THE FACE

А. И. Насырова, А. А. Хайруллин

A. I. Nasyrova, A. A. Khairullin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: песчаная пробка; добыча газа; капитальный ремонт; забой скважины;
интервал перфорации*

Key words: sandy stopper; gas production; capital repairs; well face; perforation interval

В процессе эксплуатации скважины в зависимости от устойчивости коллектора, депрессии на пласт, конструкции скважины, ее дебита и распределения дебита по интервалу вскрытия пласта, содержания жидкости в потоке может образовываться песчаная пробка [1, 2], отрицательно влияющая на технологический режим работы

скважины, следовательно, необходимо учесть факторы, которые могли бы исключить возможность образования песчаной пробки. Количественное влияние песчаной пробки соизмеримо с влиянием несовершенства скважины на ее дебит и связано кроме высоты пробки с ее проницаемостью.

При обработке результатов промысловых исследований газовых скважин на стационарных режимах фильтрации, представленных в виде индикаторных диаграмм, используется двухчленный закон сопротивления, описывающий характер притока газа.

Данный закон является общим, он справедлив для жидкости и газа во всем диапазоне изменения числа Рейнольдса (при работе пласта в режиме растворенного газа или газовом режиме).

Уравнение притока газа при нелинейном двухчленном законе фильтрации газа к скважине имеет вид

$$p_{nl}^2 - p_z^2 = aQ + bQ^2, \quad (1)$$

где p_{nl} — пластовое давление, кгс/см²; p_z — забойное давление, кгс/см²; Q — дебит газа, м³/сут; a , b — коэффициенты уравнения притока, зависящие от несовершенства скважины, геометрических характеристик зоны дренирования, параметров продуктивного пласта и свойств газа, кгс²·сут/м⁷ и кгс²·сут²/м¹⁰.

В результате фильтрационные коэффициенты a , b можно определить следующим образом [3]:

$$a = \frac{116\mu z T_{nl}}{\pi k h p_{am} T_{cm}} \ln \frac{R_k}{R_c}, \quad (2)$$

$$b = \frac{p_{cm} z p_{am} T_{nl}}{2\pi^2 l h^2 T_{cm}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (3)$$

где $p_{am} z$ — атмосферное давление, кгс/см²; k — коэффициент проницаемости пласта, Д; z — коэффициент сжимаемости, д. ед.; R_k — радиус контура питания, м; R_c — радиус скважины, м; μ — коэффициент динамической вязкости газа, сПз (мПа·с); h — толщина пласта, м; l — коэффициент макрошероховатости.

Следует отметить, что промысловый контроль эксплуатации скважины позволяет определить коэффициенты фильтрационного сопротивления в определенный момент времени, характеризующий условия фильтрации, искаженные дополнительным сопротивлением от песчаной пробки на забое.

Постоянный поиск новых решений в области разработки и контроля эксплуатации скважин привел к тому, что условия оптимальной работы скважин формируются не частотой и количеством промысловых исследований, а качеством и плотностью аналитического контроля на математической базе.

Таким образом, контроль эксплуатации газовых скважин с песчаной пробкой на забое сводится к контролю величины этой пробки и зависимости от нее конечной продуктивности.

Данная задача может быть реализована путем оценки точечного притока газа к интервалу перфорации.

Предположим, что ствол скважины имеет n перфорационных отверстий, причем каждое i -е отверстие работает с дебитом m_i [4]. Высота пробки находится на уровне j -го отверстия (рис. 1).

Таким образом, получаем ствол скважины, разделенный на две части:

- первая часть заполнена песком, включает в себя отверстия $(1...j-1)$;
- вторая часть свободна от песка, включает в себя отверстия $(j...n)$.

Дополнительно требуется рассмотрение движения потока газа как в интервале перфорационных отверстий, так и между ними с изменением фильтрующей массы по интервалу притока газа. В итоге необходимо сформировать математическую модель, в основе которой лежит решение задачи с учетом течения газа в вышеуказанных четырех зонах [5]. Решение полученной модели позволит не только оценить работу скважин, но и сделать экспресс-прогноз по влиянию величины песчаной пробки на продуктивность исследуемой скважины. Суть предлагаемого метода заключается в определении величины песчаной пробки согласно приведенному ниже алгоритму.

