

**Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине,
эксплуатируемой с пенообразователем**

В. А. Огай*, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Аннотация. На сегодняшний день многие из крупнейших сеноманских газовых залежей Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся обводнением скважин и накоплением жидкости в стволе. Среди прочих технологий, позволяющих стабильно эксплуатировать такие скважины, применяется технология закачки жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой. Существуют трудности, связанные с прогнозированием потерь давления в лифтовой колонне, содержащей вспененную с помощью ПАВ жидкость. В данной работе приводится описание методики университета Талсы (США) для расчета перепада давления вспененного потока, а также анализируются результаты применения этой методики для расчета потерь давления в газовых скважинах одного из месторождений России на падающей добыче.

Ключевые слова: добыча природного газа; сеноманские газовые скважины; «самозадавливание» скважин; вспененный поток; пенообразующие поверхностно-активные вещества

**Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well
operated with a foaming agent**

**Vladislav A. Ogai*, Elizaveta A. Saburova, Vadim O. Dovbysh,
Anton Yu. Yushkov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Abstract. Many of the largest Cenomanian gas deposits in Western Siberia are in the final stage of development. There are the liquid loading in the well and gas production decrease. The choice of artificial lift technologies is due to both the technological features of the production process at a particular field, and the economic efficiency of their application. The technology of injection foaming surfactants into the well is widespread in the world, which is characterized by a relatively low level of capital investments and a high level of efficiency, including economic efficiency. There are difficulties associated with the prediction of the pressure gradient under foam flow in a production tubing. This article describes a method for calculating the pressure gradient under foam flow. The results of applying this method for calculating pressure gradient in gas wells of one of the Russian fields on the final stage of development.

Key words: natural gas production; Cenomanian gas wells; liquid loading; foam flow; foaming agent

Введение

Основные газовые месторождения Западной Сибири приурочены к апт-сеноманскому газоносному комплексу [1]. Сеноманский продуктивный комплекс содержит около двух третей запасов газа промышленных категорий по Западной Сибири; из сеноманских газовых залежей отбирается около 80 % природного газа, добываемого в России. Коллекторами для газа являются пески и алевролиты в различной степени глинистые. Залежи являются массивными, водоплавающими, залегают на сравнительно небольшой глубине до 1 300 м, характеризуются идентичностью геологического строения, что позволяет обобщить основные геолого-геофизические характеристики: газонасыщенная толщина может достигать 250 м, средняя пористость пород-коллекторов составляет 30–37 %, проницаемость варьируется от 0,001 до 7 мкм², газонасыщенность — от 47 до 93 %. Подконтактная водонасыщенная часть залежей, как на крыльях структур, так и по площади газоносности, сложена высокопроницаемыми песчано-алевролитовыми породами. Сеноманский газ на 98 % состоит из метана [2].

Уникальные месторождения сеноманского газа, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., находятся на завершающей стадии разработки. Сегодня эти месторождения выработаны в среднем более чем на 75 %, пластовое давление в зоне отбора уменьшилось почти на 90 % от начального и в некоторых местах достигает 1,0–1,5 МПа. Снижение давления в газонасыщенной части залежи приводит к активному внедрению пластовой воды. Так, например, на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) при отборе 80 % начальных запасов обводнилось 35–38 % от начального газонасыщенного объема [2]. Также существенное снижение пластового давления приводит к значительному увеличению удельного содержания растворенных паров воды в добываемом газе, что приводит к росту объемов выпадения конденсационной воды в лифтовой колонне [3].

Для большинства месторождений характерны осложняющие добычу газа следующие проблемы: среднесуточные дебиты скважин снизились в 4–5 раз по сравнению с начальными, что обуславливает скопление конденсационной жидкости на забое и в лифтовых колоннах; требуются постоянные продувки для очистки ствола и предотвращения остановки скважин. Такие скважины составляют более 20 % от общего фонда, с каждым годом их число увеличивается [4].

В качестве примера рассмотрим результаты химического анализа отобранных проб жидкости, который проводится с целью контроля над обводнением скважин Медвежьего НГКМ в 2010 и 2015 гг. [2, 5].

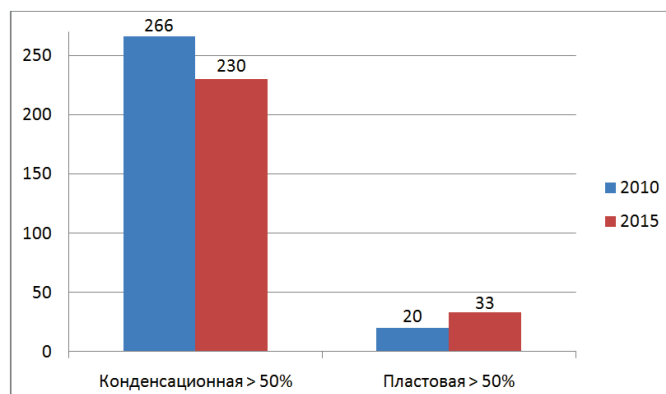


Рис. 1. Распределение скважин по характеру выносимой жидкости Медвежьего месторождения в 2010 и 2015 гг.

