

УДК 661.185+622.279.7

Г.А. Ямов¹, e-mail: gayamov@tnnc.rosneft.ru; Д.Р. Ибрагимова¹; В.В. Милованова¹

¹ 000 «Тюменский нефтяной научный центр» (Тюмень, Россия).

Применимость технологии глушения газовых и газоконденсатных скважин пенными составами на месторождениях ПАО «НК «Роснефть»

В статье проанализированы возможности применения жидкостей глушения скважин на зрелых месторождениях при проведении геолого-технических мероприятий. Дана оценка влияния различных технологий глушения скважин на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Отмечено, что для снижения кольматации призабойной зоны пласта на объектах с пластовым давлением ниже гидростатического рекомендовано применение трехфазной пены в качестве жидкости глушения. Эффективность данной технологии обусловлена тем, что использование пенных составов предполагает снижение репрессии на продуктивный пласт в сравнении с глушением соляными и глинистыми растворами за счет регулирования плотности и структурно-механических свойств пен.

Проведен анализ текущих конструкций скважин в целях определения их средних технических характеристик, представлены данные о продуктивности скважин ряда месторождений Краснодарского края и Крайнего Севера до и после проведения капитального ремонта.

Произведен подбор характеристик пены и пенообразующей жидкости на основе текущих геолого-технических характеристик газовых и газоконденсатных скважин для минимизации риска поглощения жидкости глушения путем использования технологии глушения скважин пенными составами.

Ключевые слова: глушение скважин, трехфазная пена, двухфазная пена, газовое месторождение, глинистый раствор, соляной раствор, поглощение рабочей жидкости, снижение фильтрационно-емкостных свойств, низкое пластовое давление.

.....

Г.А. Ямов¹, e-mail: gayamov@tnnc.rosneft.ru; Д.Р. Ибрагимова¹; В.В. Милованова¹

¹ Tyumen Petroleum Research Center LLC (Tyumen, Russia).

Applicability of Technology for Killing Gas and Gas-Condensate Wells with Foam Compositions in Rosneft Fields

The article analyses the possibilities of well killing fluids application in mature fields during geological and technical measures. The influence of different well killing technologies on filtration-volumetric properties of the formation is evaluated. It has been noted that three-phase foam as a killing fluid has been recommended to reduce downhole zone clogging on the objects with formation pressure below hydrostatic pressure. The efficiency of this technology is stipulated by the fact that the use of foam makes it possible to decrease the repression on the payout bed in comparison with the killing with brine and clay solutions owing to the density and structural-mechanical properties of the foam.

Current well designs have been analyzed in order to determine their average performance characteristics and data on productivity of wells at a number of fields in the Krasnodar region and the Far North before and after workover have been presented.

A selection of foam and foaming fluid characteristics based on the current geological and technical characteristics of gas and gas condensate wells has been made to minimise the risk of killing fluid absorption by using the foam-killing technology.

Keywords: well killing, three-phase foam, two-phase foam, gas field, clay solution, brine solution, working fluid absorption, reduction of filtration-volume properties, low reservoir pressure.

ВВЕДЕНИЕ

Глушение газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, как правило, приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, а именно проницаемости, вследствие поглощения рабочей жидкости при низком пластовом давлении.

Первоочередной задачей операции глушения скважин является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины за счет предотвращения выброса нефти или газа из пласта. Основное условие решения данной задачи – это применение специальных механических отсекателей пластов, противовыбросового оборудования, а также жидкостей глушения различного состава, позволяющих создать на забое скважин давление выше пластового, т. е. противодействие на пласт [1].

Традиционно жидкости глушения условно подразделяются на две группы:

- на водной основе, в т. ч. пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, гидрогели, прямые эмульсии;
- на углеводородной основе, в т. ч. известково-битумные растворы, товарная нефть, обратные эмульсии.

В особую группу выделяют жидкости глушения на основе полимеров, образующих гели со стабильными структурно-реологическими свойствами [2]. Наиболее широко в качестве жидкости глушения применяются водные составы с добавлением загустителей или минеральных солей, к примеру водные растворы хлористого натрия (NaCl) и хлористого кальция (CaCl₂).

У каждой из приведенных групп есть свои преимущества и недостатки. Так, к примеру, глинистые растворы характеризуются относительной дешевизной и доступностью, однако при этом к числу их недостатков при капитальном и текущем ремонтах скважин относится высокая плотность растворов,