Блок-схема алгоритма, лежащего в основе разработанного аналитического метода по математическому описанию работы скважины в условиях образования песчаной пробки на забое, представлена на рисунке 2.

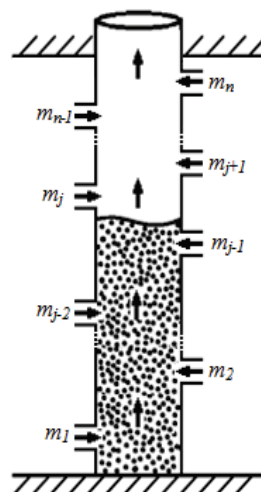


Рис. 1. Схема движения флюида, в стволе, частично заполненном песком

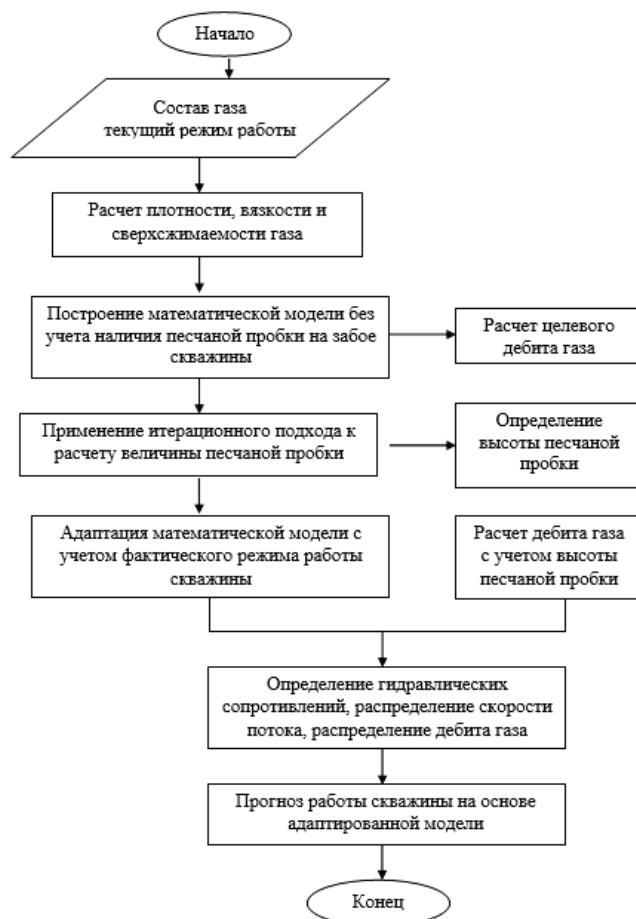


Рис. 2. Блок-схема метода по математическому описанию работы скважины в условиях образования песчаной пробки на забое

Оценка эффективности разработанного алгоритма будет проверена путем сопоставления расчетных и фактических результатов, полученных на основе промысловых исследований.

Рассмотрим работу нескольких скважин одного из месторождений Западной Сибири. Данное месторождение находится на поздней стадии разработки, что обусловлено снижением уровня добычи газа.

Согласно геофизическим исследованиям, работа рассматриваемых скважин осложнена наличием песка на забое, из-за чего снижается их производительность.

На рисунке 3 представлена зависимость дебита газа от величины заполнения интервала перфорации песчаной пробкой.

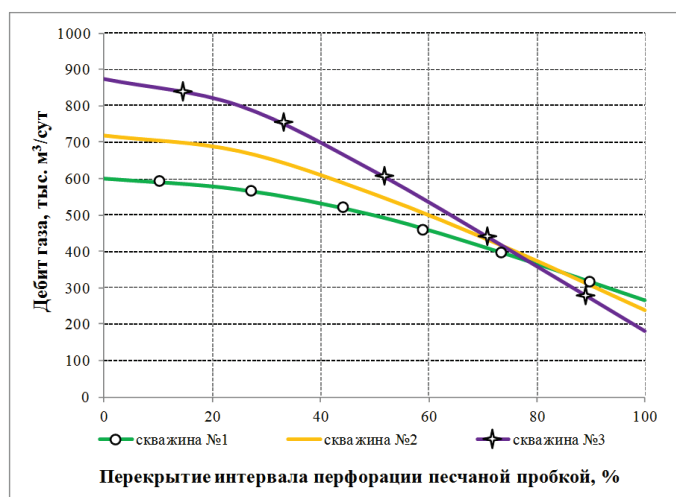


Рис. 3. Зависимость дебита газа от различной высоты песчаной пробки

На рисунке 4 показан профиль точечного притока газа в интервале перфорации с учетом различной степени заполнения его песком, по которому можно оценить характер влияния песчаной пробки на рабочий интервал пласта.