Из рисунка 1 видно, что в основном в продукции скважин преобладает конденсационная вода. Дополнительным подтверждением является тот факт, что в 2015 году содержание пластовой воды более 10 % было обнаружено только в 64 из 263 скважинах.

Также следует отметить, что одним из важных факторов, способствующих эксплуатации сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи в режиме «самозадавливания», является относительно большой диаметр лифтовых колонн, а именно 168 мм [6].

Для поддержания режима работы «самозадавливающихся» газовых скважин применяются различные геолого-технические мероприятия, такие как замена насосно-компрессорной трубы (НКТ) на меньший диаметр, применение плунжерного и концентрического лифтов и др. [7, 8].

В мировой практике и в нашей стране широкое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которая отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической [9, 10]. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов [11]. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.) [12].

При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, снижается плотность газожидкостной смеси, уменьшается коэффициент поверхностного натяжения между жидкостью и газом, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента в скапливающемся флюиде и автоматизацию технологического процесса. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключающие абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [13]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчаноглинистых пробок.

Так как технология эксплуатации сеноманских газовых скважин с пенообразователями получает все большее распространение, становится актуальным и вопрос учета перепада давления в стволе скважины, работающей с ПАВ. Корректный расчет перепада давления позволит точно прогнозировать забойное давление при заданном устьевом давлении для поддержания необходимого технологического режима эксплуатации скважины, а также может способствовать созданию VFP-таблиц (многопараметрических моделей (функций), описывающих многофазный вспененный поток при работе скважины с ПАВ) для гидродинамического моделирования разработки залежи с помощью симуляторов [14].

Объект и методы исследования

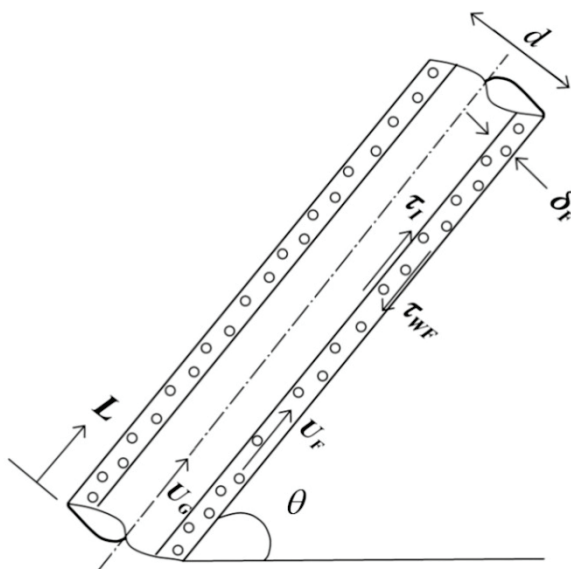
Разработанная в Университете Талсы (г. Талса, США) методика расчета перепада давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразовате-

лем, одной из первых была представлена в открытых литературных источниках [15]. Данная расчетная модель позволяет сделать процесс вычисления относительно быстрым в сравнении с немногочисленными аналогами, в которых используются итерационные вычисления [16]. Отклонение результатов расчета перепада давления по указанной методике от фактических промысловых данных составляет не более 30 % для 90 % данных [17].

Теоретические аспекты расчетной модели Университета Талсы

Модель применима для кольцевого режима течения с определенными допущениями, описанными ниже (рис. 2) [17].

Рис. 2. Кольцевой режим течения вспененного газожидкостного потока в трубопроводе



Баланс сил, действующих на пленку пены, поднимающуюся вдоль стенки лифтовой колонны (при этом жидкость в потоке содержится только в пленке пены)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_F + \tau_I \frac{S_I}{A_F} - \tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} - \rho_F g \sin \theta = 0, \quad (1)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ — градиент давления в пенной пленке; τ_I — тангенциальное поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и газового сердечника; S_I — периметр взаимодействия; A_F — площадь поперечного сечения пенной пленки; τ_{WF} — поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и лифтовой колонной (трение); S_F — периметр лифтовой колонны; ρ_F — плотность пены; g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона.

Баланс сил, действующих на газовый сердечник (ядро) или на поток газа в центральной части поперечного сечения лифтовой колонны (при этом в газовом сердечнике отсутствует пена или жидкость в капельном виде)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_C - \tau_I \frac{S_I}{A_C} - \rho_C g \sin \theta = 0, \quad (2)$$

где $\left(\frac{dP}{dt}\right)_C$ — градиент давления в газовом сердечнике; A_C — площадь поперечного сечения сердечника; ρ_C — плотность газа. Авторы модели считают градиенты давления в пенной пленке $\left(\frac{dP}{dt}\right)_F$ и газовом сердечнике $\left(\frac{dP}{dt}\right)_C$ равными.