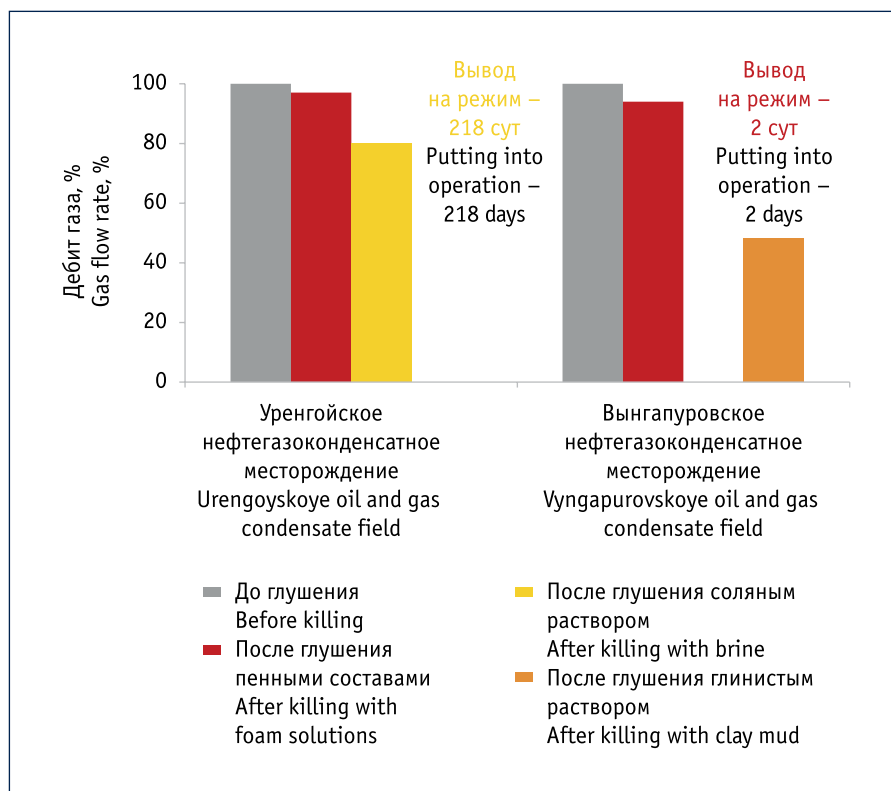


Рис. 1. Снижение дебитов скважин меловых отложений после глушения

Fig. 1. Decrease in flow rates of wells in Cretaceous sediments after killing

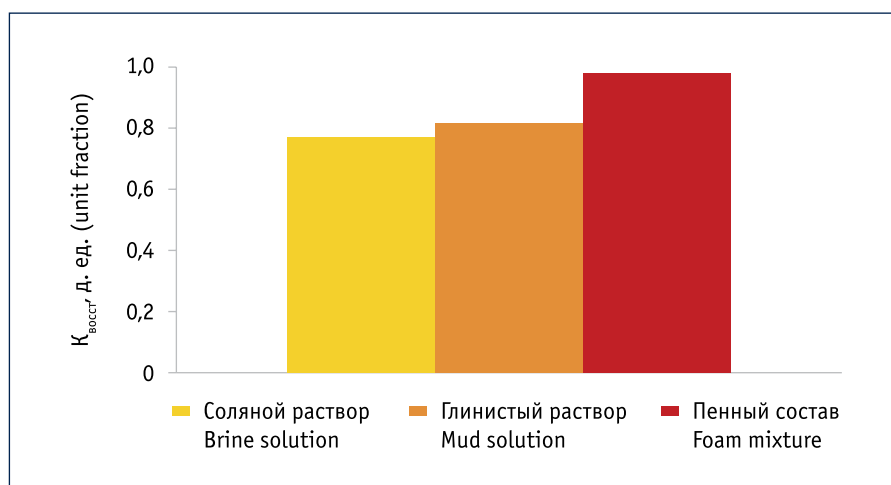


Рис. 2. Коэффициент восстановления проницаемости $K_{восст}$ после глушения (сеноман)

Fig. 2. Permeability recovery coefficient $K_{восст}$ after killing (Cenomanian)

что обуславливает набухание глинистых частиц и, как следствие, загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП). Что касается жидкостей глушения на нефтяной основе и обратных эмуль-

сий, то они позволяют снизить влияние на ПЗП в сравнении с глинистыми растворами на водной основе и в наибольшей степени соответствуют требованиям к применению жидкостей

Ссылка для цитирования (for citation):

Ямов Г.А., Ибрагимов Д.Р., Милованова В.В. Применимость технологии глушения газовых и газоконденсатных скважин пенными составами на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 9–10. С. 58–66.

Yamov G.A., Ibragimova D.R., Milovanova V.V. Applicability of Technology for Killing Gas and Gas-Condensate Wells with Foam Compositions in Rosneft Fields. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(9–10):58–66. (In Russ.)

противодавления в условиях низких пластовых давлений. В то же время растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии обладают высокими закупоривающими свойствами, препятствующими проникновению воды и твердой фазы бурового раствора в пласт в процессе его вскрытия или глушения. Отметим, что в растворах на углеводородной основе в качестве дисперсионной среды применяют нефть и нефтепродукты, а в качестве дисперсной фазы – окисленный битум, т. е. если сравнить данные растворы с жидкостями глушения на основе глинистых растворов, то роль глины выполняет битум, а роль воды – нефтепродукты [3]. Однако если в глинистом растворе созданию структуры способствуют частицы глины, то в растворы на углеводородной основе добавляют значительные объемы структурообразователя, а именно мыла жирных кислот или окись кальция.

При этом фильтрат растворов на водной основе оказывает более сильное отрицательное влияние на проницаемость пласта, нежели основа углеводородного раствора.

Необходимо отметить, что широко распространенные жидкости глушения на водной основе могут (с учетом характеристик пород коллектора) оказывать отрицательное влияние на ФЭС призабойной зоны пласта (ПЗП). К примеру, опыт разработки Уренгойского и Вынгапуровского месторождений показал, что глушение скважин растворами на водной основе в большинстве случаев способствовало загрязнению ПЗП, что, в свою очередь, привело к снижению продуктивности скважин и отрицательно сказалось на их освоении после ремонта: выход на режим (ВНР) достигал 218 сут при снижении дебита газа на 20 % от доремонтного (рис. 1).

В то же время практика свидетельствует о том, что для объектов с пластовым давлением ниже гидростатического эффективной альтернативой жидкостям глушения на водной основе является технология глушения скважин пенными составами, такими, к примеру, как описанный в [4] и состоящий из пенообразователя на основе водного