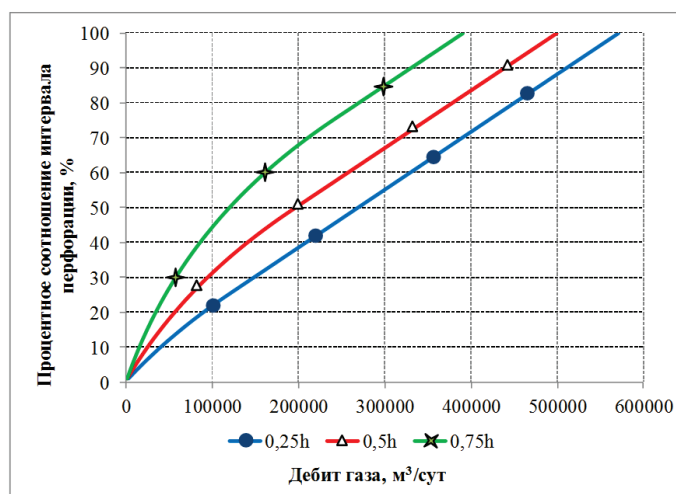


Рис. 4. Профиль притока газа в интервале перфорации при различной высоте песчаной пробки

В результате такой оценки потери добычи газа по данным скважинам от полного перекрытия интервала перфорации песчаной пробкой составляют более 65 %.

Результаты расчета математической модели по всем трем случаям были сопоставлены с фактическими данными (рис. 5). Среднее отклонение точности расчета от фактических показателей составляет не более 5 %.

Необходимо отметить, что точность расчета существенно зависит от величины эквивалентной проницаемости, которая задается по исследуемому участку. Разные источники могут приводить результаты существенного отклонения (ГИС, ГДИС и др.), но накопление статистики и выполнение корреляции результатов на их базе может привести к дальнейшему выводу коэффициента отклонения (соотношения), который может быть применен для контроля выполняемых исследований на данных скважинах и на месторождении в целом.

Проработка дополнительного инструмента контроля добывающих скважин с целью предупреждения негативных последствий и эффективного планирования базовых показателей добычи и ремонтных работ актуальна на протяжении уже многих лет.

Таким образом, путем точечной оценки притока газа можно оперативно оценить условия работы скважины и определить рекомендации по ее дальнейшей эксплуатации, а при возникновении необходимости определить скважину на механическую очистку забоя от песка с целью оптимизации условий притока газа к скважине.

Известно, что продуктивность скважины определяется по обработке индикаторных диаграмм по уравнению (1). До начала формирования песчаной пробки коэффициенты a (2) и b (3) можно найти по индикаторным кривым. Данные коэффициенты соответствуют максимальным значениям (см. рис. 3). В процессе эксплуатации скважины образуется песчаная пробка и постепенно перекрываются перфорационные отверстия, а следовательно, возникает дополнительное фильтрационное сопротивление (см. рис. 3). Как видно из данного рисунка, зависимости близки к квадратичным параболам с ветвями, направленными вниз, поэтому предлагается использовать зависимость дебита газа скважины от величины перекрытия интервала перфорации песчаной пробкой в виде следующей формулы:

$$Q_i = Q_0 + \alpha \underline{h}_i^2, \quad (4)$$

где \underline{h}_i — относительная высота песчаной пробки; Q_0 — начальное значение дебита скважины; Q_i — текущий дебит; α — коэффициент.

При полном перекрытии интервала перфорации песчаной пробкой, то есть при $\underline{h}_i = 1$ имеем Q_1 — конечное значение дебита.