Основные параметры расчетной модели



Важным параметром для функционирования расчетной модели является «unloading potential» U_{lrss}/U_{sgss} (безразмерный коэффициент разгрузки), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определенного состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Этот коэффициент можно получить с помощью эксперимента на установке малого масштаба (рис. 3) [15].

В пробирку слева помещается определенное количество скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ необходимой концентрации. Затем через пористый диск пропускается газ малого расхода и анализируется динамика выноса объема жидкости во времени (рис. 4).

Рис. 3. Фото установки для определения безразмерного коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

$$U_{lrss} = q/A_{pss}, \text{ (м/с),}$$

где q — скорость выноса жидкости из пробирки; A_{pss} — площадь поперечного сечения пробирки; U_{sgss} — скорость пропускаемого газа, м/с.

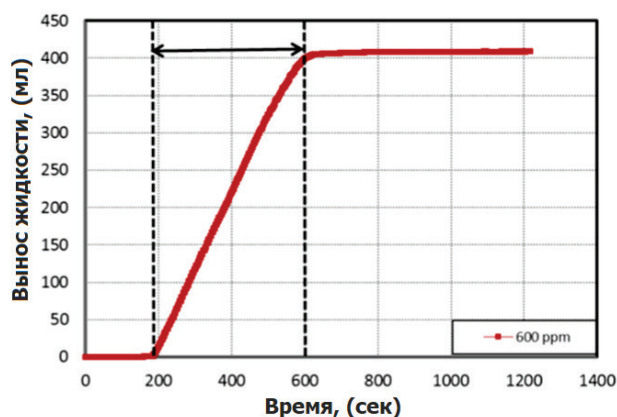


Рис. 4. Схематический рисунок экспериментального графика для определения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

Ниже приведены зависимости, полученные эмпирическим путем. Содержание газа в пене (качество пены)

$$f_g = -0,00076 \left(\frac{U_{sg}}{h_F} \right) - 0,28 \left(\frac{U_{sl}}{h_F} \right) + 0,8, \quad (3)$$

где U_{sg} — приведенная скорость газа в стволе скважины (отношение расхода газа к площади поперечного сечения лифтовой колонны); h_F — объемное содержание пены в потоке; U_{sl} — приведенная скорость жидкости в лифтовой колонне (отношение расхода жидкости к площади поперечного сечения лифтовой колонны);

$$h_F = 1,6H_L + 36,12 \left(\frac{U_{sl}}{U_{sg}} \right), \quad (4)$$

где H_L — объемное содержание жидкости в потоке;

$$H_L = 1 - \alpha, \quad (5)$$

где α — объемное содержание газа в потоке;

$$\alpha = \frac{U_{sg}}{U_{sl} + U_{sg} + 0,18 U_{sg}^{0,63} \left[\frac{U_{sl}}{(U_{lrss} / U_{sgss})} \right]^{0,37}}. \quad (6)$$

Коэффициент межфазного трения между пленкой пены и газовым сердечником

$$f_l = \frac{0,88}{Re_{sg}^{0,31}} \left[1 + 80,51 \left(\frac{\delta_f}{d} \right) \right], \quad (7)$$

где Re_{sg} — число Рейнольдса для газа; δ_f — толщина пленки пены на стенке лифтовой колонны; d — диаметр лифтовой колонны;

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g U_{sg} d}{\mu_g}, \quad (8)$$

где ρ_g — плотность газа; μ_g — коэффициент динамической вязкости газа.

Для оценки возможности применения данной методики для сеноманских газовых скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, было решено сопоставить расчетные данные с фактическими промысловыми одного из месторождений Крайнего Севера. В скважинах присутствовала только вода, растворенная в газе, поэтому объем выпадения жидкой конденсационной воды в лифтовой колонне рассчитывался по номограмме влагосодержания сеноманского газа (рис. 5) [18].

Ежесуточное выпадение конденсационной воды в сеноманской газовой скважине определяется с использованием вышеприведенного графика по формуле

$$q_k = Q_z (W_z - W_y), \quad (9)$$

где q_k — количество конденсационной воды, выпадающей в скважине в сутки, кг; Q_z — дебит газа, тыс. м³/сут; W_z — влагосодержание газа при забойных давлении и температуре, кг/1 000 м³, W_y — влагосодержание газа при устьевых давлении и температуре, кг/1 000 м³.