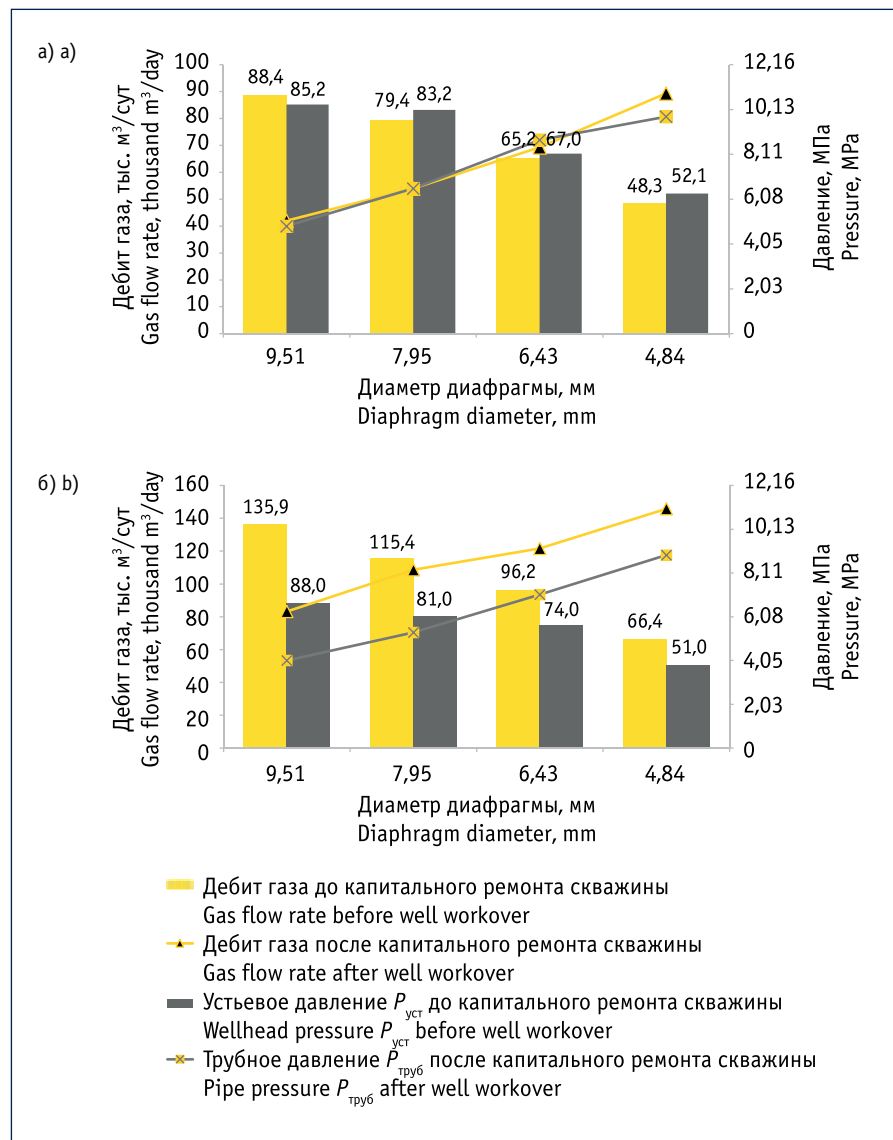


Рис. 3. Дебиты газа и устьевые давления, по данным гидродинамических исследований до и после капитального ремонта скважин: а) скв. 1-1; б) скв. 2-1

Fig. 3. Gas flow rates and wellhead pressures from hydrodynamic survey data before and after well workover: a) well No. 1-1; b) well No. 2-1

раствора лигносульфонатного реагента, стабилизатора пены – углеводородной жидкости, твердой фазы – наполнителя растительного происхождения и водной фазы – водного раствора хлорида кальция.

В целом по составу пены можно разделить на двух- и трехфазные. Двухфазные состоят из жидкости, газа и поверхностно-активных веществ (ПАВ). В состав трехфазных пен входят помимо перечисленных компонентов твердые частицы, в качестве которых могут выступать глина, резиновая крошка, гипс, графит, полиэтилен и т. п.

На месторождениях двухфазные пены чаще всего используют для освоения скважин, а трехфазные – для глушения скважин при проведении текущего и капитального ремонтов.

Применение технологии глушения пенными составами на Уренгойском и Вынгапуровском нефтегазоконденсатных месторождениях показало, что ВНР при использовании пенных составов составил до 2 сут при снижении дебита до 3–4 % от доремонтного уровня. Стоит также отметить, что коэффициент восстановления проницаемости, составивший после глушения скважин соляными

и глинистыми растворами 78–81 %, после глушения пенными составами достиг 98 %.

По опыту успешного использования технологии выделены следующие критерии применимости трехфазных пен в качестве жидкостей глушения:

- пластовое давление ниже гидростатического;
- широкий диапазон пластовых давлений: 1,9 ÷ 50,5 МПа;
- широкий диапазон температур: –40 ÷ 120 °С.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Проанализируем промысловые данные, полученные в результате применения различных технологий глушения скважин на двух газовых месторождениях.

Глушение соляным раствором

На исследуемых объектах в качестве жидкости глушения применялись соли хлористого натрия (NaCl) по причине их относительно низкой стоимости и высокой доступности в сравнении с другими солями. NaCl, как правило, применяется для приготовления жидкости глушения с плотностью до 1,18 г/см³. На первой залежи было проведено два капитальных ремонта скважин (КРС) в целях оценки технического состояния эксплуатационных колонн, смены насосно-компрессорной трубы (НКТ) на скв. 2-1, реперфорации на скв. 1-1, а также очистки скважин от солейотложений. Для глушения скважин использовались жидкости на основе солей хлористого натрия. Анализ эффективности данных КРС, результаты которых представлены на рис. 1-2, показал:

- по скв. 1-1 – увеличение продуктивности на ~10 % (рис. 3а);
- по скв. 2-1 – снижение продуктивности на ~20 %.

Отметим, что увеличение продуктивности скв. 1-1 обусловлено главным образом проведением дополнительной перфорации скважины.