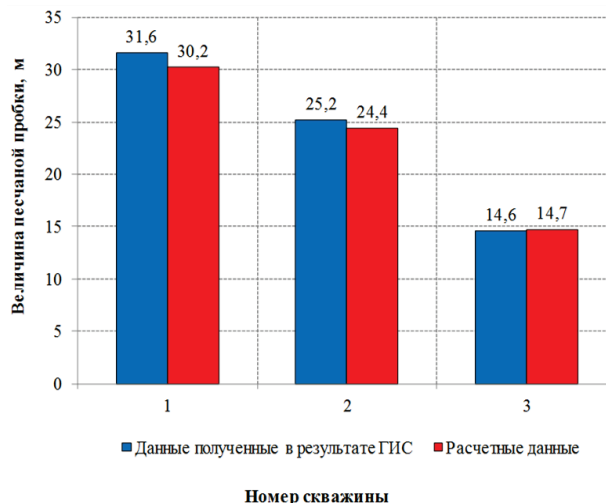


Рис. 5. Сопоставление расчетно-фактических значений величины песчаной пробки

Отсюда находим α

$$Q_1 = Q_0 - \alpha \text{ или } \alpha = Q_0 - Q_1. \quad (5)$$

Подставив формулу (5) в (4), получим зависимость дебита от относительной высоты \underline{h} в виде

$$Q(\underline{h}) = Q_0 - (Q_0 - Q_1)\underline{h}^2. \quad (6)$$

Из рисунка 3 видно, что чем выше начальный дебит, тем круче кривая $Q(h)$, значение второй производной больше — $2 \cdot (Q_0 - Q_1)$. При значении $\underline{h}_i \approx 0,75$ и $Q(0,75) \approx 370$ тыс. м³ происходит инверсия, то есть дебиты представленных скважин примерно равны, а в дальнейшем дебиты меняются местами.

Таким образом, предпочтительным является использование скважин до достижения значения $\underline{h}_i \approx 0,75$ или $Q \approx 370$ тыс. м³ для данного объекта. Для оценки времени определения скважины на механическую очистку забоя от песка необходимы дополнительные данные зависимостей $\underline{h} = \underline{h}(t)$. Заметим, что другие объекты и другие скважины будут иметь свои точки инверсии. Расчетные данные (см. рис. 5), показывают согласие модели с промысловыми данными.

Список литературы

1. Мамчистова А. И., Варламов В. А. Анализ причин образования песчаных пробок на забоях газовых скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2012. — № 2. — С. 70–74.
2. Петелина Е. А., Мамчистова А. И. Определение оптимального режима работы скважины при образовании песчаной пробки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2013. — № 1 — С. 75–79.
3. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых скважин. — Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. — 384 с.
4. Сохошко С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. — 211 с.
5. Моделирование работы пологого ствола газовой скважины с песчаной пробкой на забое / С. К. Сохошко [и др.] // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междуна. науч.-практ. конф., посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. — Тюмень, 2013.

Сведения об авторах

Насырова Александра Ивановна, младший научный сотрудник, ООО «ТюменьНИИГазпрогаз» г. Тюмень, тел. 89220438666, e-mail: alexandra_nasyrova@mail.ru

Хайруллин Амир Атауллович, к. ф.-м. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89048760578, e-mail: khayrullin.azat@mail.ru

Information about the authors

Nasyrova A. I., Junior Researcher at ООО «TyumenNIIGiprgaz», phone: 89220438666, e-mail: alexandra_nasyrova@mail.ru

Khairullin A. A., Candidate of Physics and Mathematics at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89048760578, e-mail: khayrullin.azat@mail.ru

УДК 622.276.66

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРОРАЗРЫВА

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF USING BIOPOLYMERS FOR HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS

В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, П. В. Овчинников, Я. М. Курбанов, А. Ф. Семененко

V. P. Ovchinnikov, D. S. Gerasimov, P. V. Ovchinnikov, Ya. M. Kurbanov, A. F. Semenenko

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва

ЗапСибБурНИПИ, г. Тюмень

Ключевые слова: пластовая жидкость; гидроразрыв; биополимер; дисперсионная среда
Key words: reservoir fluid; hydraulic fracturing; biopolymer; dispersion medium