УДК 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/6/4797
Шифр специальности ВАК: 2.8.4
Научная статья

Обработка призабойной зоны скважины газированной кислотой в предпереходном фазовом состоянии

Б.А. Сулейманов✉, Х.Ф. Аббасов

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Азербайджан, г. Баку

✉baghir.suleymanov@socar.az

Аннотация. ***Актуальность.*** Существуют различные методы обработки приствольной зоны для интенсификации добычи нефти и газа, среди которых кислотная обработка является наиболее распространённым. Применение этих методов часто приводит к расширению зон с высокой проницаемостью из-за интенсивного растворения карбонатов и глин, в то время как зоны с низкой проницаемостью остаются не затронутыми. Для повышения эффективности кислотных обработок скважин газы (углекислый газ, углеводородные газы, азот, воздух) специально диспергируются в кислоте. Созданная таким образом двухфазная дисперсная система, многие характеристики которой схожи со свойствами пены, называется пенокислотой. Из-за двухфазного характера образующейся пенокислоты её эффективная вязкость (вязкость при данном напряжении сдвига), которая варьирует в пределах 10–600 мПа·с, значительно превышает вязкость обычного кислотного раствора (~1 мПа·с), что затрудняет её закачку в приствольную зону, особенно в нефтенасыщенные пропластки с низкой проницаемостью, также резко снижается охват обработки пласта как в глубину, так и по толщине. ***Цель.*** Предложить способ обработки призабойной зоны газированной кислотой в предпереходном фазовом состоянии для повышения эффективности кислотной обработки. В случае выбора объема газообразного агента в предлагаемом способе из расчета полного насыщения кислотного раствора при пластовом давлении и температуре и поддержании отношения забойного давления ($P_з$) к пластовому давлению ($P_п$) меньше 2 ($\frac{P_з}{P_п} < 2$) создается однофазный газированный кислотный раствор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии, обладающий вязкоупругими неравновесными свойствами. ***Метод.*** Лабораторные эксперименты по закачке в модель пласта разработанного однофазного газокислотного раствора с различными добавками катионного ПАВ. ***Результаты и выводы.*** Полученный газированный кислотный раствор равномерно поступает в зоны с различной проницаемостью, увеличивая охват обработки как по толщине пласта, так и по его глубине. Использование однофазного раствора позволяет также сократить расход газообразного агента.

Ключевые слова: призабойная зона, газированный кислотный раствор, предпереходное фазовое состояние, пена, проницаемость, вязкость, пласт

Для цитирования: Сулейманов Б.А., Аббасов Х.Ф. Обработка призабойной зоны скважины газированной кислотой в предпереходном фазовом состоянии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 6. – С. 67–75. DOI: 10.18799/24131830/2025/6/4797

UDC 622.276
DOI: 10.18799/24131830/2025/6/4797
Scientific paper

Well bottomhole zone treating with gasified acid solution in subcritical phase state

B.A. Suleimanov✉, H.F. Abbasov

Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

✉baghir.suleymanov@socar.az

Abstract. ***Relevance.*** There are various methods of treating the near-wellbore zone to stimulate oil and gas production, the most common of which is acid treatment. The application of these methods often results in the expansion of high permeability zones due to intensive dissolution of carbonates and clays, while leaving low permeability zones unaffected. Gases (carbon dioxide, hydrocarbon gases, nitrogen, air) are specially dispersed in acid to increase the efficiency of acid well treatments. The two-phase dispersed system created in this way is called foam acid, and many of its properties are similar to those of foam. In addition, due to the two-phase nature of the formed foam acid, its effective viscosity (viscosity at a given shear stress), which ranges from 10–600 mPa·s is much higher than the viscosity of conventional acid solution (~1 mPa·s), which makes it difficult to pump into the bottomhole zone, especially in oil-saturated low-permeability formations, and also greatly reduces the coverage of formation treatment both in depth and thickness. ***Aim.*** To proposes a method of bottomhole zone treatment with gasified acid solution in subcritical phase state to improve the efficiency of acid treatment. When the volume of gaseous agent in the proposed method is selected from the calculation of full saturation of the acid solution at reservoir pressure and temperature, and the ratio of bottomhole pressure (P_b) to reservoir pressure (P_r) is kept below 2 ($\frac{P_b}{P_r} < 2$), a single-phase gasified acid solution in subcritical phase state with viscoelastic non-equilibrium properties is produced. ***Method.*** Laboratory experiments on injection into the reservoir model of the developed single-phase gas-acid solution with different additives of cationic surfactant. ***Results and conclusions.*** The resulting gasified acid solution flows uniformly into zones of varying permeability, increasing treatment coverage through both the thickness and depth of the formation. The use of a single-phase solution also reduces gaseous agent consumption.