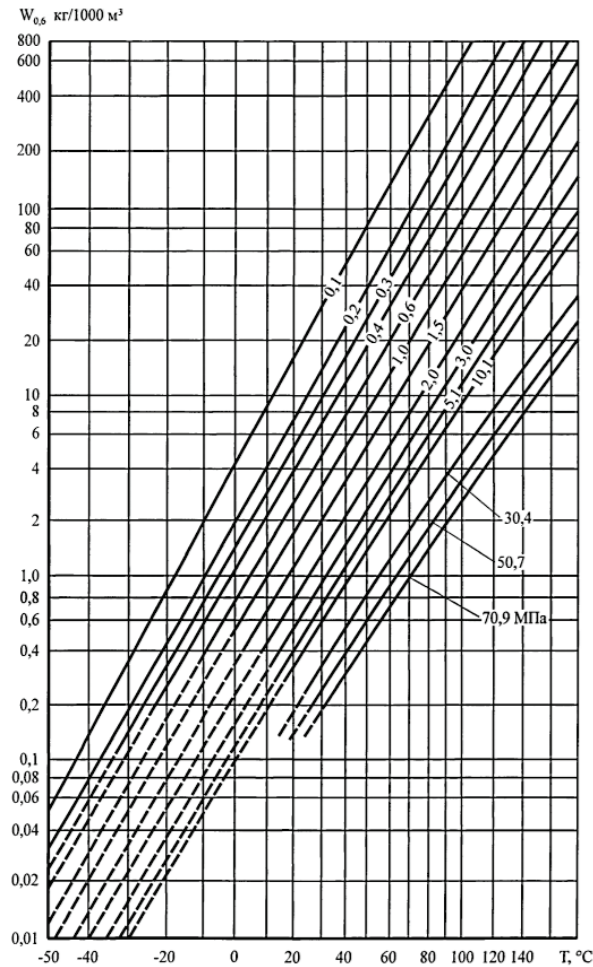


Рис. 5. Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\rho = 0,6$ от давления и температуры

Результаты

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину, представлены в таблице.

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину

Параметр	Значение
Устьевое давление P_y , МПа	0,6–0,9
Устьевая температура T_y , °C	8–10
Забойное давление P_z , МПа	0,7–1,2
Забойная температура T_z , °C	30–33
Внутренний диаметр лифтовой колонны $d_{лц}$, м	0,15
Длина ствола скважины L , м	1 100–1 200
Дебит газа $Q_{г2}$, тыс. м³/сут	61–107
Дебит жидкости $Q_{ж2}$, л/час	6–10

Объем закачки раствора жидкого пенообразователя амфотерного типа составлял 12 л/сут, при содержании активного компонента 15–20 %.

Таким образом, при эксплуатации скважин концентрация активного компонента во вспененном потоке составляла 7 500–16 600 ppm. При этом отметим, что концентрация была выше оптимальной, определенной в лабораторных условиях, не менее чем в 4 раза. Завышенный объем закачки пенообразователя связан с ограниченной производительностью насоса-дозатора.

Значения безразмерного коэффициента разгрузки U_{lrss}/U_{sgss} для оптимальных значений концентрации различных типов ПАВ в пресной воде были экспериментально получены авторами методики (рис. 6) [17].

При достижении определенной концентрации ПАВ значение коэффициента перестает расти (исключение — катионактивный ПАВ), так как не происходит увеличение способности вспененного потока выносить жидкость.

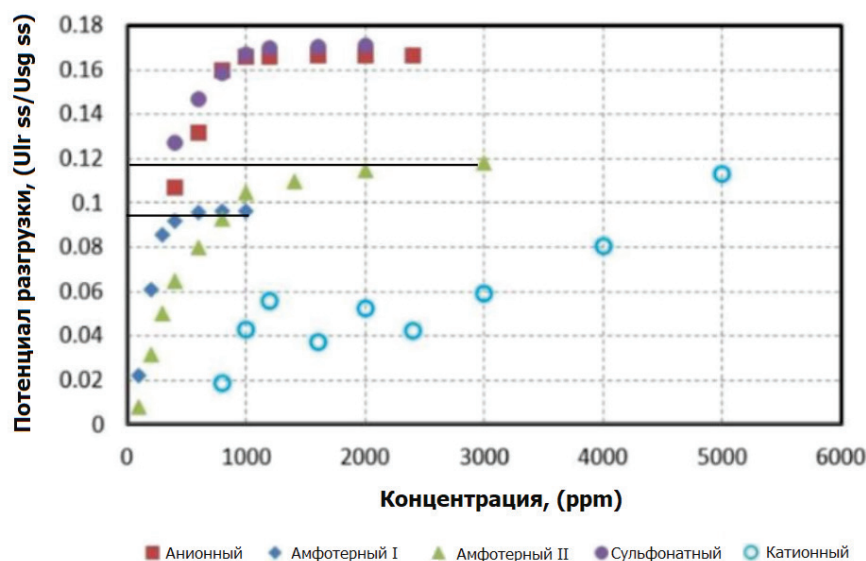


Рис. 6. Значения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} для различных типов ПАВ при вспенивании конденсационной воды

Мы предположили, что значение коэффициента в нашем случае для амфотерных ПАВ будет составлять 0,09 или 0,12. Но поскольку мы не имели возможности определить точное значение коэффициента, для проверки применимости методики и расчета мы также взяли еще несколько коэффициентов — «заниженный» 0,03 и «завышенный» 0,18.