При этом основным фактором снижения продуктивности скв. 2-1 является ухудшение состояния ее ПЗП (кольматация). Данный факт был подтвержден

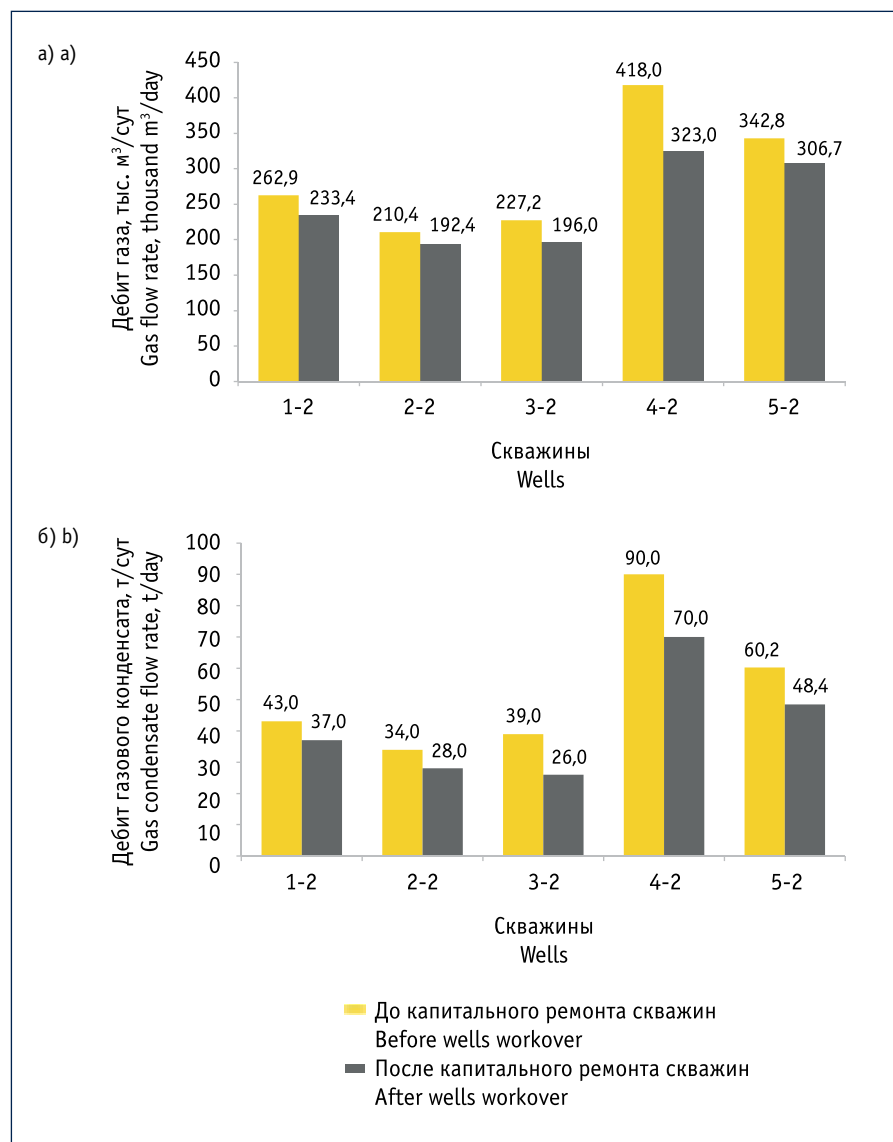


Рис. 4. Дебит по скважинам второй залежи до и после капитального ремонта скважин (при одинаковых устьевых давлениях): а) газа; б) газового конденсата

Fig. 4. Flow rates from wells in the second reservoir before and after well workover (at the same wellhead pressures): a) gas; b) gas condensate

увеличением значения скин-фактора, по данным гидродинамических исследований скважин после капитального ремонта, а также снижением абсолютно свободного дебита газа примерно на 16 % по сравнению с результатами предыдущих исследований. В целом снижение годовой добычи газа скв. 2-1 в 2018–2019 гг. составило порядка 6,2 млн м³, или около 17 % (рис. 3б). КРС на второй залежи привел к снижению добычи газа на 9–23 % при одинаковых устьевых давлениях. Суммарное снижение годовой добычи газа по скважинам за год работы составило

72 млн м³, конденсата – 19,7 тыс. т, или 14 и 21 % соответственно. Основным фактором снижения продуктивности скважины явилась кольматация призабойной зоны (рис. 4).

Глушение пенными составами и алгоритм расчета необходимой степени азрации пены

В целях уменьшения влияния буровых растворов на ПЗП предлагается применение трехфазных пен в качестве замены распространенных жидкостей. Необходимо отметить, что для месторождений с разными геологическими

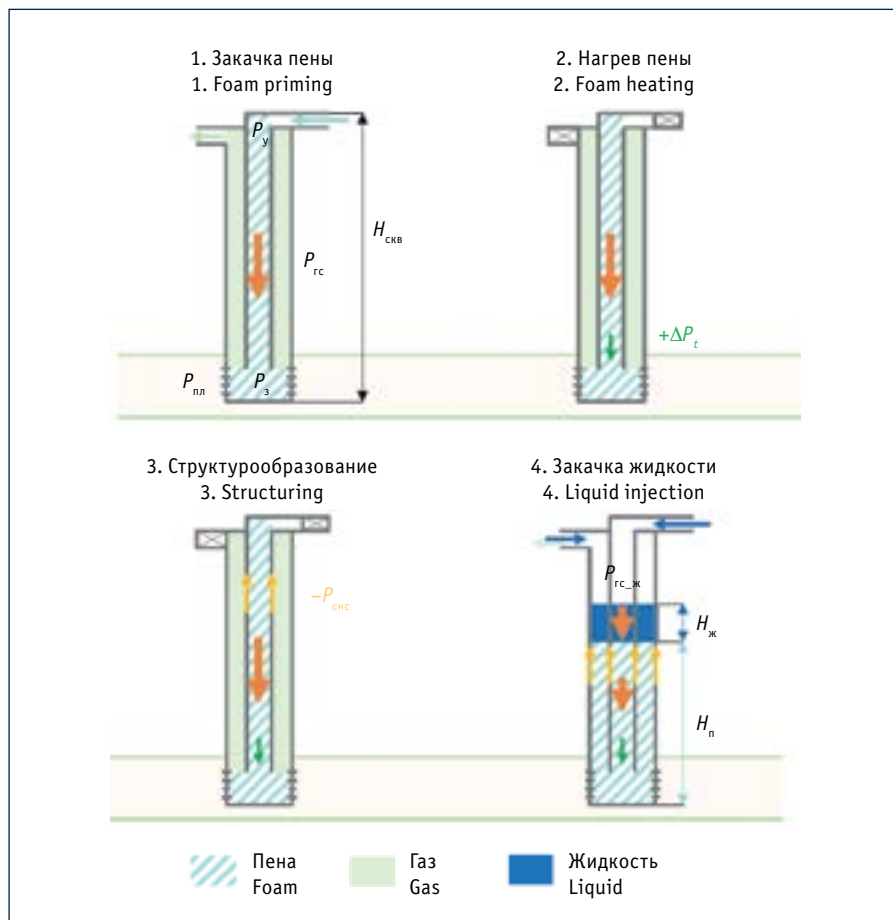


Рис. 5. Схема глушения скважин пенным составом:

P_y – устьевое давление; P_3 – забойное давление; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{гс}$ – гидростатическое давление пены; ΔP_t – дополнительное давление от нагрева пены; $P_{сис}$ – дополнительное давление «зависания» пены; $P_{гс,ж}$ – гидростатическое давление жидкости; $H_{скв}$ – глубина скважины; $H_{ж}$ – высота столба жидкости; H_n – высота столба пены

Fig. 5. Scheme of well killing with foam composition:

P_y – wellhead pressure; P_3 – bottomhole pressure; $P_{пл}$ – formation pressure; $P_{гс}$ – hydrostatic pressure of the foam; ΔP_t – additional pressure from foam heating; $P_{сис}$ – additional pressure of foam “hang-up”; $P_{гс,ж}$ – hydrostatic pressure of liquid; $H_{скв}$ – depth of well; $H_{ж}$ – height of liquid column; H_n – height of foam column

условиями необходимо корректировать состав пен. К примеру, на разрабатываемых ООО «Газпром добыча Краснодар» месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями накоплен положительный опыт применения гидрофобно-эмульсионных растворов, в которых содержание водной фазы составляет 80–85 %, углеводородной фазы – 15–20 % и эмульгатора-стабилизатора – 0,3–0,7 % (катионное ПАВ сложного состава). Так, при очистке ПЗП, промывке песчаных пробок, перфорации эксплуатационных колонн в целях приобщения к разработке новых газонасыщенных объектов, проведении ремонтно-про-

филактических и ловильно-аварийных работ в скважинах, эксплуатирующих объекты на глубинах 2620–2660 м (Сердюковское газоконденсатное месторождение) и 3320–3370 м (Некрасовское газоконденсатное месторождение), гидрофобно-эмульсионные растворы обеспечили успешное проведение ремонтных работ. Однако данные эмульсии показали низкую эффективность в ходе применения в коллекторах с высокой проницаемостью месторождений Западной Сибири [5], в результате чего потребовалось изменение состава пены. В целом отметим, что глушение скважин трехфазной пеной обычно осу-

ществляется с использованием цементировочного агрегата, компрессора и эжектора в следующей последовательности (рис. 5):

1) в остановленную скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается пена;

2) скважина закрывается, пена прогревается до температуры окружающих пород при постоянном устьевом давлении, причем создается дополнительное давление за счет ее температурного расширения;

3) проявляется эффект «зависания» пены, связанный с ее структурными свойствами, в результате структурообразования забойное давление уменьшается;

4) для создания необходимого давления в трубное и затрубное пространство доливаются жидкость, препятствующая переливу пены, вследствие чего происходит зависание раствора на пенной «подушке» и не все гидростатическое давление бурового раствора передается на забой;

5) после проведения ремонтных работ и спуска НКТ производится освоение скважины двухфазной пеной, причем перед освоением в межтрубное пространство подается газовый конденсат для разрушения пены, попавшей в пласт;

6) скважину отработывают на факел. Схема обвязки скважины с последовательностью технологических операций при глушении газовой скважины трехфазными пенами представлена на рис. 6.

На примере среднестатистической газовой скважины сеноманской залежи произведены расчеты необходимой степени азрации пены. Исходные данные приведены в табл. 1. Расчет технологических показателей жидкости глушения производится по следующим формулам [3, 4].

$$V_{пж} = \frac{10^6 \cdot (0,5-0,7) \cdot P_{пл} \cdot q}{\rho_{пж} \cdot g}, \quad (1)$$

где $V_{пж}$ – необходимый объем пенообразующей жидкости, м³; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $\rho_{пж}$ – плотность пенообразующей жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; q – объем одного метра скважины, м³.

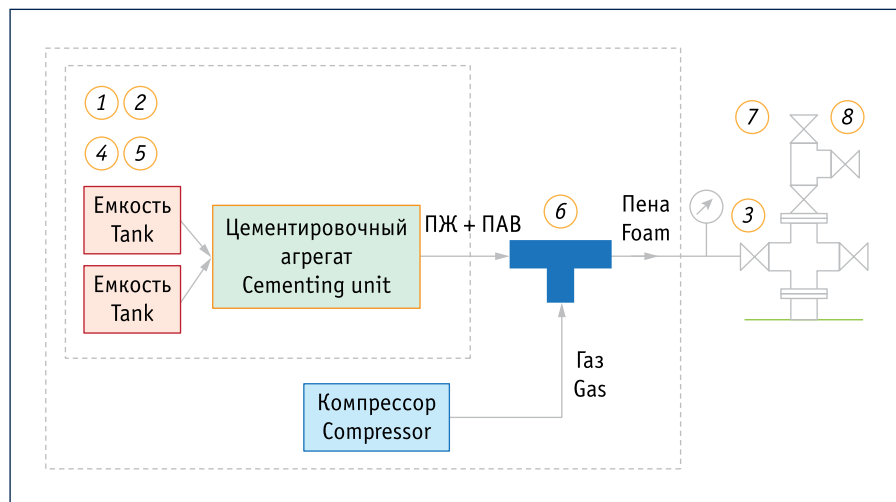


Рис. 6. Описание технологического процесса глушения скважин пенными составами:

1 – обвязка наземного оборудования и устья скважины; 2 – опрессовка соединительных линий; 3 – отключение скважины от коллектора; 4 – приготовление промывочной жидкости (ПЖ); 5 – приготовление пенообразующей жидкости (ПЖ + ПАВ); 6 – приготовление пены с помощью газоконденсатного эжектора путем аэрации пенообразующей жидкости, газ подается из шлейфа либо компрессором; 7 – глушение скважины трехфазной пеной; 8 – демонтаж фонтанной арматуры

Fig. 6. Description of technological process of well killing with foam compositions:

1 – tying up surface equipment and wellhead; 2 – pressure testing of connecting lines; 3 – shutting down the well; 4 – preparing flushing fluid (ПЖ); 5 – preparing foaming fluid (ПЖ + ПАВ); 6 – preparing foam with the help of gas condensate ejector by aeration of foaming fluid, gas is supplied from the loop or by compressor; 7 – killing the well with three-phase foam; 8 – disassembly of surface fittings

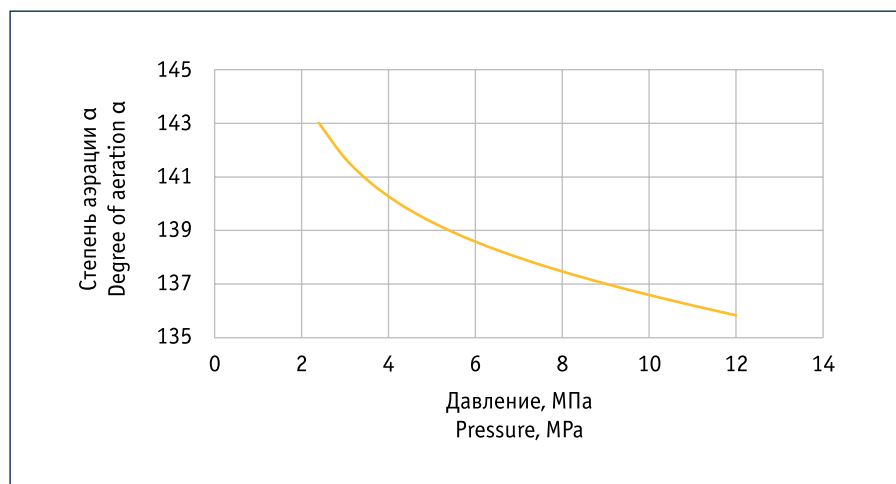


Рис. 7. Требуемая степень аэрации α пены при изменении давления

Fig. 7. Required degree of aeration α of the foam when changing pressure

Необходимый объем продавочной жидкости, закачиваемой в трубное и затрубное пространство в целях предотвращения перелива пены, рассчитывается аналогично [6].

Плотность пены ρ_n в скважине с учетом ее заполнения рассчитывается по формуле

$$\rho_n = \frac{1,2P_{пл}}{H \cdot g} \cdot 10^6. \quad (2)$$

Степень аэрации пены в забойных условиях α_0 определяется по формуле

$$\alpha_0 = \frac{\rho_{пж}}{\rho_n}. \quad (3)$$

Далее рассчитывается необходимая степень аэрации пены в нормальных условиях (рис. 7):

$$\alpha = \frac{\alpha_0 \cdot (1,2P_{пл} + P_0) \cdot Z_0 \cdot T_0}{P_0 \cdot Z \cdot T \cdot (1 + K_n \cdot (1,2P_{пл} + P_0))} \quad (4)$$

где Z и Z_0 – коэффициенты сверхсжимаемости газовой фазы пены в забойных и нормальных условиях соответственно; T и T_0 – забойная и нормальная температура, К; K_n – коэффициент, учитывающий свойства пены и составляющий 0,002–0,005 д. е.; P_0 – давление при нормальных условиях, МПа.

Результаты расчетов для состава плотностью 1180 кг/м³ и различных пластовых давлений представлены в табл. 2. Данная технология нашла применение на ряде месторождений Краснодарского края (Майкопское, Некрасовское, Сердюковское) и Крайнего Севера (Ямбургское нефтегазоконденсатное). В табл. 3–4 представлены показатели работы скважин до и после КРС [4]. Как видно из опыта применения метода глушения скважин трехфазными пенами, все скважины после проведения КРС вводились в эксплуатацию с дебитами не ниже значений, зафиксированных до проведения ремонтных работ.

В целях оценки эффективности применения технологии был рассчитан возможный объем дополнительной добычи газа в результате применения пен при глушении скважин (табл. 5).

ВЫВОДЫ

Технология глушения скважин пенами позволяет предотвратить значительное поглощение рабочей жидкости при низких пластовых давлениях, а следовательно, и снижение проницаемости коллектора в ПЗП. По этой причине после КРС дебиты скважин, глушившихся пенными составами, как правило, не снижались по сравнению с доремонтными значениями.

Эффективность технологии глушения скважин трехфазными пенами подтверждена в ходе опытно-промышленных испытаний на месторождениях Краснодарского края и Ямало-Ненецкого автономного округа, что говорит о целесообразности ее применения на других месторождениях ПАО «НК «Роснефть», обладающих сходными характеристиками.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1. Данные для расчета необходимой аэрации пены на примере среднестатистической газовой скважины сеноманской залежи

Table 1. Data for calculating the required aeration of foam using an example of an average gas well in a Cenomanian reservoir

Параметр Parameter	Значение Value
Диаметр эксплуатационной колонны (внешний), мм Production string diameter (external), mm	168
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м Production casing depth, m	1200
Диаметр насосно-компрессорных труб (внешний), мм Production tubing diameter (external), mm	89
Глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб, м Production string running depth, m	1180
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	3
Пластовая температура, К Reservoir temperature, K	304
Температура на устье, К Temperature at wellhead, K	286
Плотность состава, кг/м ³ Compound density, kg/m ³	1180

Таблица 2. Результаты расчетов параметров для состава плотностью 1180 кг/м³ и различных пластовых давлений