Keywords: bottomhole zone, gasified acid solution, subcritical phase state, foam, permeability, viscosity, reservoir

For citation: Suleimanov B.A., Abbasov H.F. Well bottomhole zone treating with gasified acid solution in subcritical phase state. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 6, pp. 67–75. DOI: 10.18799/24131830/2025/6/4797

Введение

Кислотная обработка призабойной зоны пласта является наиболее распространенным мероприятием интенсификации добычи нефти и газа [1–6]. Многократное применение кислоты (в основном в качестве кислоты применяется HCl или ее смеси с другими кислотами из расчета 0,4–1,5 м^3 раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта) [7] приводит к постоянному расширению зон с высокой проницаемостью с обходом зон низкой проницаемости. Предложены разные способы воздействия на пласт для устранения указанной проблемы [8–14]. В работе [15] авторы предложили обработку приствольной зоны газированной кислотой. При этом в приствольной зоне образуется пена. Из-за того, что полученная пенокислота является двухфазной дисперсной системой, её эффективная вязкость, которая варьирует в пределах 10–600 мПа·с, значительно превышает вязкость обычного кислотного раствора (~1 мПа·с) [7], а это затрудняет её закачку в приствольную зону (особенно в нефтенасыщенные пропластки с низкой проницаемостью), а также ее вынос, что также резко снижает охват обработки пласта как в глубину, так и по толщине. При использовании двухфазной пенной системы не достигается нужное замедление реакции между карбонатными или песчано-алевролитовыми породами и кислотой, необходимое для лучшего охвата обработки. Большой расход химреагентов при получении пенокислоты также является большим минусом. Для создания двухфазной пенокислоты требуется значительное количество газообразного агента (углекислый газ, азот, воздух) обычно в пределах 10–80 нм³/м³ [7], что приводит к коррозии скважинного оборудования.

Известен метод обработки приствольной зоны микрозародышевым раствором на основе поверхностно-активного вещества (ПАВ) [16]. В призабойную зону пласта закачивают раствор анионоактивного ПАВ (сульфонол) с малыми добавками газа. Использование анионоактивного ПАВ снижает неравновесные вязкоупругие свойства закачиваемого раствора [17], в результате снижается охват обработки как по глубине пласта, так и по его толщине.

Анализ литературы показывает, что использование известных способов приводит к неэффективной обработке пласта как в глубину, так и по толщине, оставляя низко проницаемые зоны не тронутыми с низким коэффициентом полезного расхода газообразного вещества. В данной работе мы предлагаем способ обработки призабойной зоны (ОПЗ) газированной кислотой в предпереходном фазовом состоянии для повышения эффективности кислотной обработки благодаря расширению охвата обработки пласта как по глубине, так и по толщине, а также благодаря увеличению коэффициента полезного расхода газообразного агента.

Экспериментальные исследования

Материалы и методы исследования

Газообразный агент: азот, воздух, углеводородные газы, углекислый газ.

Кислотный раствор: водные растворы соляной (для обработки карбонатных коллекторов) или соляной и плавиковой (для обработки песчано-

алевролитовых коллекторов), а также других кислот (например, борофтористой – HBF4 [18]).

Катионное ПАВ: могут быть использованы различные модификации Катапина и Марвелана.

Газовыделяющий раствор: водные растворы карбонатов или нитридов металлов, например нитрида натрия или карбоната натрия (кальцинированная сода). Происходит реакция соляной (или фтороводородной) кислоты с карбонатом натрия (или нитридом натрия) с образованием углекислого газа (или азота), хлорида (фторида) натрия и воды: $2HCl+Na_2CO_3=2NaCl+CO_2+H_2O$.

Углеводородная жидкость: углеводородный растворитель или легкая нефть (для обработки скважин, продуцирующих смолисто-асфальтенистую нефть).

Указанные реагенты практически не образуют осадков в обычных пластовых условиях и являются хорошими ингибиторами коррозии.

Метод исследования. Лабораторные эксперименты по закачке в модель пласта разработанного однофазного газокислотного раствора с различными добавками катионного ПАВ.

Эксперимент

Известно, что при фильтрации газированных жидкостей в предпереходном фазовом состоянии на стенках поровых каналов (особенно гидрофобизированных) выделяются зародыши газовой фазы, в результате чего сцепление жидкости (адгезия) с пористой средой ослабляется. Очевидно, при фильтрации однофазного газированного кислотного раствора в предпереходном фазовом состоянии этот факт будет обеспечивать замедление скорости реакции кислоты с породой и увеличение охвата обработки по глубине пласта, этому же способствует известный факт об увеличении расхода жидкости при постоянном перепаде давления для этого класса жидкостей.

Глубина проникновения кислоты (R) в целом оценивается по формуле (1) [19]

$$R=[(qt/\pi hm)-r^2]^{0,5}, \quad (1)$$

где q – темп закачки; t – время; h – мощность пласта; m – пористость; r – радиус скважины. Пренебрегая в представленном соотношении r^2 (~0,01 м^2), получим

$$R=(qt/\pi hm)^{0,5}. \quad (2)$$

При прочих равных условиях q для газированной жидкости в предпереходном фазовом состоянии будет в 2–3 раза выше, чем для дегазированной, поэтому, согласно уравнению (2), глубина проникновения для нее на 40–70 % больше.

Вместе с тем фильтрация в пористой среде газированных жидкостей в предпереходном фазовом состоянии хорошо объясняется эффектом проскальзывания жидкости за счет образования пристенного слоя докритических зародышей газа [20, 21], что способствует увеличению охвата пласта воздействием.

Действительно, эффект скольжения проявляется тем заметнее, чем меньше средний радиус порового канала. Поэтому в неоднородной пористой среде профиль фильтрации газожидкостной системы вблизи (выше) давления насыщения должен быть более равномерным, чем для дегазированной ньютоновской жидкости или при $P>>P_c$ [22, 23]. Пусть фильтрация газированной жидкости вблизи давления насыщения происходит в двух параллельных слоях с проницаемостью k_1 и k_2, причем $k_1>>k_2$. Средний радиус поровых каналов в каждом из слоев может быть определен из известного соотношения $R_{mi}=2\sqrt{2k_i/m_i}$, (i=1, 2). Расход и кажущаяся вязкость жидкости при течении с проскальзыванием для каждого слоя определяются из выражений

$$Q_i=\frac{k_iF}{\eta_{Si}}\frac{\Delta P}{l};\ \eta_{Si}=\frac{\eta_0}{\left(1+2b\sqrt{\frac{m_i}{2k_i}}\right)}.$$

Отношение подвижностей при одинаковых градиентах

$$\frac{k_1}{\eta_{S1}}:\frac{k_2}{\eta_{S2}}=\frac{Q_1}{Q_2}=\frac{k_1\left(1+2b\sqrt{\frac{m_1}{2k_1}}\right)}{k_2\left(1+2b\sqrt{\frac{m_2}{2k_2}}\right)}. \quad (3)$$

Так как $k_1>>k_2$, значение в скобках в знаменателе формулы (3) всегда больше, чем в числителе. Например, если $k_1=10^{-12}$ м^2; $k_2=4\cdot10^{-14}$ м^2; m_1=0,25; m_2=0,2; $b=10^{-6}$ м, то отношение подвижностей вместо 25 будет равно 10,3. Таким образом, эффект проскальзывания приводит к выравниванию профиля фильтрации газированных жидкостей вблизи (выше) давления насыщения.

Эти выводы подтверждаются данными работы [24], где приведены эксперименты по вытеснению дегазированной нефти водогазовой смесью в предпереходном фазовом состоянии. Следует отметить, что, согласно данным [25], эффект тем выше, чем больше мощность низкопроницаемого пропластка. Под эффективной мощностью (в м) коллектора подразумевается суммарная мощность нефте- и газонасыщенных прослоев, обладающих динамической пористостью, которую находят по разности глубин залегания подошвы и кровли коллектора.

Действительно, согласно [26] коэффициент охвата в малопроницаемом пропластке в момент прорыва воды через высокопроницаемый пласт (имеется ввиду часть пласта, пройденная фронтом в малопроницаемом слое) равен

$$\eta = \frac{1-\sqrt{1-2(1-\eta_{22})\beta}}{1-\eta_{22}}, \quad (4)$$

при этом

$$\beta = \frac{k_2}{k_1}\frac{\eta_1}{\eta_2}\frac{m_1}{m_2}\frac{1+\eta_{11}}{2},\ \eta_{11} = \frac{\eta_w}{\eta_1},$$

$$\eta_{22} = \frac{\eta_w}{\eta_2},\ \eta_i = \frac{\eta_0}{(1+2b\sqrt{\frac{m_i}{2k_i}})}.$$

Здесь $\eta_w, \eta_1, \eta_2, \eta_0$ – соответственно, вязкость воды, кажущаяся вязкость нефти с учетом проскальзывания для высоко- и низкопроницаемого слоев, истинная вязкость нефти. Принимая следующие значения входящих в уравнение (4) параметров: k_1=10^{-12} м^2, k_2=10^{-13} м^2, m_1=0,205, m_2=0,17, η_w=10^{-3} Па·с, η_0=2·10^{-3} Па·с, b=10^{-6} м, для случая с проскальзыванием для коэффициента охвата получим η=0,184 (η_1=1,22·10^{-3} Па·с, η_2=7·10^{-4} Па·с). Для случая без проскальзывания, когда η_1=η_2=2·10^{-3} Па·с, η_{11}=η_{22}=0,5 получим η=0,092. Таким образом, коэффициент охвата для случая с проскальзыванием в 2 раза выше, чем без него.

Предложенный способ был проверен в лабораторных условиях. Опыты проводились на модели пласта длиной 1,0 м и диаметром 0,033 м (рис. 1). Пористая среда состояла из кварцевого песка (90 %) и карбонатной пыли (10 %). Проницаемость модели по воздуху составляла 0,207 мкм². Газокислотный раствор (15 % соляная кислота+метан) с давлением насыщения 3 МПа и газоводяным отношением 1 нм³/м³ готовили в бомбе PVT. Температура в процессе опытов поддерживалась на уровне 313 °K. Эксперимент проводили по следующей схеме:

- закачивали однофазный газокислотный раствор с различными добавками катионного ПАВ (катапин-А) и фильтровали его до установления постоянного расхода;
- в пористую среду закачивали однофазный газокислотный раствор (при отношении давления на выходе из пористой среды к давлению насыщения газа, равному 1,1, и перепаде давления 2,0 МПа) с различными добавками катионного ПАВ (катапин-А) и фильтровали его до установления постоянного расхода.

В результате экспериментов строилась зависимость проницаемости пористой среды от безразмерного объема прокачки газокислотного раствора. Аналогичные эксперименты были проведены и при отношении давления на выходе из пористой среды к давлению насыщения газом равному 2,5 (т. е. при отсутствии зародышей газа) с добавкой катионного ПАВ.

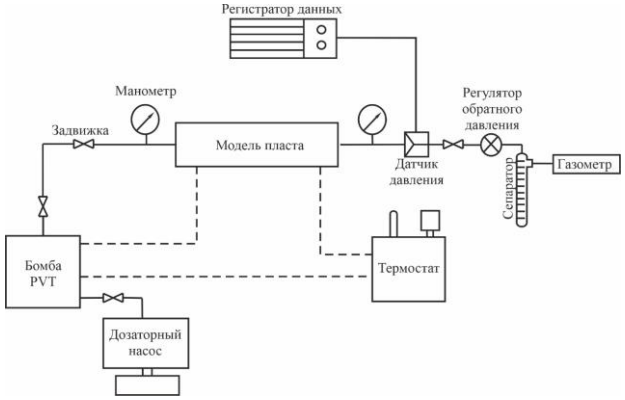

Рис. 1. *Схема экспериментальной установки*
Fig. 1. *Experimental setup scheme*

Результаты и обсуждение

Учитывая вышеизложенное, мы предлагаем новый более эффективный способ ОПЗ газированной кислотой в предпереходном фазовом состоянии. При этом объём газа выбираем из расчета полного насыщения кислотного раствора при пластовом давлении и температуре, и поддержании отношения забойного давления к пластовому меньше 2 [26–28]. Кроме того, перед закачкой кислотного раствора в него добавляем 0,01–1 % катионного ПАВ. При выборе объема газообразного агента из расчета полного насыщения кислотного раствора при пластовом давлении и температуре и поддержании отношения забойного давления к пластовому меньше 2 получается однофазный газированный кислотный раствор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии. Введение катионного ПАВ способствует гидрофобизации стенок пор, замедлению реакции между карбонатными или песчано-алевролитовыми породами и кислотой. В итоге полученный газированный кислотный раствор равномерно поступает в зоны с различной проницаемостью, увеличивая охват обработки как по толщине пласта, так и по ее глубине. Закачка и вынос однофазного газированного кислотного раствора, находящегося в предпереходном фазовом состоянии, значительно улучшается из-за того, что при фильтрации газожидкостных смесей растет расход жидкости при постоянном перепаде давления [29, 30]. Использование однофазного газированного кислотного раствора в предпереходном фазовом состоянии позволяет также сократить расход газообразного агента. Необходимый объем газа для газирования кислотного раствора определяется на основе требуемого объема кислотного раствора, пластового давления и температуры.

Например, для полного насыщения 10 м³ 15 % водного раствора соляной кислоты при пластовом давлении 5 МПа и температуре 40 °C необходимо 4,4 нм³ метана.

Пользуясь табличными данными [31], можно определить параметр, учитывающий влияние электролитов на растворение газов в воде k (коэффициент Сеченова). Для метана k можно взять равным 0,1. Затем определяем растворимость газа в воде с электролитом по уравнению Сеченова [31] $S_1=S\cdot10^{-kc}$ (где, соответственно, растворимости газа в воде с электролитом и без него обозначены через S_1 и S в нм^3/м^3, S при давлении 5 МПа и температуре 40 °С составляет 1,1 нм^3/м^3), показатель экспоненты c – показывает концентрацию электролита в воде (в г-экв/л), в данном случае он равен 4 г-экв/л, а S_1 составляет 0,44 нм^3/м^3. Далее при указанных пластовых условиях 0,44×10=4,4 нм^3 определяем искомый объем метана для растворения в 10 м^3 15 % водного раствора соляной кислоты.

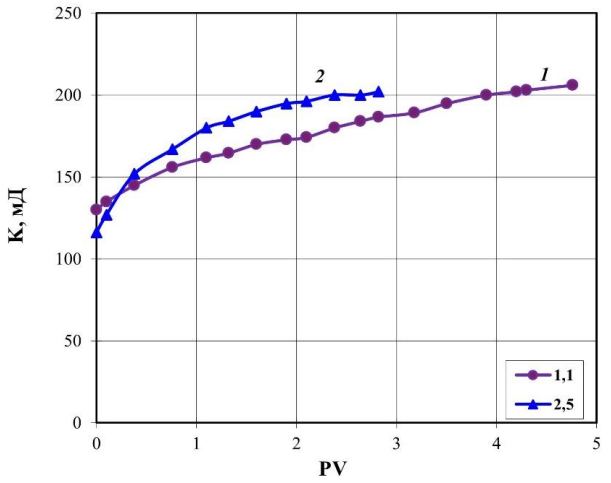

Рис. 2. *Зависимость проницаемости от безразмерного объема прокачки при фильтрации газированного кислотного раствора при отношении давления на выходе из пористой среды к давлению насыщения 1,1 (линия 1) и 2,5 (линия 2) и концентрации катионного поверхностно-активного вещества 0,1 %*

Fig. 2. *Dependence of permeability on dimensionless pumping volume during filtration of gasified acid solution when the ratio of porous medium outlet pressure to saturation pressure is 1.1 (line 1) and 2.5 (line 2) and the concentration of cationic surfactant is 0,1 %*

Результаты приведены на рис. 2, на котором показана зависимость проницаемости от безразмерного объема прокачки при фильтрации газированного кислотного раствора при отношении давления на выходе из пористой среды к давлению насыщения 1,1 (линия 1) и 2,5 (линия 2) и концентрации катионного ПАВ 0,1 %. Из рис. 2 видно, что стабилизация проницаемости в первом случае наступает на 50 % позже, чем во втором. Это свидетельствует о том, что в первом случае скорость растворение карбонатов значительно ниже, чем во втором (т. е. для негазированной кислоты). Результаты показали, что использование однофазного газокислотного раствора в предпереходном фазовом состоянии увеличивает охват обработки по глубине и толщине пласта.

Для реализации способа в промысловых условиях используется стандартное оборудование для обработки приствольной зоны кислотой. На основе главных параметров – пластовой температуры, давления и характеристик коллектора – определяется необходимый объем газа и кислотного раствора. Кислотный раствор со смесью катионного ПАВ готовится на растворном узле или на устье скважины. Сначала закачивается первая порция раствора и нагнетается газ, затем закачивается вторая порция раствора (объемы порций выбираются равными). Вторую порцию проталкивают в пласт лёгкой нефтью или водой, соблюдя чтобы выполнялось условие: отношение забойного давления к пластовому должно быть меньше 2. Закачанный газокислотный раствор выдерживают в скважине для реагирования, а затем отбирают.

При отсутствии в промысловых условиях газообразного агента можно использовать газовыделяющие растворы [32]. Имеются способы ОПЗ, использующие газовыделяющие растворы. Способ ОПЗ, состоящий из последовательной закачки в скважину кислотного и газообразующего растворов [32], является одним из них. Как указано в данном способе, протекает экзотермическая химическая реакция газовыделения и образование пенокислоты после поступления растворов в приствольную зону. Ввиду вязкопластичных свойств пены и ее двухфазного характера закачка ее в призабойную зону и вынос после обработки затрудняется, а это снижает охват обработки по глубине и толщине пласта и эффективность способа. Большое потребление газовыделяющих и пенообразующих реагентов, нужных для получения пенокислоты, также является минусом способа. Большое количество выделяющегося газа способствует коррозии скважинного оборудования.

Очевидно, увеличение эффективности ОПЗ может быть достигнуто использованием однофазного газированного кислотного раствора в предпереходной области. С этой целью концентрацию газообразующего агента в растворе надо выбирать с соблюдением полного насыщения закачиваемых растворов газом при давлении пласта, и отношение забойного давления к пластовому в процессе закачки должно быть меньше 2. Кроме того, перед закачкой кислотного раствора в скважину необходимо закачивать легкую углеводородную жидкость с добавлением 0,01–1 % катионного ПАВ.

Полученный однофазный газожидкостной раствор будет находиться в предпереходном фазовом состоянии, приобретая при этом вязкоупругие

неравновесные свойства в случае выбора концентрации газовыделяющего агента в растворе с таким расчетом, чтобы образующийся в результате экзотермической реакции газ полностью растворился в нагнетаемых растворах при пластовых условиях, и сохранения в процессе закачки отношения забойного давления к пластовому меньше 2. Нагнетание в приствольную зону углеводородной жидкости с введением катионного ПАВ способствует гидрофобизации пор, замедлению реакции между кислотой и породой, улучшению вязкоупругих неравновесных свойств газожидкостного раствора, находящегося в предпереходном фазовом состоянии. Как результат, газожидкостный раствор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии, поступает в высоко- и низкопроницаемые пропластки с ровным фронтом, что улучшает его проникающую способность, увеличивается охват обработки как по толщине пласта, так и по его глубине. Помимо этого, полученный однофазный газокислотный раствор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии, увеличивает приемистость обрабатываемой скважины, поскольку при фильтрации газожидкостных смесей в предпереходном фазовом состоянии наблюдается рост потребления жидкости при постоянной разности давления. При применении однофазного газожидкостного раствора в предпереходном фазовом состоянии значительно сокращается потребление газа, увеличивается охват обработки как по глубине пласта, так и по его толщине. Вдобавок к сказанному, высвобождаемое в результате реакции кислотного и газовыделяющего растворов тепло (примерно 300 кДж/моль) заметно улучшает качество обработки, уменьшая вязкость добываемой углеводородной жидкости.

Для применения способа в промысловых условиях используется оборудование для обработки приствольной зоны. Определяются нужный объем и концентрация закачиваемых растворов по пластовой температуре, давлении и емкостным характеристикам породы. Углеводородную жидкость с добавкой катионного ПАВ, кислотный и газовыделяющий растворы приготавливают перед проведением мероприятия на устье скважины или на растворном узле. Затем углеводородная жидкость с добавкой катионного ПАВ нагнетается в скважину, кислотный раствор доводится до приствольной зоны и посредством газовыделяющего раствора задавливается в пласт. Создается однофазный раствор в предпереходном фазовом состоянии в результате смешения кислотного и газовыделяющего растворов. Созданный таким образом газожидкостный раствор проталкивают в пласт с помощью легкой нефти или воды.

Продемонстрируем, как следует провести обработку приствольной зоны по представленному методу в нефтяной скважине со следующими параметрами: дебит по нефти 50 м^3/сут, мощность пласта 10 м, обводненность 10 %, пластовая температура 313 °К, пластовое давление 5 МПа. Концентрация соляной кислоты, нужная для растворения карбонатов в пласте, – 10 %. Объем обрабатываемой зоны 15 м^3.

Выбирается газообразующий раствор на основе карбоната натрия для осуществления мероприятия. Определяется требуемое количество карбоната натрия для растворения в воде с объемом 15 м^3, в составе которой имеется хлористый натрий (образующийся в результате реакции между соляной кислотой и карбонатом натрия), а для его нейтрализации рассчитывается количество соляной кислоты.

Отметим, что для полного насыщения 1 м^3 воды, содержащей хлористый натрий, при давлении 5 МПа и температуре 40 °С необходимо, согласно [30], около 13 нм^3 диоксида углерода. Тогда понятно, что для насыщения 15 м^3 при тех же условиях потребуется 15×13=195 нм^3. Стехиометрические расчеты [33] показывают, что при контакте 1 т карбоната натрия с 0,7 т соляной кислоты образуется 210 нм^3 двуокиси углерода. Затем рассчитываем необходимое количество соляной кислоты 0,9×0,7=0,6 т и карбоната натрия 195:210=0,9 т. Далее, взяв объемы водных растворов соляной кислоты и карбоната натрия одинаковыми (т. е. 7,5 м^3 каждый), находим массовую концентрацию карбоната натрия в водном растворе, которая равна 12 %, а потребная для нейтрализации карбоната натрия концентрация соляной кислоты в водном растворе составит 8 %. Общая концентрация соляной кислоты в растворе равна 10+8=18 %. Итак, в скважину следует последовательно закачать 7,5 м^3 12 % водного раствора карбоната натрия и 7,5 м^3 18 % водного раствора соляной кислоты для получения однофазного газожидкостного раствора. Перед указанной выше процедурой 5 м^3 углеводородной жидкости с добавкой катионного ПАВ 0,01–1 % (0,1–10 кг/т) следует закачать в скважину (расчёты показывают, что для охвата всей обрабатываемой площади без прорыва проталкивающей жидкости необходимый объем жидкости должен составить 0,3 объема обрабатываемой зоны). При закачке растворов в пласт забойное давление поддерживают ниже 10 МПа.

Выводы

1. Выявлено, что при выборе объема газообразного агента из расчета полного насыщения кислотного раствора при пластовом давлении и температуре и поддержании отношения забойного давления к пластовому меньше 2 получается однофазный газированный кислотный рас-

твор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии.

2. Установлено, что нагнетание в приствольную зону углеводородной жидкости с введением катионного ПАВ способствует гидрофобизации пор, замедлению реакции между кислотой и породой, улучшению вязкоупругих неравновесных свойств газожидкостного раствора, находящегося в предпереходном фазовом состоянии.
3. Показано, что газожидкостный раствор, находящийся в предпереходном фазовом состоянии, имеет проникающую способность на 40–70 %, а коэффициент охвата на 100 % выше по сравнению с негазированным кислотным раствором.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ahmadova U.T. Review of oil recovery techniques using foam systems // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 3. – P. 76–84. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300711
2. Suleimanov B.A., Abbasov H.F. Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 3. – P. 28–37. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300705
3. Preparation for the introduction of SWAG at the fields of PJSC «Tatneft» / N.A. Knyazeva, A.N. Beregovoy, M.R. Khisametdinov, V.N. Kalinnikov, A.N. Drozdov, E.I. Gorelkina // SOCAR Proceedings. – 2022. – № SI2. – P. 19–27. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200737
4. Irani M.M., Telkov V.P. Research and simulation study of different technological processes of miscible CO2 water alternating gas injection // SOCAR Proceedings. – 2023. – № SI1. – P. 1–5. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100822
5. Huseynova N.I., Safarov N.M., Safarova G.N. Hydrodynamic simulation of the current state of liquid filtration under water emulsion impact on oil layer // SOCAR Proceedings. – 2023. – № SI1. – P. 87–95. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100834
6. Ibrahimov Kh.M. Thermal-gas-chemical method for oil production intensification in low-temperature reservoirs // SOCAR Proceedings. – 2023. – № SI1. – P. 108–114. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100839
7. Амиян В.А., Амиян Л.В., Бекиш Е.Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра, 1987. – 229 с.
8. The rationale for carbon dioxide injection into the high viscosity oil rock formations / A.A. Makhmutov, R.U. Rabaev, M.O. Abdullah Neiser, Sh.Kh. Sultanov // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 4. – P. 76–81. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400918
9. Methodical approach to substantiation of the strategy for the development of residual oil reserves at the final stage of development, taking into account facies analysis / V.A. Grishchenko, V.V. Mukhametshin, R.N. Bakhtizin, Yu.V. Zeigman, L.S. Kuleshova, R.F. Yakupov, T.R. Vafin // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 3. – P. 66–75. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300710
10. Application of gel systems for water shut-off on Uzbekistan oil fields / V.J. Abdullayev, R.G. Veliyev, S.S. Ryabov, G.G. Krupin, U.Z. Rahimov // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 1. – P. 68–73. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230100806
11. Veliyev E.F., Shovgenov A.D. Novel water shut off method based on temporary plugging agent and gel composition shut-off // SOCAR Proceedings. – 2023. – № SI1. – P. 96–101. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100837
12. Rae P., Di Lullo G. Matrix acid stimulation – a review of the state-of-the-art // The SPE European Formation Damage Conference. – The Hague, Netherlands, May 2003. – Paper Number: SPE-82260-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/82260-MS
13. Chelating agents for oilfield stimulation: lessons learned and future outlook / T. Almubarak, J.H. Ng, R. Ramanathan, H.A. Nasr-El-Din // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 205. – P. 108832. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108832
14. Khaldi M.H., Caliskan S., Noui-Mehidi M.N. Enhancing matrix acid stimulation using ultrasonic waves // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dubai, UAE, September 2021. – Paper Number: SPE-205838-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/205838-MS
15. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 312 с.
16. Богопольский А.О., Коасари К.А., Иванов А.Н. Новая технология обработки призабойной зоны пласта микрозародышевым раствором на основе ПАВ // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 7. – С. 32–35.
17. Suleimanov B.A., Azizov Kh.F. Specific features of the flow of a gassed liquid in a porous body // Colloid Journal. – 1995. – Vol. 57 (6). – P. 818–823.
18. Jamalbayov M.A., Ibrahimov Kh.M., Alizadeh N.A. Mathematical model of the hydrocarbon displacement process by water in zonally heterogeneous deformable reservoirs // Scientific Petroleum. – 2023. – № 2. – P. 48–56. DOI: https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200048
19. A hybrid modeling approach: dynamic simulation of two-phase fluid flow in compacting gas condensate reservoirs using potential flow theory / M.A. Jamalbayov, I.R. Hasanov, M.O. Dogan, T.M. Jamalbayli // Scientific Petroleum. – 2024. – № 1. – P. 29–35. DOI: https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20240100054
20. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Vishnyakov V.V. Nanocolloids for petroleum engineering: fundamentals and practices. – Hoboken, West Sussex: John Wiley & Sons, 2022. – 288 p.
21. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. – М.; Ижевск: ИКИ, 2006. – 356 с.
22. Suleimanov B.A. Slip effect during filtration of gassed liquid // Colloid Journal. – 1997. – Vol. 59 (6). – P. 749–753.
23. Suleimanov B.A., Azizov Kh.F., Abbasov E.M. Specific features of the gas-liquid mixture filtration // Acta Mechanica. – 1998. – Vol. 130 (1–2). – P. 121–133. DOI: https://doi.org/10.1007/BF01187048
24. Меликов Г.Х., Азизов М.Г. Экспериментальное исследование влияния релаксационных свойств газожидкостных систем на фильтрацию в неоднородных пористых средах // Известия ВУЗов СССР. «Нефть и Газ». – 1988. – № 10. – С. 35–38.

25. Особенности вытеснения водой нефтей с вязкоупругими свойствами / Г.Г. Вахитов, А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Рыжик, Б.Е. Кисиленко, Р.Н. Мехтизаде // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 4. – С. 38–41.
26. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта: пат. 2114292, Российская Федерация, С1; заявл. 16.06.1997; опубл. 27.06.1998.
27. Способ разработки нефтяной залежи: пат. 2123586, Российская Федерация, С1; заявл. 16.06.1997; опубл. 20.12.1998.
28. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта: пат. 2145381, Российская Федерация, С1; заявл. 12.10.1998; опубл. 10.02.2000.
29. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
30. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. – М.: Недра, 1991. – 167 с.
31. Кроуи К., Масмонтейл Ж., Томас Р. Тенденции в кислотной обработке матрицы // «Нефтяное обозрение» Шлюмберже. – 1996. Осень. – Т. 1. – № 1. – С. 20–37.
32. Иванов В.А., Галлямов К.К. Пенообразующий состав комплексного действия // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 4. – С. 39–41.
33. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 184 с.

Информация об авторах

Багир Алекперович Сулейманов, член-корреспондент НАН Азербайджана, доктор технических наук, профессор, заместитель директора НИПИ «Нефтегаз» SOCAR по добыче нефти и газа, Азербайджан, AZ1022, г. Баку, пр. Г. Зардаби, 88а; baghir.suleymanov@socar.az, https://orcid.org/0000-0003-3108-2670

Хаким Фикретович Аббасов, доктор физических наук, ведущий научный сотрудник НИПИ «Нефтегаз» SOCAR по добыче нефти и газа, Азербайджан, AZ1022, г. Баку, пр. Г. Зардаби, 88а; abbasovhakim@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-8689-4580

Поступила в редакцию: 06.08.2024
Поступила после рецензирования: 28.10.2024
Принята к публикации: 08.04.2025

REFERENCES

1. Ahmadova U.T. Review of oil recovery techniques using foam systems. *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 3, pp. 76–84. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300711
2. Suleimanov B.A., Abbasov H.F. Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection. *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 3, pp. 28–37. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300705
3. Knyazeva N.A., Beregovoy A.N., Khisametdinov M.R., Kalinnikov V.N., Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Preparation for the introduction of SWAG at the fields of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, 2022, no. SI2, pp. 19–27. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200737
4. Irani M.M., Telkov V.P. Research and simulation study of different technological processes of miscible CO2 water alternating gas injection. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. SI1, pp. 1–5. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100822
5. Huseynova N.I., Safarov N.M., Safarova G.N. Hydrodynamic simulation of the current state of liquid filtration under water emulsion impact on oil layer. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. SI1, pp. 87–95. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100834
6. Ibrahimov Kh.M. Thermal-gas-chemical method for oil production intensification in low-temperature reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. SI1, pp. 108–114. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100839
7. Amiyan B.A., Amiyan L.V., Bekish E.N. *Application of foam systems in oil and gas production*. Moscow, Nedra Publ., 1987. 229 p. (In Russ.)
8. Makhmutov A.A., Rabaev R.U., Abdullah Neiser M.O., Sultanov Sh.Kh. The rationale for carbon dioxide injection into the high viscosity oil rock formations. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 4, pp.76–81. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400918
9. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.V., Bakhtizin R.N., Zeigman Yu.V., Kuleshova L.S., Yakupov R.F., Vafin T. R. Methodical approach to substantiation of the strategy for the development of residual oil reserves at the final stage of development, taking into account facies analysis. *SOCAR Proceedings*, 2022, no. 3, pp. 66–75. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220300710
10. Abdullayev V.J., Veliyev R.G., Ryabov S.S., Krupin G.G., Rahimov U.Z. Application of gel systems for water shut-off on Uzbekistan oil fields. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 1, pp. 68–73. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230100806
11. Veliyev E.F., Shovgenov A.D. Novel water shut off method based on temporary plugging agent and gel composition shut-off. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. SI1, pp. 96–101. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100837
12. Rae P., Di Lullo G. Matrix acid stimulation – a review of the state-of-the-art. *The SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, Netherlands, May 2003. Paper Number: SPE-82260-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/82260-MS
13. Almubarak T., Ng J. H., Ramanathan R., Nasr-El-Din H.A. Chelating agents for oilfield stimulation: Lessons learned and future outlook. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 205, pp. 108832. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108832
14. Khaldi M.H., Caliskan S., Noui-Mehidi M.N. Enhancing matrix acid stimulation using ultrasonic waves. *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, UAE, September 2021. Paper Number: SPE-205838-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/205838-MS
15. Ibragimov G.Z., Khisamutdinov N.I. *Reference guide to the use of chemical reagents in oil production*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 312 p. (In Russ.)

16. Bogopolsky A.O., Koasari K.A., Ivanov A.N. A new treatment technology of the formation zone of the well bottom well with a surfactant-based microbial solution. *Oil Industry*, 1995, no. 7, pp. 32–35. (In Russ.)
17. Suleimanov B.A., Azizov Kh.F. Specific features of the flow of a gassed liquid in a porous body. *Colloid Journal*, 1995, vol. 57 (6), pp. 818–823.
18. Jamalbayov M.A., Ibrahimov Kh.M., Alizadeh N. A. Mathematical model of the hydrocarbon displacement process by water in zonally heterogeneous deformable reservoirs. *Scientific Petroleum*, 2023, no. 2, pp. 48–56. DOI: https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200048
19. Jamalbayov M.A., Hasanov I.R., Dogan M.O., Jamalbayli T.M. A hybrid modeling approach: dynamic simulation of two-phase fluid flow in compacting gas condensate reservoirs using potential flow theory. *Scientific Petroleum*, 2024, no. 1, pp. 29–35. DOI: https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20240100054
20. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Vishnyakov V.V. *Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices*. Hoboken, West Sussex, John Wiley & Sons, 2022. 288 p.
21. Suleimanov B.A. *Features of heterogenic system filtration*. Moscow, Izhevsk, IKI Publ., 2006. 356 p. (In Russ.)
22. Suleimanov B.A. Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 1997, vol. 59 (6), pp. 749–753.
23. Suleimanov B.A., Azizov Kh.F., Abbasov E.M. Specific features of the gas-liquid mixture filtration. *Acta Mechanica*, 1998, vol. 130 (1–2), pp. 121–133. DOI: https://doi.org/10.1007/BF01187048
24. Melikov G.H., Azizov M.G. Experimental study of the influence of relaxation properties of gas-liquid systems on filtration in inhomogeneous porous media. *Izvestia VUZov USSR. "Oil and Gas"*, 1988, no. 10, pp. 35–38. (In Russ.)
25. Vakhitov G.G., Mirzajanzadeh A.H., Ryzhik V.M., Kisilenko B.E., Mehtizadeh R.N. Features of water displacement of oils with viscoelastic properties. *Oil Industry*, 1977, no. 4, pp. 38–41. (In Russ.)
26. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Suleimanov B.A., Abbasov E.M., Ismagilov R.G., Berman A.V. *Method for treating bottom-hole zone of oil bed*. Patent RF, no. 2114292, 1998. (In Russ.)
27. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Suleimanov B.A., Abbasov E.M., Kurbanov R.A., Matveev K.L. *Method for development of oil deposit*. Patent RF, no. 2123586, 1998. (In Russ.)
28. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Suleimanov B.A., Abbasov E.M. *Method of acid treatment of bottom-hole oil formation zone*. Patent RF, no. 2145381, 2000. (In Russ.)
29. Mirzajanzadeh A.H., Ametov I.M., Kovalev A.G. *Physics of oil and gas reservoir*. Moscow, Nedra Publ., 1992. 270 p. (In Russ.)
30. Namiot A.Yu. *Solubility of gases in water*. Moscow, Nedra Publ., 1991. 67 p. (In Russ.)
31. Crowe C., Masmonteil J., Thomas R. Trends in matrix acidizing. *Oilfield Review*, 1992, October, pp. 24–40.
32. Ivanov V.A., Galliamov K.K. Foaming compound of complex action. *Oil Industry*, 1995, no. 4, pp. 39–41. (In Russ.)
33. Cristian M., Sokol S., Constantinescu A. *Increase of productivity and injectivity of wells*. Moscow, Nedra Publ., 1985. 184 p. (In Russ.)

Information about the authors

Baghir A. Suleimanov, Corresponding Member of the ANAS, Dr. Sc., Professor, Deputy Director, Oil gas scientific research project Institute, SOCAR, 88a, Zardabi avenue, Baku, AZ1022, Azerbaijan; baghir.suleymanov@socar.az, https://orcid.org/0000-0003-3108-2670
Hakim F. Abbasov, Dr. Sc., Senior Researcher, Oil gas scientific research project Institute, SOCAR, 88a, Zardabi avenue, Baku, AZ1022, Azerbaijan; abbasovhakim@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-8689-4580

Received: 06.08.2024
Revised: 28.10.2024
Accepted: 08.04.2025