Так как в нашем случае значение концентрации активного вещества было существенно завышено на всех режимах работы скважин, то значение принятого коэффициента постоянно для одного варианта расчета, несмотря на то, что концентрация ПАВ во вспененном потоке меняется из-за изменения расхода воды от 6 до 10 л/ч при постоянной закачке раствора ПАВ 12 л.

При расчете итогового перепада давления в лифтовой колонне, $\Delta P = P_3 - P_y$, скважина сегментировалась на участки по 100 м, последовательный расчет в сегментах производился от устья к забою. Итоговые результаты и их сопоставление с фактическими замерами представлены на рисунках 7, 8.

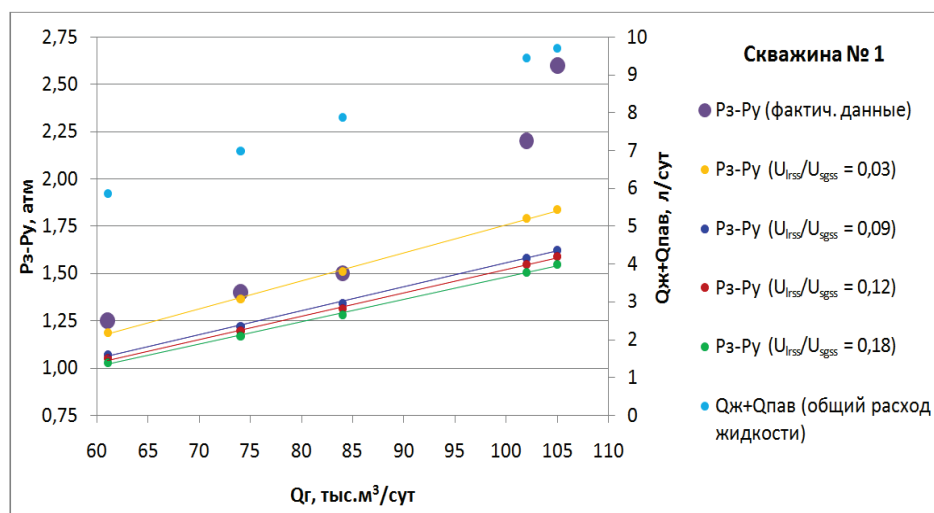


Рис. 7. Расчет перепада давления в стволе скважины № 1

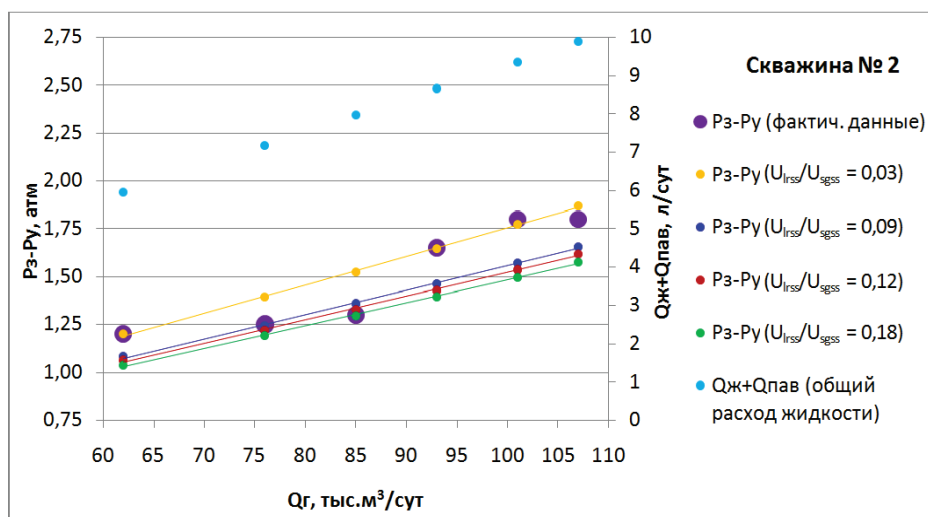


Рис. 8. Расчет перепада давления в стволе скважины № 2

Из расчетов видно, что методика учитывает эффект снижения потерь давления при увеличении концентрации ПАВ. Эффект обусловлен снижением объемного содержания жидкости в потоке, так как с ростом концентрации ПАВ увеличивается способность пены выносить жидкость.

Графики на рисунках 6 и 9 это подтверждают, а из эмпирических зависимостей (уравнения 5 и 6), которые были получены при обработке результатов «маломасштабного» и «крупномасштабного» экспериментов, видно, что рост коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} ведет к снижению содержания (задержке) жидкости в потоке [17].

