



## НОВЫЙ СПОСОБ ГЛУШЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЯЮЩИХ СКВАЖИН

А. Г. Гурбанов<sup>1</sup>, Е. Т. Баспаев\*<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Umud Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан;

<sup>2</sup>ТОО Проектный институт «ОПТИМУМ», Актау, Казахстан

### New kill method for gas producing wells

A. G. Gurbanov<sup>1</sup>, E. T. Baspayev\*<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Umud Babek Operation Company (UBOC), Baku, Azerbaijan;

<sup>2</sup>«OPTIMUM» Design Institute LLP, Aktau, Kazakhstan

#### ABSTRACT

There have been defined optimal blocking compounds in an effort to reduce the negative impact of killing fluid on the production of wells, namely the gas shows in the process of well servicing and the absorption of killing fluid. In order to increase the efficiency of killing technique for wells with gas shows, the method of well killing was developed, based on the successive injection of the gel-like mass and displacing fluid into the well. In this case, the required volume of foaming gel injected in the well is determined by the height of the perforated interval of the well. Condensate or light oil is injected into the well to prevent the mixing of displacing fluid with foaming gel before its full cross-linking. To retrieve the foam from the well does not need to use special compositions for its destruction. Due to the low density, the foam is easily removed from the wells by pressure drop.

#### KEYWORDS

Killing fluid;  
Gas-show wells;  
Reservoir properties;  
Foaming gel;  
Density;  
Displacing fluid.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

На современном этапе развития нефтегазодобывающей промышленности преобладает доля месторождений, находящихся на поздней стадии разработки [1-8]. В процессе разработки подобных месторождений в результате изменения давлений и температур в поровом пространстве происходят сложные фазовые переходы, приводящие к возникновению различных осложнений и требующие проведения ремонтных работ [9-14].

Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий, включающих выбор, приготовление и закачку в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ. Основная роль при выполнении текущих и капитальных ремонтов принадлежит жидкостям глушения.

#### Требования, предъявляемые к жидкостям глушения

Одним из важнейших требований, предъявляемых к жидкостям глушения, является отсутствие или минимальная степень отрицательного влияния их на коллекторские свойства продуктивных пластов, с которыми они контактируют [15,16]. Неправильный выбор жидкости глушения может стать причиной снижения дебита нефти

и увеличения обводненности продукции скважины, обусловленной интенсивным поглощением в пласт реагента.

Требования, которым должны соответствовать жидкости глушения, следующие [17]:

- создавать противодавление на пласт;
- негативно не влиять на коллекторские свойства продуктивного пласта (не ухудшать проницаемость ПЗС);
- быть химически совместимыми с пластовыми флюидами и технологическими жидкостями, применяемыми во время ремонта;
- обладать ингибирующим действием по отношению к глинистым частицам, т.е. не способствовать их набуханию;
- не приводить к коррозии оборудования ремонта и эксплуатации.

Важными параметрами жидкостей глушения, влияющими на продуктивность пласта, являются: продолжительность процесса глушения, объем жидкости глушения, плотность, состав водной фазы и др. Различают жидкости глушения на водной основе, углеводородной основе и на основе пен [18]. Жидкости глушения на водной основе ликвидируют необратимую коагуляцию пор твердыми частицами, т.е. предотвращают снижение проницаемости коллектора. Применение жидкостей глушения на углеводородной основе препятствует набуханию глинистых частиц, коррозии оборудования, а естественная насыщенность пор водой оста-

\*E-mail: [baspayev1989@gmail.com](mailto:baspayev1989@gmail.com)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200671>

ется стабильной. Жидкости на основе пен применяются в пластах с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). Они способствуют ограничению водопритока в эксплуатационные скважины, выпрямляют профиль проницаемости нагнетательных скважин. Жидкости глушения условно разделяются на следующие группы: чистые растворы минеральных солей; суспензии; эмульсии; вязкоупругие составы (ВУС).