Table 2. Calculation results for a composition with a density of 1180 kg/m³ and different reservoir pressures

Средняя плотность пены по стволу, кг/м ³ Average foam density along the borehole, kg/m ³	Пластовое давление P_{nr} , МПа Reservoir pressure P_{nr} , MPa	Гидростатическое давление, МПа Hydrostatic pressure, MPa		Объем пенообразующего состава V_{noc} для $P_{nn} \times 0,5$, м ³ Foam preparation volume V_{noc} for $P_{nn} \times 0,5$, m ³	Объем продавочной (буферной) жидкости, м ³ Displacing (buffer) fluid volume, m ³		Требуемая степень аэрации, приведенная к нормальным условиям Required degree of aeration, reduced to normal conditions	Забойное давление P_z , МПа Bottomhole pressure P_z , MPa		$P_{nn} = 1,2P_z$ (правила безопасности нефтяной и газовой промышленности), МПа $P_{nn} = 1,2P_z$ (oil and gas industry safety regulations), MPa	Степень аэрации пены, необходимая для поддержания плотности в забойных условиях Degree of aeration of the foam required to maintain density under downhole conditions
		Столба пены $0,5-0,7 \times P_{nn}$ Of the foam column $0,5-0,7 \times P_{nn}$	Столба продавочной (буферной) жидкости Of the displacing (buffer) fluid column		Для трубопровода $V_{пр.ж.тр.}$ For pipe space $V_{пр.ж.тр.}$	Для затрубного пространства $V_{пр.ж.затр.}$ For annular space $V_{пр.ж.затр.}$		До разрушения структуры Before structure failure	После разрушения структуры After structure failure		
222,4	2,0	1,200	1,258	9,05	0,47	1,88	143,01	1,43	2,42	2,40	5,31
278,0	2,5	1,500	1,573	12,48	0,59	2,35	141,70	2,01	3,03	3,00	4,24
333,6	3,0	1,800	1,887	14,97	0,71	2,82	140,77	2,59	3,64	3,60	3,54
389,2	3,5	2,100	2,202	17,47	0,82	3,29	140,06	3,17	4,26	4,20	3,03
444,8	4,0	2,400	2,517	19,96	0,94	3,76	139,48	3,75	4,87	4,80	2,65
500,4	4,5	2,700	2,831	22,46	1,06	4,23	139,00	4,33	5,48	5,40	2,36
556,0	5,0	3,000	3,146	24,95	1,18	4,70	138,59	4,91	6,10	6,00	2,12
611,6	5,5	3,300	3,460	27,45	1,29	5,17	138,21	5,49	6,71	6,60	1,93
667,2	6,0	3,600	3,775	29,94	1,41	5,64	137,88	6,08	7,32	7,20	1,77
722,8	6,5	3,900	4,089	32,44	1,53	6,11	137,57	6,66	7,94	7,80	1,63
778,4	7,0	4,200	4,404	34,93	1,65	6,58	137,29	7,24	8,55	8,40	1,52
834,0	7,5	4,500	4,719	37,43	1,76	7,05	137,02	7,82	9,16	9,00	1,41
889,6	8,0	4,800	5,033	39,92	1,88	7,52	136,76	8,40	9,78	9,60	1,33
945,2	8,5	5,100	5,348	42,42	2,00	7,99	136,52	8,98	10,39	10,20	1,25
1000,8	9,0	5,400	5,662	44,91	2,12	8,46	136,28	9,56	11,00	10,80	1,18
1056,4	9,5	5,700	5,977	47,41	2,23	8,94	136,06	10,14	11,62	11,40	1,12
1112,0	10,0	6,000	6,291	49,90	2,35	9,41	135,84	10,72	12,23	12,00	1,06
1167,6	10,5	6,300	6,606	52,40	2,47	9,88	135,63	11,30	12,84	12,60	1,01

Таблица 3. Показатели работы скважин ряда месторождений Краснодарского края до и после капитального ремонта

Table 3. Performance of wells in a number of fields in the Krasnodar Territory before and after workovers

№ скважины, месторождение Well No., field	Цель проведения работ Purpose of the work	Параметры работы скважин Well performance parameters			
		До Before		После After	
		Дебит газа Q_r , тыс. м ³ Gas flow rate Q_r , thousand m ³	Буферное давление $P_{буф}$, МПа Wellhead pressure $P_{буф}$, MPa	Дебит газа Q_r , тыс. м ³ Gas flow rate Q_r , thousand m ³	Буферное давление $P_{буф}$, МПа Wellhead pressure $P_{буф}$, MPa
Скв. 79, Майкопское газоконденсатное Well No. 79, Maikopskoye	Изоляция пластовой воды, дострел Isolation of produced water, reperforation	50,00	1,00	120,00	1,00
Скв. 36, Майкопское газоконденсатное Well No. 36, Maikopskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и оборудования Revision of tubing and equipment	70,00	2,00	80,00	2,00
Скв. 98, Майкопское газоконденсатное Well No. 98, Maikopskoye	Изоляция пластовой воды, дострел Isolation of produced water, reperforation	30,00	2,00	80,00	2,00
Скв. 33, Некрасовское Well No. 33, Nekrasovskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и оборудования, обследование эксплуатационной колонны Inspection of tubing and equipment, inspection of production casing	33,00	3,00	30,00	3,10
Скв. 43, Некрасовское Well No. 43, Nekrasovskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и оборудования, обследование эксплуатационной колонны Inspection of tubing and equipment, inspection of production casing	70,00	3,10	70,00	3,10
Скв. 52, Некрасовское Well No. 52, Nekrasovskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и наземного оборудования Revision of tubing and surface equipment	60,00	3,00	60,00	3,00
Скв. 46, Некрасовское Well No. 46, Nekrasovskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и оборудования, обследование эксплуатационной колонны Inspection of tubing and equipment, inspection of production casing	30,00	3,00	30,00	3,10
Скв. 25, Некрасовское Well No. 25, Nekrasovskoye	Ловильные работы, ревизия насосно-компрессорных труб Fishing operations, tubing revisions	40,00	3,00	40,00	3,10
Скв. 26, Некрасовское Well No. 26, Nekrasovskoye	Ревизия насосно-компрессорных труб и оборудования, обследование эксплуатационной колонны Inspection of tubing and equipment, inspection of production casing	20,00	3,00	20,00	3,10
Скв. 36, Некрасовское Well No. 36, Nekrasovskoye	Изоляция пластовой воды, ревизия насосно-компрессорных труб Isolation of produced water, inspection of tubing	23,00	3,10	30,00	3,00
Скв. 46, Сердюковское Well No. 46, Serdyukovskoye	Ликвидация прихвата насосно- компрессорных труб Elimination of tubing sticking	60,00	2,60	65,00	2,80
Скв. 47, Сердюковское Well No. 47, Serdyukovskoye	Изоляция пластовой воды Isolation of produced water	70,00	3,30	70,00	3,30

Таблица 4. Показатели работы скважин ряда месторождений Крайнего Севера до и после капитального ремонта

Table 4. Performance of wells in a number of fields in the Far North before and after workovers

№ скважины, месторождение Well No., field	Интервал перфорации, м Perforation interval, m	Давление, МПа Pressure, MPa			Дебит, тыс. м ³ /сут Flow rate, thousand m ³ /day	
		Пластовое Reservoir	Начальное пластовое Initial reservoir	Устьевое Wellhead	До капитального ремонта скважины Before well workover	После капитального ремонта скважины After well workover
Скв. 1088, Ямбургское Well No. 1088, Yamburgskoye	1168–1242	3,4	11,73	2,0	253	280
Скв. 5115, Ямбургское Well No. 5115, Yamburgskoye	1112–1171	3,46	11,73	2,1	413	430
Скв. 7174, Ямбургское Well No. 7174, Yamburgskoye	1132–1200	4,0	11,73	2,5	476	480

Таблица 5. Результаты расчета возможной дополнительной добычи газа от применения пен при глушении скважин

Table 5. Results of calculation of possible additional gas production from the use of well killing foams

Скважина – площадь Well – area	Год проведения капитального ремонта скважины Year of well workover	Дебит газа, тыс. м ³ /сут Gas flow rate, thousand m ³ /day		Дебит конденсата, т/сут Condensate flow rate, t/day		Объем возможной дополнительной годовой добычи Volume of possible additional annual production	
		До капитального ремонта скважины Before well workover	После капитального ремонта скважины After well workover	До капитального ремонта скважины Before well workover	После капитального ремонта скважины After well workover	Газ, млн м ³ Gas, million m ³	Конденсата, т Gas condensate, t
1-2	2011	263	233	43	37	10	2081
2-2	2011	210	192	34	28	6	2081
3-2	2011	227	196	39	26	11	4508
4-2	2006	418	323	90	70	33	6935
5-2	2009	343	307	60	48	13	4089
2-1	2018	103	86	–	–	6	–
Итого: Total:		1564	1337	266	209	79	19 694

Литература:

- Иванова Е.В., Афанасьев С.В. Разработка способа получения жидкости глушения нефтедобывающих скважин на основе сточных вод ПАО «Тольятти-азот» // Сборник трудов II Всероссийской научно-практической конференции «Инновации и «зеленые» технологии». 2019. С. 84–89.
- Кунакова А.М., Олехнович Р.О., Клим О.В. и др. Жидкости для глушения нефтяных скважин. СПб.: Университет ИТМО, 2020. 42 с.
- Аманов М.А., Ишангулыев Г.А. Применение облегченных технологических жидкостей для глушения и капитального ремонта скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений (АНПД) // Молодой ученый. 2016. № 10 (114). С. 117–123.
- Пенообразующий состав для глушения скважин: патент № 2208036 РФ; МПК C09 K7/08, E21 B43/12 / Р.А.–О. Гасумов, О.К. Тагиров, Р.Н. Каллаева и др., патентообладатель ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский институт природных газов ОАО «Газпром»; № 2001125656/03, заявл. 18.09.2001; опубл. 10.07.2003.
- Гейхман М.Г. Разработка и совершенствование технологий ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений и интенсивного обводнения залежей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень: ТюмГНУ, 2005. 24 с.
- Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. М.: ОАО Недр, 1998. 270 с.

References:

- Ivanova E.V., Afanasyev S.V. Development of a Method for Producing Oil Well Killing Fluid Based on Waste Water of Togliattiazot PJSC. In: Proceedings of the II All-Russian Scientific and Practical Conference "Innovations and "Green" Technologies". 2019. P. 84-89. (In Russ.)
- Kunakova A.M., Olekhovich R.O., Klim O.V. et al. Liquids for Killing Oil Wells. St. Petersburg: ITMO University; 2020. (In Russ.)
- Amanov M.A., Ishangulyev G.A. Application of Light Technological Fluids for Killing and Workover of Wells in Conditions of Abnormally Low Formation Pressure (ALFP). Molodoi uchenyi [Young Scientist]. 2016;10(114):117–123. (In Russ.)
- Foam-Forming Composition for Killing Of Wells: patent No. RU2208036C2; IPC C09 K7/08, E21 B43/12. Authors – R.A.–O. Gasumov, O.K. Tagirov, R.N. Kallaeva et al; patent holder – North Caucasus Natural Gas Research Institute OJSC of the Gazprom OJSC; No. 2001125656/03, appl. 18.09.2001; publ. 10.07.2003.
- Geikhman M.G. Development and Perfection of Technologies of Repair of Gas Wells in the Conditions of the Lowered Formation Pressures and Intensive Watering of Deposits. Synopsis of Thesis for the degree of Candidate of Engineering Sciences. Tyumen: Tyumen State Oil-Gas University; 2005. (In Russ.)
- Basarygin Y.M., Makarenko P.P., Mavromati V.D. Repair of Gas Wells. Moscow: Nedra; 1998. (In Russ.)