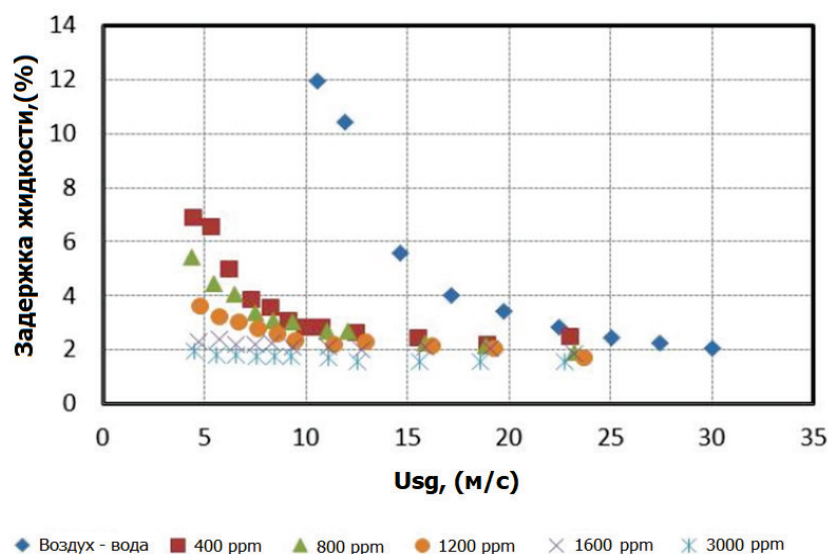


Рис. 9. Содержание жидкости во вспененном потоке для анионактивного ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$

Однако модель не учитывает увеличение потерь давления на трение между газовым сердечником и пленкой более вязкой пены при росте концентрации ПАВ. Такие эффекты наблюдаются при высоких концентрациях ПАВ (рис. 10) [19].

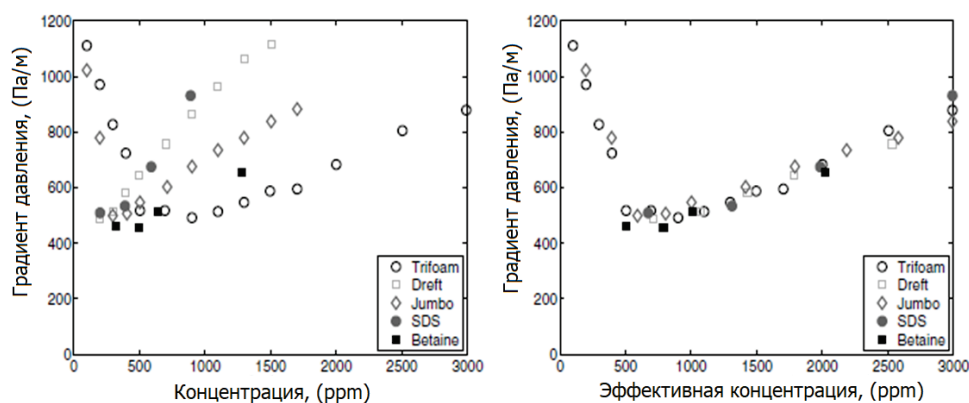


Рис. 10. Значение перепада давления во вспененном потоке для различных типов ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$; $V_{\text{г}} = 7,5 \text{ м/с}$. На левом графике горизонтальная ось отражает концентрацию ПАВ в потоке, на правом графике — эффективную концентрацию (произведение коэффициента, характеризующего пенящую способность пенообразователя и его концентрации в потоке)

Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа. Именно с этим связано возрастание расхождения между расчетными и фактическими данными по мере роста дебита газа (см. рис. 7, 8).

Выводы

Методика университета Талсы позволяет провести относительно быстрый расчет перепада давления в лифтовой колонне газовой скважины, эксплуатируемой с пенообразователем в потоке. Для этого требуется проведение маломасштабного эксперимента с использованием скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ заданной концентрации.

Авторы методики стремились создать относительно универсальную расчетную модель, которая учитывает улучшение способности пены выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Но методика не учитывает рост потерь давления на трение между газом и более вязкой пеной при росте концентрации ПАВ, что отмечают сами авторы [17]. С этим и связано относительно высокое расхождение расчета при наиболее вероятном значении коэффициента $U_{lrss}/U_{sgss} = 0,12$ и фактических данных, полученных при эксплуатации сеноманских газовых скважин со вспененным потоком конденсационной воды (рис. 11, 12).

Здесь коэффициент отклонения $k = \frac{(\Delta P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{расчет}}) \cdot 100 \%}{\Delta P_{\text{факт}}}$ доходит до 40 %.