Наиболее часто применяемыми являются растворы  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{NaCl}$ . Однако данные растворы приводят к снижению проницаемости призабойной зоны скважины, повышают водонасыщенность и при смешивании с нефтью приводят к образованию стойких высоковязких эмульсий. Уменьшение продуктивности скважин можно предупредить нагнетанием специальных растворов, которые не проникают в пласт во время ремонта скважин и в процессе заканчивания и легко удаляются из скважин после проведения работ. С целью уменьшения негативного влияния жидкостей глушения на производительность скважины, а именно газопроявления во время ремонта скважины и поглощения жидкости глушения, были определены оптимальные блокирующие составы: полимерные системы на основе гуара, термоустойчивые инвертные эмульсии [16].

Основные проблемы, связанные с нагнетанием жидкости глушения: интенсивное их поглощение, обводнение пласта и эмульгирование в призабойной зоне, повреждение пласта или ухудшение свойств текучести возникают по следующим причинам:

- осадок (неорганические осадки) при смешивании жидкостей глушения с пластовыми водами;
- засорение поровых каналов твердыми частицами, попадающими в пласт с жидкостью глушения;
- набухание глинистых минералов в результате воздействия со слабосоленой (пресной) водой.

Авторами статьи [19] рассмотрены блокирующие составы, которые применяются в условиях АНПД. Для предотвращения поглощения жидкостей глушения в условиях АНПД в продуктивном пласте блокирующий состав создает экран, который легко удаляется и негативно не влияет на проницаемость коллектора. В качестве жидкостей глушения в условиях АНПД авторы предлагают применение растворов на основе биополимеров: робус КК, ксантановая смола, гаммаксан.

Целью испытаний, приведенных в [20] являлся выбор жидкости глушения, которая незначительно влияет на проницаемости продуктивного пласта, обладает низкой коррозионной активностью. Наиболее агрегативной устойчивостью обладает раствор, включающий не более 0.5 % олеофильного агента NG-1 без содержания хлорида кальция и калия. Эти растворы являются устойчивыми и не распадаются на водную и нефтяную часть в течение 4-5 дней. В результате проведенного фильтрационного эксперимента было получено, что после 15 поровых объемов закачки жидкости глушения (пресная вода + О, 15% NG-1) проницаемость по нефти снизилась на 12% и достигла  $1.5 \cdot 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>. Данный эффект является положительным, так как дальнейшая фильтрация жидкости приводит к полному восстановлению проницаемости для нефти. В то же время применение традиционных жидкостей глушения на основе водных растворов солей в низкопроницаемых коллекторах может снизить проницаемость по

нефти до 50% и более. Данные жидкости глушения могут быть использованы при глушениях в низкопроницаемых пластах, содержащих глину.

Для предотвращения поглощения жидкости глушения необходимо точное определение ее плотности. Авторами статьи [21] предложен способ расчета плотности нагнетаемой жидкости глушения. В работе учитываются все фазы жидкости глушения при динамической операции глушения скважины, при этом процесс дополнительно делится на динамическую стабильную стадию и статическую стабильную стадию. Плотность скважинной жидкости обратно пропорциональна температуре, тогда как последняя пропорциональна давлению. Влияние давления на изменение плотности более значительно при более высоких температурах.

Для минимизации негативного воздействия жидкостей глушения на продуктивные пласты была проведена серия лабораторных экспериментов по тестированию различных типов химических агентов, планируемых в качестве добавок для операций глушения скважин:

- ингибиторы солеотложения;
- ингибиторы коррозии;
- нефтесмачивающие вещества и ингибиторы набухания глин.

В результате испытаний было установлено, что для минимизации рисков осаждения солей с низкой растворимостью (кальцита и гипса) при приготовлении жидкостей глушения и при смешивании жидкостей глушения с пластовыми водами необходимо добавить не менее 100 мг/л ингибитора образования отложений. Достижимое ингибирующее действие составляет 90% и выше [22].

Когда водные солевые растворы (рассолы) используются для операций глушения скважин, их проникновение в призабойную зону может вызвать проблемы, которые приводят к повреждению пласта. Чтобы предотвратить это негативное воздействие, в жидкости глушения добавляют определенные химические вещества, которые изменяют смачиваемость породы пласта, препятствуют набуханию глины и эмульгированию нефти и воды. Как правило, такие химические агенты представляют собой сложные многофункциональные поверхностно-активные вещества, которые обладают всеми перечисленными выше функциональными возможностями, или комбинацию монофункциональных поверхностно-активных веществ, используемых вместе. При добавлении ПАВ достигнутое увеличение проницаемости для нефти составило 36.5-37.5%, т.е. на 14% выше, чем в случае воздействия немодифицированной жидкостью глушения.

В качестве жидкости глушения можно также применять вязко-упругие гели (ВУГ) [23]. ВУГ предназначены для временной защиты продуктивного пласта на этапах заканчивания и освоения скважин, при капитальном ремонте и изоляционных работах. Применение данной методики обеспечивает заданный эффект по уменьшению объема жидкости глушения и экономии времени, необходимого для стабилизации процесса. Однако были зарегистрированы отказы насосного оборудования скважин в результате обрастания остатками ВУГ. Отмеченные проблемы могут быть устранены применением предложенной технологии глушения скважины с использованием состава с регламентированным временем разрушения.

Операция глушения скважин с использованием вяз-

коупругих гелей с контролируемыми сроками разрушения позволяет надежно изолировать продуктивный пласт при глушениях за счет высоких прочностных, адгезионных свойств ВУГ. Одновременно ВУГ способствует безаварийному ремонту и освоению скважины за счет флюидо- и газодерживающей способности ВУГ. За счет блокирования фильтрации вязкоупругой жидкости в пористую среду коллекторские свойства продуктивного пласта остаются стабильными. ВУГ приводит к уменьшению затрат за счет быстрой стабилизации процесса в скважине, снижения обводненности продукции и минимального времени простоя, необходимого для полного разрушения ВЭГ (время реакции не превышает 3 часов).

В качестве жидкости глушения также можно применять жидкости, обладающие сверхвысокой плотностью. Моделирование доказало, что путем нагнетания порции жидкости глушения сверхвысокой плотности при поэтапной операции глушения скважины можно добиться более надежной работы за счет снижения давления нагнетания, снижения требований к мощности, значительного уменьшения объема жидкости и сокращения затрат [24]. Более высокая плотность может быть достигнута с твердыми частицами, если они добавляются к более тяжелым рассолам.

С целью предотвращения утечек жидкостей глушения в скважинах с низким пластовым давлением предлагается применение гелевых пробок [25]. Вязкость гелевой системы на поверхности контролировали в соответствии с количеством регулятора сшивания. Вязкость после гелеобразования была высокой, система представляла собой вязкоупругий твердый коллоид и могла сохранять полутвердую гелевую форму после 72-х часового простоя. Утолщение под прямым углом происходило при повышении температуры на поверхности до температуры в стволе скважины, что обеспечивало прокачиваемость на поверхности и быстрое гелеобразование в стволе скважины [26]. Кислотный жидкий разрушитель быстро растворял гель. Опытно-промышленные испытания показали, что система гель-пробки подходит для глушения газовых скважин с низким давлением.

При эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами в качестве жидкости глушения целесообразно применять обратные эмульсии. Авторы статьи [27] в качестве обратной эмульсии рассмотрели нефтекислотные эмульсии (НКЭ). Отличительным ее свойством является высокое значение вязкости, которое не позволяет выпадению в осадок песка. НКЭ рекомендуется применять на месторождениях, сложенных карбонатными породами при температуре, не превышающей 50 °С.

Очень важно уделять особое внимание выбору метода глушения для сверхглубоких скважин. Во-первых, чтобы снизить устьевое давление скважины и быстро сбалансировать пластовое давление сверхглубокой скважины в процессе глушения, авторами [28] был разработан новый метод многоплотного динамического глушения скважины, с помощью которого можно использовать две разные жидкости глушения, одна из них - жидкость высокой плотности. На основе теоретического анализа был предложен комплексный метод проектирования

жидкостей глушения с разной плотностью, с помощью которого можно легко получить оптимальную плотность и объем различных жидкостей. А на основе оптимальных параметров жидкости глушения можно не только быстро уравновесить пластовое давление, но и избежать образования трещин. Также очень легко можно определить устьевое давление и производительность насоса на разных этапах глушения скважины.

Известный способ глушения скважин включает последовательную закачку в скважину гелеобразной вязкоупругой пластичной массы на основе сшитого водного раствора полимера акрилового ряда и продавочной жидкости [29]. Недостатком способа является низкая эффективность глушения газопроявляющих скважин. Используемая в способе гелеобразная вязкоупругая пластичная масса обладает высокой плотностью. Для ее выноса из скважины зачастую приходится использовать специальные составы для разрушения сшитых полимерных систем, что снижает эффективность способа.

### Экспериментальная часть

Для повышения эффективности способа глушения газопроявляющих скважин нами предложена последовательная закачка в скважину гелеобразной массы и продавочной жидкости. В качестве гелеобразной массы используют пеногель, образуемый смешением водорастворимого полимера, сшивателя, газовыделяющего, газообразующего, пенообразующего агентов и воды. При этом необходимый объем закачиваемого в скважину пеногеля определяют по высоте перфорированного интервала скважины [29].

В предлагаемом способе глушения в скважину закачивают пеногель, образуемый смешением водорастворимого полимера, сшивателя, газовыделяющего, газообразующего и пенообразующего агентов и воды. Для продавки пеногеля в скважину закачивают продавочную жидкость. В качестве продавочной жидкости используют солевые растворы с плотностью, выбираемой на основе пластового давления скважины (1200-1800 кг/м<sup>3</sup>).

Необходимый объем  $v$  закачиваемого в скважину пеногеля определяют по формуле:

$$v = \frac{\pi D^2}{4} \cdot h$$

где  $D$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $h$  - высота перфорированного интервала скважины, м.

При фонтанном, газлифтном способах добычи нефти после замены солевого раствора рабочим флюидом низкой плотности пеногель легко выносится из скважины под действием пластового давления. При механизированных способах добычи нефти, в частности, при применении насосов любых конструкций, он легко прокачивает пеногель и выносит его из скважины.

Для определения плотности в лабораторных условиях приготовлены составы пеногеля. Составы пеногеля готовят на лабораторной мешалке добавлением до полного растворения путем постоянного перемешивания сухого порошка полимера, сшивателя, газовыделяющего, газообразующего и пенообразующего агентов к рассчитанному объему воды.

## Результаты и обсуждение

Плотность исследуемых составов и известного состава при 293 К представлена в таблице. Как видно из таблицы, плотность пеногелей по предлагаемому способу значительно ниже (530-810 кг/м<sup>3</sup>), чем по известному (1100-1800 кг/м<sup>3</sup>) и он легче выносится из скважины перепадом давления.

Способ осуществляют в следующей последовательности: все реагенты, входящие в состав пеногеля, смешивают в порошковом виде с помощью эжектора, установленного на линии, присоединенной к вспомогательному насосу цементировочного агрегата. Вода нагнетается в чаны цементировочного агрегата, а затем смесь основным насосом нагнетается в скважину. После закачки необходимого объема пеногеля в скважину закачивают буферную жидкость (конденсат или легкая нефть) для предотвращения смешения продавочной жидкости с пеногелем до его полного сшивания. Далее нагнетают продавочную жидкость. После закачки рассчитанного объема пеногеля и установления его в области перфорированного интервала

скважины устье скважины перекрывают на реагирование на 12 часов. После этого производится капитальный ремонт скважины.

Пример расчета необходимого объема закачиваемого в скважину пеногеля для глушения скважины по предлагаемому способу:

- скважина имеет внутренний диаметр эксплуатационной колонны 150 мм;
- высота перфорированного интервала скважины составляет 20 м.

Необходимый объем закачиваемого в скважину пеногеля определяем по формуле:

$$v = \frac{\pi D^2}{4} \cdot h$$

Для глушения скважины необходимо приготовить 0.35 м<sup>3</sup> пеногеля.

Таким образом, разработан пеногель для эффективного глушения газопроявляющих скважин при пластовых давлениях, ниже давления насыщения.

Таблица

Компоненты, масс.%	Состав №1	Состав №2	Состав №3	Известный состав
Полимер	2.0	3.0	5.0	1. 2%-ный водный раствор синтетического бифункционального анионоактивного сополимера «Иономер ВО-65» - 84.8; 2. 5%-ный водный раствор сернокислого хрома Cr <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> ·6H <sub>2</sub> O (сшиватель) - 0.2; 3. барит BaSO <sub>4</sub> - 15.
Сшиватель	0.5	1.5	3.0	
Газовыделяющий агент	10	8.0	6.0	
Газообразующий агент	12	11	10	
Пенообразующий агент	0.5	0.1	0.01	
Вода	остальное	остальное	остальное	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	530	720	810	1800

## Выводы

1. Разработан способ глушения газопроявляющих скважин на основе на пеногеля.
2. Необходимый объем закачиваемого в скважину пеногеля определяют по высоте перфорированного интервала скважины.
3. Для предотвращения смешения продавочной жидкости с пеногелем до его полного сшивания в скважину закачивают конденсат или легкую нефть.
4. За счет низкой плотности пеногель легко выносится из скважины перепадом давления.

## Литература

1. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
2. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.
4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
5. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
6. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021, October). Propagation of nano sized CDG deep into porous media. SPE-207024-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
7. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
8. Исмаилов, Р. Г., Велиев, Э. Ф. (2021). Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 22-28.
9. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
10. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
11. Сулейманов, Б. А., Байрамов, М. М., Мамедов, М. Р. (2004). О влиянии скин-эффекта на дебит нефтяных скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, 68-70.
12. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57, 704-704.
13. Сулейманов, Б. А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.
14. Нагиева, Н. В. (2020). Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
15. Баспаев, Е. Т., Аяпбергенов, Е. О., Рзаева, С. Д. (2018). Анализ влияния жидкостей глушения скважин на фильтрационные свойства пород месторождения «Узень». *SOCAR Proceedings*, 3, 38-44.
16. Вахрушев, С. А., Михайлов, А. Г., Диндарьянов, А. Р. и др. (2017). Глушение скважин, эксплуатирующих высокотемпературные кавернозно-трещиноватые карбонатные пласты месторождения имени Р. Требса. *Нефтяное хозяйство*, 10, 41-45.
17. Шилов, И. А., Неволин, А. И. (2017). Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин и оценка их влияния при лабораторном моделировании. *Нефтепромысловое дело*, 12, 53-57.
- Shilov, I. A., Nevolin, A. I. (2017). Selection of the most efficient fluids of wells killing for reservoir-rocks of Perm region deposits and assessment of their impact during core laboratory simulation. *Oilfield Engineering*, 12, 53-57.
18. Бачурина, О. В., Павлюченко, В. И. (2015). Особенности технологии глушения скважин в заглинизированных коллекторах. *Нефтегазовое дело*, 2, 18-21.
19. Попов, А. Н., Суфьянов, К. Т., Конесев, В. Г. и др. (2014). Разработка биополимерных растворов для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением. *Территория «Нефтегаз»*, 6, 16-19.
20. Gladkov, P. (2014). Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs. *World Applied Sciences Journal*, 31(6), 1078-1081.
21. Fan, H., Deng, S., Ren, W., et al. (2017). A new calculation method of dynamic kill fluid density variation during deep water drilling. *Mathematical Problems in Engineering*, 3, 1-8.
22. Пономарева, И. Н., Илюшин, П. Ю., Мартюшев, Д. А., Рахимзянов, Р. М. (2017). Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин. *Нефтяное хозяйство*, 1, 62-65.
23. Okromelidze, G. V., Garshina, O. V., Nekrasova, I. L., et al. (2014, October). Method of well-killing operation by using visco-elastic gels with controllable destruction terms. SPE-171302-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
24. Simonsen, A. C., Hansen, P. L., Klosgen, B. (2004). Nanobubbles give evidence of incomplete wetting at a hydrophobic interface. *Journal of Colloid and Interface Science*, 273, 291-299.
25. Ying, X., Yuan, X., Yadong, Z., et al. (2020). Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well. *SPE Production & Operation*, 36(01), 234-244.
26. Ying, X., Youquan, L., Nan, C., et al. (2018). The research and application of controllable crosslinking temporary plugging rubber plug for killing well. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 47(6), 55-58.
27. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
28. Haobo, Z., Sun, M., Niu, X., et al. (2018, November). Dynamic well killing method for ultra-deep wells and the simulation system. SPE-193216-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.
29. Сулейманов, Б. А., Гурбанов, А. Г., Баспаев, Е. Т. (2021). Способ глушения скважины. Заявка на получение Евразийского патента № 2021/023(AZ) от 01.09.2021.

## References

1. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
2. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.
4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
5. Veliyev, E.F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
6. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021, October). Propagation of nano sized CDG deep into porous media. SPE-207024-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
7. Veliyev, E.F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
8. Ismailov, R. G., Veliev, E. F. (2021). Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils. *Azerbaijan Oil Industry*, 5, 22-28.
9. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
10. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
11. Suleimanov, B. A., Bayramov, M. M., Mamedov, M. R. (2004). On the skin effect influence on the flow rate of oil wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 8, 68-70.
12. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57, 704-704.
13. Suleimanov, B. A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.
14. Naghiyeva, N. V. (2020). Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
15. Baspayev, Y. T., Ayapbergenov, Y. O., Rzayeva, S. D. (2018). Analysis of the well killing fluids effect on the filtration properties of the rocks of the «Uzen» field. *SOCAR Proceedings*, 3, 38-44.
16. Vakhrushev, S. A., Mikhailov, A. G., Kostin, D. S., et al. (2017). Production wells killing on R. Trebs high-temperature cavernous-fractured carbonate deposits. *Oil Industry*, 10, 41-45.
17. Shilov, I. A., Nevolin, A. I. (2017). Selection of the most efficient fluids of wells killing for reservoir-rocks of Perm region deposits and assessment of their impact during core laboratory simulation. *Oilfield Engineering*, 12, 53-57.
18. Bachurina, O. V., Pavlyuchenko, V. I. (2015). Osobennosti tekhnologii glusheniya skvazhin v zaglinizirovannykh kollektorakh. *Neftgazovoye Delo*, 2, 18-21
19. Popov, A. N., Sufyanov, K. T., Konesev, V. G., et al. (2014). Elaboration of biopolymer mud for wells killing with abnormally low reservoir pressure. *Oil and Gas Territory*, 6, 16-19.
20. Gladkov, P. (2014). Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs. *World Applied Sciences Journal*, 31(6), 1078-1081.
21. Fan, H., Deng, S., Ren, W., et al. (2017). A new calculation method of dynamic kill fluid density variation during deep water drilling. *Mathematical Problems in Engineering*, 3, 1-8.
22. Ponomareva, I. N., Iluishin, P. Yu., Martyushev, D. A., Rakhimzyanov, R. M. (2017). Results of research for improving well-killing technology. *Oil Industry*, 1, 62-65.
23. Okromelidze, G. V., Garshina, O. V., Nekrasova, I. L., et al. (2014, October). Method of well-killing operation by using visco-elastic gels with controllable destruction terms. SPE-171302-MS. In: *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
24. Simonsen, A. C., Hansen, P. L., Klosgen, B. (2004). Nanobubbles give evidence of incomplete wetting at a hydrophobic interface. *Journal of Colloid and Interface Science*, 273, 291-299.
25. Ying, X., Yuan, X., Yadong, Z., et al. (2020). Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well. *SPE Production & Operation*, 36(01), 234-244.
26. Ying, X., Youquan, L., Nan, C., et al. (2018). The research and application of controllable crosslinking temporary plugging rubber plug for killing well. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 47(6), 55-58.
27. Zejgman, J. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
28. Haobo, Z., Sun, M., Niu, X., et al. (2018, November). Dynamic well killing method for ultra-deep wells and the simulation system. SPE-193216-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.
29. Suleimanov, B. A., Gurbanov, A. G., Baspayev, E. T. (2021). Well killing method. Application for a Eurasian Patent No. 2021/023(AZ) dated 09/01/2021.

## Новый способ глушения газопроявляющих скважин

*А. Г. Гурбанов<sup>1</sup>, Е. Т. Баспаев<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Umid Babek Operation Company (UBOC), Баку, Азербайджан;

<sup>2</sup>АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, Казахстан

### Реферат

С целью уменьшения негативного влияния жидкостей глушения на производительность скважины, а именно газопроявления во время ремонта скважины и поглощения жидкости глушения, были определены оптимальные блокирующие составы. Для повышения эффективности способа глушения газопроявляющих скважин разработан способ глушения, основанный на последовательной закачке в скважину гелеобразной массы и продавочной жидкости. При этом необходимый объем закачиваемого в скважину пеногеля определяют по высоте перфорированного интервала скважины. Для предотвращения смешения продавочной жидкости с пеногелем до его полного сшивания в скважину закачивают конденсат или легкую нефть. Для выноса пеногеля из скважины не требуется использовать специальные составы для его разрушения. За счет низкой плотности пеногель легко выносится из скважины перепадом давления.

**Ключевые слова:** жидкости глушения; газопроявляющие скважины; коллекторские свойства; пеногель; плотность; продавочная жидкость.

## Qaz təzahürlü quyuların boğulması üçün yeni üsul

*A. Q. Qurbanov<sup>1</sup>, E. T. Baspayev<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Ümid Babək Əməliyyat Şirkəti, Bakı, Azərbaycan;

<sup>2</sup>«OPTIMUM» Layihə İnstitutu SC, Aktau, Qazaxıstan

### Xülasə

Boğucu mayelərin quyu məhsuldarlığına mənfi təsirinin, yəni quyu təmiri zamanı qaz təzahürünün və boğucu mayenin udulmasının azaldılması məqsədilə optimal bloklayıcı tərkiblər müəyyən edilmişdir. Qaz təzahürlü quyuların boğulması üsulunun effektivliyinin artırılması üçün quyuya geləbənzər kütlənin və basıcı mayenin ardıcıl vurulmasına əsaslanan boğulma üsulu işlənmişdir. Bu zaman quyuya vurulan penogelin zəruri həcmi quyunun perforasiya edilmiş intervalının hündürlüyü ilə müəyyən edilir. Penogelin tam olaraq tikilməsinə qədər basıcı maye ilə qarışmasının qarşısının alınması üçün quyuya kondensat və ya yüngül neft vurulur. Penogelin quyudan çıxarılması üçün onun parçalanması üçün xüsusi tərkiblərdən istifadə etmək tələb olunmur. Penogel sıxlığının aşağı olması hesabına təzyiqli düşməsi ilə quyudan asanlıqla çıxarıla bilər.

**Açar sözlər:** boğucu mayelər; qaz təzahürlü quyular; kollektor xassələri; penogel; sıxlıq; basıcı maye.