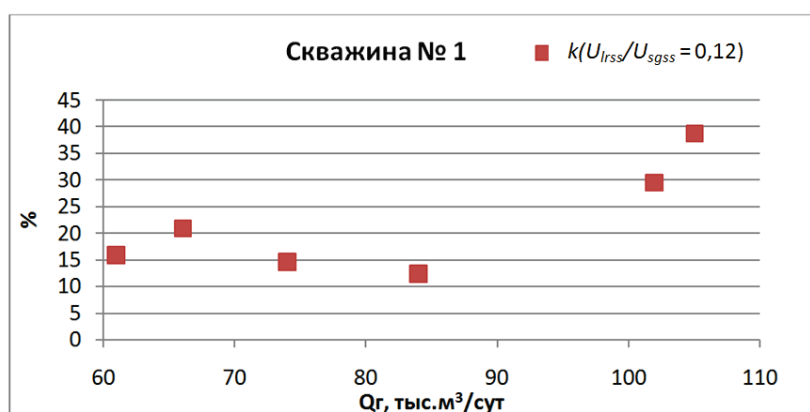


Рис. 11. Значение коэффициента k для скважины № 1

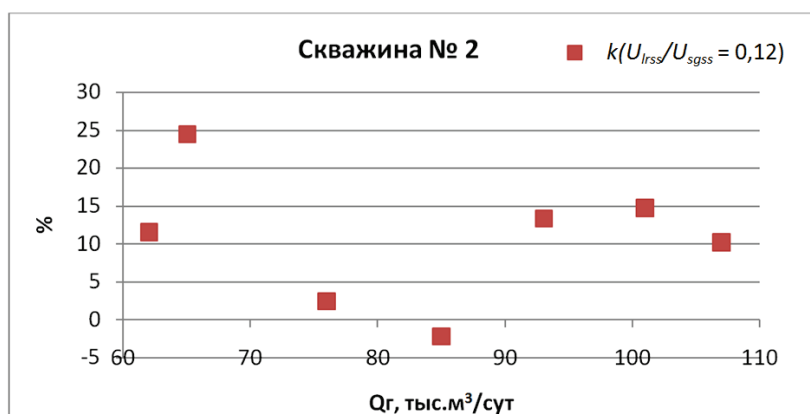


Рис. 12. Значение коэффициента k для скважины №2

Скважины эксплуатировались с завышенной концентрацией ПАВ по причине ограничений производительности насоса-дозатора. В статье показано, что в данных условиях применение методики университета Талсы сомнительно. Для повышения точности прогнозирования перепада давления в лифтовой колонне скважины, возможно, лучшим вариантом будет предварительное тестирование конкретных типов ПАВ с различной концентрацией в потоке на проточных стендах [20] и использование расчетных моделей, которые работают на основе результатов данных тестов [19].

Библиографический список

1. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 221 с. – Текст : непосредственный.
2. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
3. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин : технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс ; науч. ред. С. Г. Вольпин, И. В. Шулятиков. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – Перевод изд.: Gas well deliquification / James Lea, Henry Nickens, Michael Wells, 2003. – Текст : непосредственный.
4. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В. З. Минликаев, Д. В. Дикамов, А. Г. Глухеньких [и др.] – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2010. – № 2 (642). – С. 76–77.
5. Паникаровский, Е. В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 54–63.
6. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцев, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст : непосредственный // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.
7. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. / В. З. Минликаев, А. В. Коваленко, Н. А. Билалов, А. В. Елистратов. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 (747). – С. 30–34.
8. Joseph, A. Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells Sand / A. Joseph, C. M., J. A. Ajienka. – DOI 10.2118/167603-MS. – Текст : электронный // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2013. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>.
9. Production Optimization of High Temperature Liquid Hold Up Gas Well Using Capillary Surfactant Injection / S. A. Kalwar, A. Q. Awan, A. U. Rehman, H. S. Abbasi. – DOI: 10.2118/183676-MS. – Текст : электронный // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6–9 March, Manama, Kingdom of Bahrain. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>.
10. Rauf, O. Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach / O. Rauf. – Текст : непосредственный // Journal of Industrial and Intelligent Information. – 2015. – Vol. 3, Issue 1. – P. 45–47.

11. Most Successful Batch Application of Surfactant in North Sea Gas Wells / W. Schinagl, M. Caskie, S. R. Green [et al.] – DOI 10.2118/108380-MS. – Текст : электронный // SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. – 2007. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>.
12. Корякин, А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса / А. Ю. Корякин. – Москва, 2016. – 272 с. – Текст : непосредственный.
13. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко, Е. В. Мандрик, С. А. Мельников [и др.] – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
14. Юшков, А. Ю. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, Н. Е. Портнягин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 86–95.
15. Ajani, A. Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions / A. Ajani, M. Kelkar. – DOI 10.2118/181237-MS. – Текст : электронный // SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25–27 October, The Woodlands, Texas, USA. – 2016. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>.
16. The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models / J. M. C. van'tWestende, R. A. W. M. Henkes, A. Ajani, M. Kelkar. – Текст : электронный // 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7–9 June, Cannes, France. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.
17. Kelkar, M. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / M. Kelkar, C. Sarica; RPSEA 09122-01 Final Report. – Текст : электронный. – URL: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.
18. Мазанов, С. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин : на примере месторождений Крайнего Севера : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мазанов Сергей Владимирович. – Ставрополь, 2006. – 160 с. – Текст : непосредственный.
19. Van Nimwegen, A. T. Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes / A. T. van Nimwegen, L. M. Portela, R. A. W. M. Henkes. – DOI 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012. – Текст : непосредственный // International Journal of Multiphase Flow. – 2018. – Vol. 105. – P. 1–14.
20. Применение высокоточных цифровых кварцевых датчиков давления для повышения качества исследований газожидкостных потоков и регулирования режимов эксплуатации газовых скважин / И. Г. Анцев, Г. А. Сапожников, Ю. В. Савельев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 5 (222). – С. 38–43.

References

1. Andreev, O. F., Basniev, K. S., Berman, L. B., Gritsenko, A. I., Kosukhin, L. D., Mirzadzhanzade A. Kh.,... Stepanova, G. S. (1984). Osobennosti razvedki i razrabotki gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 221 p. (In Russian).
2. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S., & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).

3. Lea, J., Nickens, H., & Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Solution to gas well liquid loading problems. Oxford, Butterworth-Heinemann, 314 p. (In English).
4. Minlikaev, V. Z., Dikamov, D. V., Glukhen'kikh, A. G., Melnikov, I. V., & Shulyatkov, I. V. (2010). Operation of self-completion wells at the final stage of field development. Gas Industry, (2(642)), pp. 76-77. (In Russian).
5. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Vaganov, Yu. V. (2019). Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells. Oil and Gas Studies, (3), 54-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63
6. Epryntsev, A. S., Krotov, P. S., Nurmakin, A. V., & Kiselev, A. N. (2011). Exploitation problems of liquid loaded wells of gas fields on declining production. Vestnik of the Orenburg State University, (16(135)), pp. 41-45. (In Russian).
7. Minlikaev, V. Z., Kovalenko, A. V., Bilalov, N. A., & Elistratov, A. V. (2017). Results of the implementation of comprehensive program on the reconstruction and technical re-equipment of gas recovery facilities for 2011-2015. Gas Industry, (1(747)), pp. 30-34. (In Russian).
8. Joseph, A., Sand, C. M., & Ajienka, J. A. (2013). Classification and management of liquid loading in gas wells. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>. DOI: 10.2118/167603-MS
9. Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Rehman, A. U., & Abbasi, H. S. (2017). Production optimization of high temperature liquid hold up gas well using capillary surfactant injection. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Kingdom of Bahrain (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>. DOI: 10.2118/183676-MS
10. Rauf, O. (2015). Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach. Journal of Industrial and Intelligent Information, 3(1), pp. 45-47. (In English).
11. Schinagl, W., Caskie, M., Green, S. R., Docherty, M., & Hodds, A. C. (2007). Most successful batch application of surfactant in North Sea gas wells. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>. DOI: 10.2118/108380-MS
12. Koryakin, A. Yu. (2016). Kompleksnye resheniya zadach razrabotki i ekspluatatsii skvazhin Urengoyetskogo dobyvayushchego kompleksa. Moscow, 272 p. (In Russian).
13. Izyumchenko, D. V., Mandrik, Ye. V., Melnikov, S. A., Ploskov, A. A., Moiseyev, V. V., Kharitonov, A. N., & Pamuzhak, S. G. (2018). Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. Vesti gazovoy nauki, (1(33)), pp. 235-241. (In Russian).
14. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., & Portnyagin, N. E. (2019). Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams. Oil and Gas Studies, (3), pp. 86-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95
15. Ajani, A., & Kelkar, M. (2016). Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions. SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25-27 October, The Woodlands, Texas, USA. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>. DOI: 10.2118/181237-MS
16. Van'tWestende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., & Kelkar, M. (2017). The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models. 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7-9 June, Cannes, France. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.

17. Kelkar, M., & Sarica, C. (2015). Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. (In English). Available at: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.
18. Mazanov, S. V. (2006). Tekhnologii vosstanovleniya i povysheniya proizvoditel'nosti gazovykh skvazhin : na primere mestorozhdeniy Kraynego Severa. Diss. kand. tekhn. nauk. Stavropol, 160 p. (In Russian).
19. Van Nimwegen, A. T., Portela, L. M., & Henkes, R. A. W. M. (2018). Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes. International Journal of Multiphase Flow, 105, pp. 1-14. (In English). DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012
20. Ancev, I. G., Sapozhnikov, G. A., Savelev, Yu. V., Krivoshepko, D. A., & Ogai, V. A. (2019). Use of high-precision digital quartz pressure sensors for increasing of gaz-liquid flows testing quality and gaz wells operation modes regulation. Neft. Gas. Novacii, (5(222)), pp. 38-43. (In Russian).

Сведения об авторах

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Сабурова Елизавета Альбертовна, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Довбыш Вадим Олегович, аспирант кафедры маркетинга и муниципального управления, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Elizaveta A. Saburova, Student of Higher Engineering School, Industrial University of Tyumen

Vadim O. Dovbysh, Postgraduate at the Department of Marketing and Government Administration, Industrial University of Tyumen

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen