

# ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ, СОХРАНЯЮЩИЕ КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА

## KILLING AND WASHING FLUIDS PRESERVING RESERVOIR CHARACTERISTICS OF THE FORMATION

Л.А. МАГАДОВА, М.А. СИЛИН, Е.Г. ГАЕВОЙ,  
В.Л. ЗАВОРОТНЫЙ, Д.Ю. ЕЛИСЕЕВ,  
Российский государственный университет нефти и газа  
им. И.М. Губкина, ЗАО «Химеко-ГАНГ»

L.A. MAGADOVA, M.A. SILIN, E.G. GAEVOY,  
V.L. ZAVAROTNY, D. YU. YELISEEV,  
Gubkin Russian State University of Oil and Gas,  
Khimeko-GANG

Самой массовой операцией с использованием химических реагентов является операция глушения скважин. Применение качественных жидкостей глушения (ЖГ), ингибированных для предотвращения набухания глинистых минералов, коррозии, образования нерастворимых в воде солей и устойчивых водонефтяных эмульсий позволяет сохранить коллекторские свойства пластов.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработаны комплексы растворов глушения, которые позволяют не только сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, но также безопасно проводить текущий и капитальный ремонт скважин, при этом значительно сокращая затраты на раствор глушения.

**Все растворы глушения можно разделить на два вида:**

- растворы с контролем поглощения;
- растворы с контролем продуктивности.

Растворы с контролем поглощения позволяют ограничить фильтрацию солевых растворов глушения в пласт и не снизить продуктивность скважины после ремонта.

Растворы с контролем продуктивности – это стандартные солевые растворы глушения, которые содержат определенное количество химических присадок, позволяющих минимизировать негативное влияние жидкости глушения на дальнейшую эксплуатацию скважины. Обычно такие растворы очень мало отличаются по стоимости от солевых растворов, но при этом значительно сокращают риск снижения продуктивности скважины и повышения обводненности ее продукции.

### ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ ПОГЛОЩЕНИЯ

В процессе глушения скважин с низким забойным давлением, а также скважин, в призабойной зоне которых

Killing wells is the most frequent operation with the use of chemical reagents. The application of quality killing fluids (KF), inhibited for stabilizing clay, preventing corrosion, emergence of infusible salts and enduring inverted emulsions, allows preserving reservoir characteristics of the formation.

Complexes of killing fluids were developed in Gubkin Russian State University of Oil and Gas. It allows not only preserving the reservoir characteristics of the formation, but also to increase the safety of well workover and remediation jobs and decrease the costs of the killing fluids.

**All killing fluids can be divided into two categories:**

- solutions with absorption control;
- solutions with productivity control.

Solutions with absorption control allow limiting filtration of salt killing fluids in the formation and keep the well productivity after workover on the same level.

Solutions with productivity control is a standard salt killing fluid containing a certain amount of chemical additives providing for minimal negative impact of the killing fluid on further exploitation of the well. Usually such solutions cost as much as other salt fluids, while they bring down the risks of endangering well productivity and increasing the rate of water in the product.

### WELL KILLING TECHNOLOGY WITH ABSORPTION CONTROL

The process of killing wells with low BHP and wells with natural or artificial bottomhole fractures (produced by hydrofracturing) is accompanied by intensive absorption of salt solution. It doesn't only

содержатся естественные или искусственные трещины (вследствие проведенных ГРП), происходит интенсивное поглощение солевого раствора.

Поглощение солевого раствора приводит не только к увеличенному расходу жидкости глушения, но также может вызвать необратимое снижение продуктивности скважины и рост обводненности.

**При глушении скважин применяется несколько вариантов технологий глушения:**

- с полной заменой скважинной жидкости на раствор глушения;
- с частичной заменой скважинной жидкости на блокирующую пачку ЖГ, перекрывающую на 200–300 м интервал перфорации. Оставшуюся часть скважины заполняют пластовой или минерализованной водой (блокирующая технология).

### ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ВЫСОКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ, В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, ПОСЛЕ ГРП

Для глушения скважин в высокопроницаемых пластах необходимы жидкости, обладающие повышенной вязкостью и низкой фильтрацией. Полисахаридные жидкости для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе представляют собой гели на основе модифицированных гуаров [1]. При добавлении сшивающих агентов полисахаридный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины.

Полисахаридный водный гель термостабилен при пластовой температуре до 100 °С, если необходимо, может иметь низкую вязкость, что важно для бесперебойной работы ЭЦН, отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким поверхностным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину.

Для получения полисахаридных гелей используются реагенты комплекса гелирующего «Химеко В», выпускаемого ЗАО «Химеко-ГАНГ»: гелеобразователь ГПП-3, сшивающий агент СП-РД, боратный сшиватель – БС-1 и биоцид «Биолан».

В качестве водной основы для приготовления полисахаридных жидкостей глушения используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов ( $\leq 500$  мг/л), которая для увеличения плотности может содержать соли-минерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

ПСЖГ практически не загрязняет продуктивный пласт, что подтверждается экспериментальными исследованиями. Как видно из рисунка 1, фильтрация геля ПСЖГ в пористую среду начинается только при перепадах давления более 6,0 МПа.

ПСЖГ обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам. Увлажняющая

results in the increased consumption of killing fluid, but may also prompt irreversible production loss and increased watering.

**Several technologies are used for killing wells:**

- full replacement of well fluid with killing fluid;
- partial replacement of well fluid with blocking pack of KF closing 200–300 m of perforation interval. The rest part of the well is filled with formation or mineralized waters (blocking technology).

### KILLING HIGH-PERMEABILITY WELLS IN FRACTURED RESERVOIRS AFTER HYDROFRACTURING

Fluids of high viscosity and low filtration are necessary for killing wells in high-permeability formations. Polysaccharide well killing fluids (PSKF) on water or salt-aqueous base are gels produced from modified guar [1]. When thickening agents are added, the polysaccharide gel turns into a single thick structure effectively blocking large pores and fractures.

Polysaccharide water gel is heat-proof with the formation temperature under 100 °C. If it is necessary, it may have low viscosity, which is important for undisturbed operation of the electric submersible pump. It has low filtration and the filtrate has low boundary tension, diminishing its resistance to flow of oil into the well.

Polysaccharide gels are produced from reagents of gel producing complex Khimeko V, manufactured by Khimeko-GANG, consist of gelling agent GPG-3, thickening agent SP-RD, borate thickening agent BS-1 and biocide Biolan.

Fresh industrial or bottom water with low content of multivalent cations ( $\leq 500$  mg/l) is used as a water base for producing polysaccharide killing fluids. In order to make it denser, mineralizing salts with monovalent cations like potash chloride or sodium may be added.

PSKF makes very little contamination in the productive formation, which was proved by experimental researches. Figure 1 suggests that filtration of PSKF gel into the porous medium begins only when the pressures fall exceeds 6.0 MPa.

PSKF has good clay inhibiting effect. The moisturizing property of PSKF (assessed according to RD 39-2-813-82)  $PO = 0,05-0,1$  cm/h, and clay swelling rate (according to Zhigach-Yarov)  $W = 0,01-0,02$  cm/h, which is enough for keeping the productivity  $OP > 0,94$ .

Starting from 2002 the PSKF is applied in various oil and service companies at Russian fields: RN-Purteftegaz, Varieganneft, Slavneft-Megionneftegaz,

способность ПСЖГ (оцененная по РД 39-2-813-82)  $\text{ПО} = 0,05\text{--}0,1$  см/час, а скорость набухания глины (по Жигачу-Ярову)  $W = 0,01\text{--}0,02$  см/час, что достаточно для обеспечения сохранения продуктивности  $\text{ОП} > 0,94$ .

Начиная с 2002 года полисахаридная жидкость глушения широко применяется в различных нефтяных и сервисных компаниях на месторождениях РФ – ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Варьеганнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Оренбурггазпром», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» и др. [2, 3].

В 2002–2008 гг. в ООО «РН-Пурнефтегаз» было проведено более 800 операций глушения добывающих скважин с использованием ПСЖГ. Необходимо отметить, что работы проводились в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые терригенные коллекторы с пластовой температурой  $80\text{--}95^\circ\text{C}$ , со склонными к набуханию глинами, глушение в которых водно-солевыми растворами значительно снижало дебит нефти, увеличивало обводненность пласта, а время вывода скважины на режим составляло от одной до нескольких недель. Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ПСЖГ в скважинах, имеющих высокий газовый фактор (от 300 до  $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ ), – на Харампурском месторождении (Северный и Южный купол).

Глушение с применением ПСЖГ проводилось с использованием комбинированной замены скважинной жидкости (расход жидкости  $3\text{--}5 \text{ м}^3$ , а в скважинах с высоким газовым фактором –  $5\text{--}8 \text{ м}^3$  на одну скважину). Плотность полученного раствора составляла  $1,02\text{--}1,18 \text{ г}/\text{см}^3$ . Скважины подвергались различным видам текущего ремонта: проводилось освоение скважины после ГРП с установкой ЭЦН, установка ШГН, смена ШГН, установка ЭЦН, смена ЭЦН, смена ЭЦН на ШГН и наоборот. При этом во всех случаях был получен стабильный положительный результат.

Анализ вывода скважин на режим после глушения с ПСЖГ по результатам обработок 102 скважин, проведенных на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз», показал, что средний дебит нефти на одну скважину был увеличен на  $3,6 \text{ т}/\text{сут}$ , при этом средняя обводненность на одну скважину увеличилась лишь на  $0,7\%$ , а средняя продолжительность вывода

Urengoigazprom, Orenburggazprom, LUKoil – Western Siberia, NTC GEOTECHNOKIN and so on.

In 2002–2008 RN-Purneftegaz applied PSKF in over 800 production wells killing operations. It should be noted that the works were done in the wells, drilled in low-permeability terrigenous reservoirs with the formation temperature  $80\text{--}95^\circ\text{C}$  and clays tending to swell. Salt-aqueous solutions used to kill such wells substantially decrease oil flow rate, increase the abundance of water in the formation, and it took one or several weeks to make the well operational. It should be noted that killing with PSKF was successful in wells with high gas factors (from 300 till  $1,000 \text{ м}^3/\text{т}$ ) at Harampur Field (Northern and Southern domes).

Killing wells with PSKF was performed with the use of combined substitution of well fluid (fluid consumption  $3\text{--}5 \text{ м}^3$ ,  $5\text{--}8 \text{ м}^3$  per well in well with high gas factor). The density of the obtained solution was  $1.02\text{--}1.18 \text{ г}/\text{см}^3$ . The wells are subjected to various types of remediation jobs: well development after hydrofracturing with ESP installation, installation of sucker rod pump (SRP), replacement of SRP, installation of ESP, replacement of ESP, replacement of ESP by SRP and vice versa. Stable positive results were obtained in all these operations.

The analysis of making the wells operational after filling them with PSKF at 102 wells of Purneftegaz fields showed that the average oil flow rate per 1 well increased by  $3.6 \text{ т}/\text{day}$ . The average water rate per 1 well increased just by  $0.7\%$  and the average term of making the wells operational was 2.2 days per 1 well. Figure 2 represents changes in the content of water in the production (vol. %) before and after service in 2002–2007 (the analysis includes 569 well killing operations).

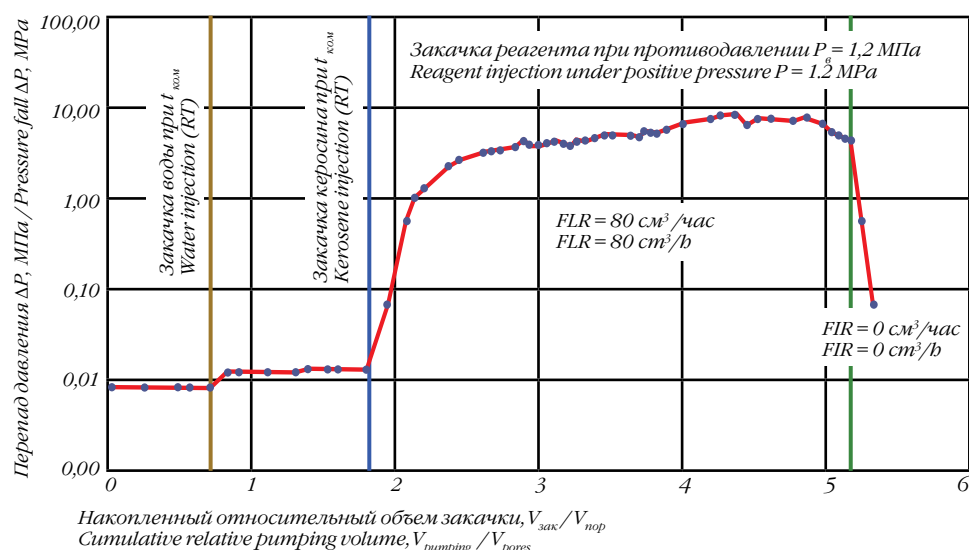


Рисунок 1 – Изменение перепада давления при закачке ПСЖГ при температуре  $85^\circ\text{C}$   
Figure 1 – Changes in Pressure Fall while Pumping PSKF with the Temperature of  $85^\circ\text{C}$

скважины на режим составила 2,2 суток на одну скважину. На рисунке 2 представлено изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2002–2007 гг. (анализ включает 569 операций глушения скважин).

### ГЛУШЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

При глушении скважин с низким пластовым давлением необходимо, чтобы жидкость глушения обладала низкой плотностью и в то же время обеспечивала противодействие на пласт на протяжении всего ремонта.

Для решения данной проблемы ЗАО «Химеко-ГАНГ» совместно со специалистами ООО «Оренбурггазпром» разработан аэрированный гель («твердая пена»), который обладает малой плотностью и низкой фильтруемостью, что позволяет использовать данный состав на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД) [4].

Технология глушения «твердой пеной» заключается в одновременной закачке в скважину гелеобразователя совместно с азотом (или другим инертным газом) и раствора сшивателя. В результате происходит образование объемной структуры с высокими структурно-механическими свойствами и низкой плотностью, что обеспечивает высокую эффективность при глушении газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

#### Состав раствора гелеобразователя:

- биоцид «Биолан» 3 л на 50 м<sup>3</sup>;
- гелеобразователь ГПГ-3 6,0 кг/м<sup>3</sup>;
- комплексный ПАВ Нефтенол ВВД 1,0 л/м<sup>3</sup>.

#### Состав раствора сшивателя:

- сшивающий агент СПРД 6,0 л/м<sup>3</sup>;
- боратный сшиватель БС-1,3 4,0 л/м<sup>3</sup>.

В случае наличия в газовой скважине сероводорода в раствор сшивателя необходимо ввести 10–20 л/м<sup>3</sup> поглотителя сероводорода – диэтаноламина.

Промысловые испытания на газовых месторождениях ООО «Оренбурггазпром», проведенные по технологии глушения «твердой пеной», показали успешность технологии. Глушение проводилось с полным заполнением ствола скважины «твердой пеной». После регламентированного отстоя в течение 12 часов и стравливания газовой шапки давление в затрубном и трубном пространстве составило 0 атм.

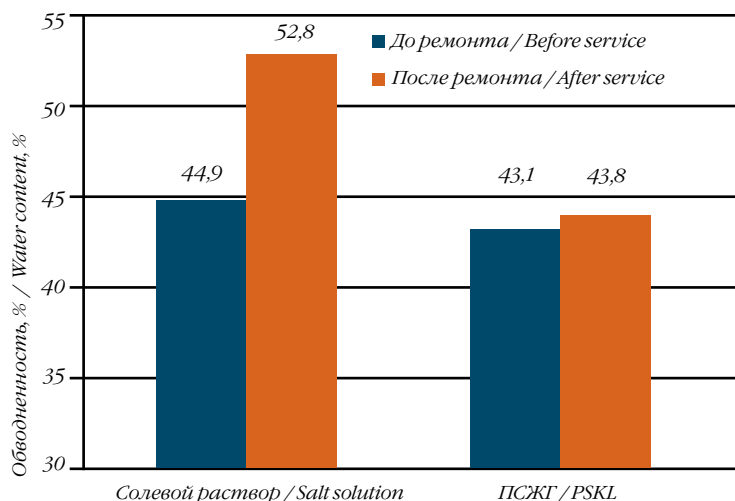


Рисунок 2 – Изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2002–2007 гг.

Figure 2 – Changes in Water Content in the Product (vol. %) Before and After Well Service in 2002 – 2007

### KILLING GAS AND GAS CONDENSATE ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE WELLS

While killing abnormally low formation pressure wells the killing fluid should have low density and at the same time provide for back pressure during the whole service period.

In order to manage this problem Khimeko-GANG and Orenburggazprom designed an aerated gel (“solid foam”), having low density and filterability, which allows using it on gas and gas condensate fields abnormally low formation pressure (ALFP) [4].

The technology of killing with solid foam implies simultaneous pumping of gelling agent with nitrogen (or other inert gas) and thickening agent. It results in a bulk structure with high structural-mechanical properties and low density producing highly efficient killing of ALFP gas and gas condensate wells.

#### Composition of gelling agent:

- biocide Biolan 3 l per 50 m<sup>3</sup>;
- gelling agent GPG-3 6.0 kg/m<sup>3</sup>;
- complex surfactant Neftenol VVD 1.0 l/m<sup>3</sup>.

#### Composition of thickening agent:

- thickening agent SPRD 6.0 l/m<sup>3</sup>;
- borate thickening agent BS -1.3 4.0 l/m<sup>3</sup>.

When there is hydrogen disulfide present in the well, it is necessary to introduce 10–20 l/m<sup>3</sup> of hydrogen sulphide scavenger – DEA.

Test on gas fields of Orenburggazprom held according to solid foam killing technology, proved the efficiency of the technology. During the killing the borehole of the well was completely filled with solid foam. After specified sedimentation during 12



## ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ В СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ И ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ

Решение проблем сохранения коллекторских свойств пластов должно быть комплексным. Если проблема будет решена на стадии заканчивания скважин строительством и не решена на стадии эксплуатации, то она практически останется не решенной.

Одним из путей повышения качества ремонтных работ в скважинах является научно обоснованный выбор жидкости глушения, что может привести к одновременному восстановлению проницаемости нефтяного пласта, повышению продуктивности скважины и дополнительному отбору нефти из нее.

Например, известно, что продуктивность снижается после глушения одних и тех же скважин пластовыми водами на 10–20%, растворами  $\text{CaCl}_2$  – на 14% и увеличивается с применением растворов на углеводородной основе на 16–30%. При этом гидродинамические исследования свидетельствуют об изменении проницаемости коллектора в первых двух случаях в сторону ее уменьшения на 10–25%, а для жидкостей на углеводородной основе в сторону ее увеличения на 11–31%.

В ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана жидкость глушения на основе обратных эмульсий – ЖГ-ИЭР.

При продавке жидкости глушения на основе обратных (инвертных) эмульсий ЖГ-ИЭР в пласт возможно не только создать непроницаемый экран, предотвращающий попадание солевого раствора при глушении нефтяных и газовых скважин, но также провести промывку забоя и другие работы, связанные с использованием технологических жидкостей на водной основе.

В состав жидкостей глушения ЖГ-ИЭР входят углеводородная фаза – нефть или дизельное топливо, содержащая эмульгаторы «Нефтенол НЗ» или «Нефтенол НЗб», или эмульгатор МР, и водная фаза – вода, минерализованная различными солями (хлориды натрия, калия, кальция и др.). В зависимости от соотношения фаз и степени минерализации регулируется вязкость и плотность обратной эмульсии [5].

Состав, плотность и технологические параметры ЖГ-ИЭР уточняются для каждого конкретного месторождения. В отличие от ПСЖГ ЖГ-ИЭР можно использовать при температурах более 100 °С.

С 2000 по 2008 год в различных районах Западной Сибири (Губкинский, Ноябрьск, Сургут, Мегион и Нижневартовск) было проведено более 2500 операций глушения добывающих скважин с использованием жидкости глушения на основе инвертных эмульсий (ЖГ-ИЭР). Особенно необходимо отметить, что успешно проводилось глушение с ЖГ-ИЭР в зимнее время на скважинах Тарасовского месторождения.

hours and bleeding gas-cap, the pressure in annular and tube space was 0 atm.

## KILLING TECHNOLOGIES IN WELLS WITH HIGH FORMATION PRESSURE AND TEMPERATURE

Solution to the problem of keeping reservoir properties of the formation should be all-inclusive. There is no point in managing the problem on the completion stage and neglecting it at the operational stage.

One of the ways of improving the quality of well service works is science-based choice of killing liquid, which can lead simultaneously to the restored permeability of oil formation, better productivity and additional recovery.

It is known that productivity is going down by 10–20% after killing wells with formation waters, by 14% after using  $\text{CaCl}_2$  and increases by 16–30%, when solutions on hydrocarbon base are used. Hydrodynamic researches state that in the first 2 cases the reservoir permeability goes down by 10–25% and increases 11–31%, when fluids on hydrocarbon base are used.

Khimeko-GANG devised a killing fluid based on invert emulsions – KF-IER.

When a killing fluid based on invert emulsions KF-IER is forced into the formation, it is possible to create an impermeable barrier against salt solutions during killing oil and gas wells. It also provides for bottom washing and other operations involving technological fluid on water base.

KF-IER consists of hydrocarbon phase – oil or diesel fuel containing emulsifiers Neftenol NZ or Neftenol NZb or MR and water phase – water, mineralized with various salts (chlorides of sodium, kalium, calcium etc.). Viscosity and density of invert emulsion depend on correlation of phases and degree of mineralization [5].

The composition, density and technical parameters of KF-IER are specified for each field. Unlike PSKF, KF-IER can be used in temperatures over 100 °C.

More than 2500 well killing operations with the use of KF-IER have been performed in various regions of Western Siberia (Gubkinsky, Noyabrsk, Surgut, Megion and Nizhnevartovsk) from 2000 through 2008. It should be remarked that the successful killing operations with KF-IER were held at the wells of Tarasov field in winter time.

## WELL KILLING TECHNOLOGIES WITH PRODUCTIVITY CONTROL

Water-salt solutions penetrate the bottomhole zone during the conventional well killing. While contacting rock minerals, oil and formation water, they may seriously affect the well productivity. The

## ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ ПРОДУКТИВНОСТИ

При стандартном глушении скважин в призабойную зону пласта проникают водные солевые растворы, которые при взаимодействии с минералами породы, нефтью и пластовой водой могут оказывать значительное влияние на продуктивность скважины. Основными осложняющими факторами после глушения скважины водными растворами являются:

- образование водной блокады;
- образование водонерастворимых солей;
- образование стойких водонефтяных эмульсий;
- набухание глинистых минералов.

Использование различных ингибиторов и химических добавок позволяет значительно сократить риск снижения продуктивности после глушения скважин и вывести скважину после ремонта на запланированный режим работы.

К глушению скважин в низкопроницаемых пластах, довольно часто содержащих большое количество глинистых минералов, необходимо подходить наиболее тщательно, так как использование в таких пластах стандартных водных растворов глушения приводит к значительному снижению продуктивности, восстановление которой повлечет за собой дополнительные затраты времени и средств.

**Применение в качестве ингибирующей добавки многофункционального ПАВ «Нефтенала К» позволяет решить следующие проблемы:**

- снизить набухаемость глинистых материалов;
- предотвратить образование стойких водонефтяных эмульсий;
- снизить коррозионную активность солевого раствора.

Были проведены фильтрационные тесты по оценке восстановления проницаемости пористых сред при моделировании глушения скважин. Для опытов брались образцы кернов, характеризующихся гидрофильностью и гидрофобностью, и определялась проницаемость образцов по воздуху. Далее образцы насыщали водой и проводили вытеснение керосином, нефтью, ПАВ и снова нефтью. В течение всего периода определялись показатели проницаемости и коэффициент восстановления проницаемости по нефти. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Для гидрофильных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости после закачки жидкости глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» равен 0,72. Это связано с гидрофобизирующими свойствами данного ПАВ, а гидрофобизация поверхности крупных и средних поровых каналов резко уменьшает количество зашлепленной в них воды в процессе дренирования и тем самым способствует более полному восстановлению фазовой проницаемости по нефти. ►

principal complicating factors after killing wells with water solutions include:

- water blockades;
- built-up of water insoluble salts;
- build-up of steady water-in-oil emulsions;
- swelling clay minerals.

The use of various inhibitors and chemical additives cut the risk of decreased productivity after well killing and make the well operational soon after service.

Killing wells in low-permeability formations that often contain a large amount of clay minerals should be carried out in a thorough manner, since the use of conventional water killing solutions in such formations brings about serious productivity slump. Its restoration requires additional time and resources.

**The application of multifunctional surfactant Neftenol K as inhibiting additive allows solving the following problems:**

- reduce clay swells;
- prevent the emerge of steady water-oil emulsions;
- curb the corrosion activity of salt solutions.

Filtration tests for assessing the permeability restoration in porous mediums were made during well killing modeling. The researchers took samples of cores with hydrophilic and hydrophobic behavior and the air permeability of the samples was measured. Then the samples were filled with water, which then was pushed out by kerosene, oil, surfactant and oil once again. During the whole period the coefficients of restoring permeability for oil were calculated. The results of the experiment are summed up in Table 1.

In hydrophilic reservoirs the coefficient of restoring permeability, after the killing fluid with 4% of Neftenol K was pumped, was 0.72. This is explained by hydrophobic properties of the surfactant. Surface hydrophobization of large and small porous channels significantly reduce the amounts of water, accumulated in them during the drainage and contribute to better restoration of phase oil permeability.

In hydrophobic reservoirs coefficient of permeability restoration after pumping killing fluid with 4% Neftenol K added was 0.875.

Table 2 demonstrates the impact of Neftenol K on the corrosion activity of killing fluid. The solution of sodium chloride with the density of 1.18 g/cm<sup>3</sup> was applied as a well killing fluid.

Table 2 suggests that Neftenol K produces a protecting impact diminishing the corrosion activity of sodium chloride solution by more than 2 times. ►

Для гидрофобных коллекторов коэффициент восстановления проницаемости после закачки жидкости глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» составил 0,875.

Test application of killing fluid with Neftenol K on the fields of Western Siberia provided for effective prevention of water accumulation in the production wells after service. Figure 3 represents

**Таблица 1 – Влияние водных растворов «Нефтенала К» на проницаемость гидрофильного коллектора**

**Table 1 – Influence of Neftenol K Water Solutions on Permeability of Hydrophilic Reservoir**

№ опыта № of experiment	Проницаемость по воздуху, мД Air permeability, mD	Проницаемость по нефти (фазовая) при связанной воде, мД (Phase) permeability for oil with interstitial water, mD		Коэффициент восстановления проницаемости Permeability restoring coefficient	Реагент Agent
		До воздействия Before treatment	После воздействия After treatment		
1	188	0,383	0,223	0,58	Жидкость глушения на основе $\text{CaCl}_2$ $\text{CaCl}_2$ – based killing fluid
2	135	0,361	0,258	0,72	Жидкость глушения с добавкой 4% «Нефтенала К» Killing fluid with 4% of Neftenol K added

В таблице 2 представлены результаты влияния добавки «Нефтенала К» на коррозионную агрессивность раствора глушения. В качестве жидкости глушения использовался раствор хлористого натрия с плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>.

Из таблицы 2 следует, что «Нефтенал К» оказывает защитное действие, снижая коррозионную агрессивность раствора хлористого натрия более чем в 2 раза.

changes in water share in the product before and after treatment.

The analysis included wells, where the downhole equipment was replaced without changing the type and productivity of the pump.

Khimeko-GANG produced a dry brand Neftenol K (SNK-30) for working in hard-to-reach fields, where there are no stock facilities for keeping chemical agents.

**Таблица 2 – Влияние добавки «Нефтенала К» на коррозионную активность солевого раствора глушения**

**Table 2 – Impact of Neftenol K on Corrosion Activity of Salt Killing Fluid**

Жидкость глушения Killing Liquid	Дозировка ПАВ («Нефтенала К»), % Surfactant share (Neftenol K), %	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> /час Corrosion rate, g/m <sup>2</sup> per hour	Время опыта Time of experience	Защитное действие, % Protective activity, %
Раствор хлористого натрия, $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$ Solution of sodium chloride, $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$	–	0,17	6	
	4	0,08	6	53

Опытное применение растворов глушения с добавлением «Нефтенала К» на месторождениях Западной Сибири позволило эффективно бороться с ростом обводненности в добывающих скважинах после ремонта. На рисунке 3 представлено изменение обводненности продукции скважин до и после ремонта.

В анализе участвовали скважины, в которых производилась смена подземного оборудования без изменения типа и производительности насоса.

## TECHNOLOGY OF WASHING AND KILLING WELLS WITH SELF-GENERATED FOAM SYSTEM

One of the methods of developing gas, gas condensate and oil wells is application of self-generating foam systems (SGFS) [6].

The application of SGFS for forcing out the washing fluids provides for effective well development without a nitrogen unit. The self-generating foam system is produced from SGFS composition and fresh technical water.

Для работы на труднодоступных месторождениях, где нет специализированных баз хранения химических реагентов, ЗАО «Химеко-ГАНГ» выпускает сухую марку «Нефтенола К» (СНК-30).

### ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩЕЙСЯ ПЕННОЙ СИСТЕМЫ

Одним из способов освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин является применение самогенерирующейся пенной системы (СГПС) [6].

Применение СГПС для вытеснения промывочной жидкости позволяет эффективно освоить скважину без использования азотной установки. Для получения самогенерирующейся пенной системы применяется композиция СГПС и пресная техническая вода.

Добавление в состав СГПС, содержащей растворы неорганических солей – пеногенератора и активатора, генерирующих выделение азота, поверхностно-активного вещества – пенообразователя, – позволяет катализировать процесс выделения азота без вредных примесей (окислов азота), получить устойчивую мелкодисперсную пену и тем самым увеличить эффективность освоения скважин.

В качестве водной основы для приготовления СГПС используется пресная техническая вода (рН=6–7).

### ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН

При промывке скважин после ГРП стандартными растворами происходит интенсивное поглощение, к тому же стандартные растворы промывки не обладают достаточной вязкостью и пескоудерживающей способностью, что не позволяет эффективно выносить загрязнения с забоя скважины.

Для решения данных проблем в ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработана промывочная жидкость для удаления из забоя скважины проппантовых пробок. Промывочная жидкость обладает следующими преимуществами:

- высокая песконесущая способность;
- низкая фильтруемость в пласт;
- низкие потери на трение при прокачке через трубы малого диаметра.

#### Состав промывочной жидкости на 1 м<sup>3</sup>:

- |                          |               |
|--------------------------|---------------|
| • гелеобразователь ГПГ-3 | 4,00–6,00 кг; |
| • сшиватель СП-РД        | 4,00–6,00 л;  |
| • биоцид «Биолан»        | 0,06 л.       |

Объем жидкости, необходимой для промывки скважины от проппанта, рассчитывается по следующей формуле:

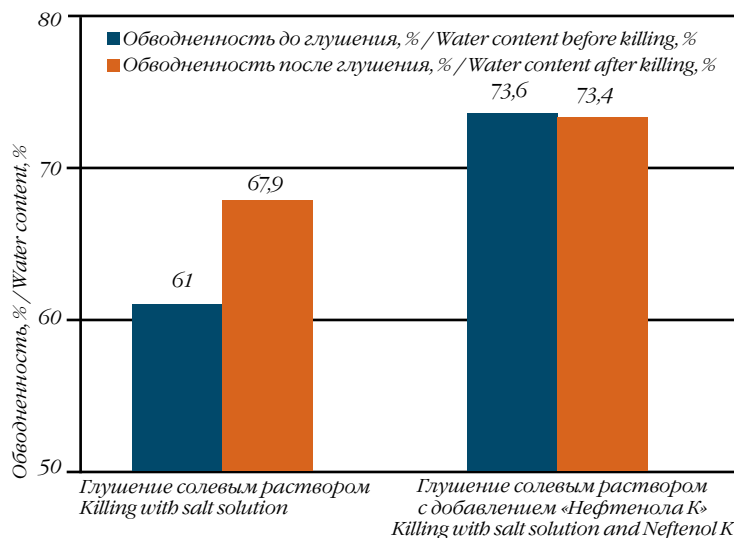


Рисунок 3 – Изменение обводненности продукции скважин до и после ремонта

Figure 3 – Changes in Water Rate of the Production Before and After Service

SGFS consists of inorganic salts solutions (a foaming agent and an activator), which catalyze nitrogen emission. Addition of the foaming agent surfactant allows catalyzing nitrogen emission without harmful additives (nitrogen oxides), obtaining steady fine foam and thus improving well development.

The water base of SGFS consists of fresh technical water (pH=6–7).

### ABSORPTION WELLS WASHING TECHNOLOGY

When the walls are washed with standard solutions after hydrofracturing, an intensive absorption is observed. Besides, the conventional washing solutions don't have enough viscosity and sand retaining ability and can't effectively remove the contamination from the well bottom.

In order to solve the problems, Khimeko-GANG developed a washing fluid for removing proppant plugs from the bottomhole. The washing fluid has the following advantages:

- high sand retaining ability;
- low filtration in the formation;
- low friction losses while pumping through low diameter pipes.

#### The composition of washing liquid per 1 m<sup>3</sup>:

- |                          |               |
|--------------------------|---------------|
| • gelling agent GPG-3    | 4.00–6.00 kg; |
| • thickening agent SP-RD | 4.00–6.00 l;  |
| • biocide Biolan         | 0.06 l.       |

The following formula is used to calculate the volume of liquid necessary for washing the wall from proppant:



$$V_{п.ж.} = V_{в.о.э.ж.} + V_{о.л.т.} + V_{запас.},$$

где  $V_{п.ж.}$  – необходимый объем промывочной жидкости, м<sup>3</sup>;

$V_{о.л.т.}$  – объем, необходимый для заполнения трещины ГРП (может быть рассчитан по формуле:  $V_{о.л.т.} = (0,3 \div 0,4) \times \text{вес закачанного проппанта}$ ), м<sup>3</sup>;

$V_{в.о.э.ж.}$  – внутренний объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>;

$V_{запас.}$  – объем жидкости для непредвиденных случаев (может быть рассчитан по формуле  $V_{запас.} = (0,1 \div 0,2) \times \text{вес закачанного проппанта}$ ), м<sup>3</sup>.

Плотность промывочной жидкости определяется в каждом конкретном случае с учетом забойного давления. При выборе плотности промывочной жидкости необходимо иметь в виду, что в результате гидростатическое давление не должно превышать забойное более чем на 5–10%. Плотность промывочной жидкости может регулироваться от 1,00 до 1,15 г/см<sup>3</sup>.

**Промывочная жидкость обладает следующими свойствами:**

- потери давления при прокачке через колтюбинг диаметром 60,3 мм составляют не более 0,007 атм/м;
- градиент давления начала фильтрации на модели пористой среды проницаемостью 2 мкм<sup>2</sup> составляет 20 МПа/м;
- песконесущая способность промывочной жидкости составляет 100–300 кг на 1 м<sup>3</sup> промывочной жидкости;
- скорость осаждения проппанта диаметром до 1 мм составляет не более 0,01 м/мин.

После отделения промывочной жидкости от проппанта возможно ее повторное использование.

Применение данной технологии на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» позволило повысить эффективность выноса проппанта в скважинах после ГРП. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления. Патент РФ №2246609/ Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 20.02.2005, бюл. №5.
2. Опыт применения комплекса «Химеко-В» в технологиях ГРП и глушения скважин / Е. Курятников [и др.] // Нефть и капитал. – 2004. – №2. – С. 2–3.
3. Исследование воздействия жидкостей глушения и кислотных растворов на заглинизированные терригенные коллекторы / Т. В. Хисметов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. – С. 92–95.
4. Способ глушения скважин с аномально низким пластовым давлением. Патент РФ №2330942 / Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 10.08.2008, бюл. №22.
5. Эмульгатор инвертных эмульсий. Патент РФ №2200056 / Р. С. Магадов [и др.] // Опубликовано 10.03.2003, бюл. №7.
6. Пенообразующий состав для освоения и промывки скважин и способ его применения. Патент РФ №2250364 / Л. А. Магадова [и др.] // Опубликовано 20.04.2005, бюл. №11.

$$V_{wf} = V_{iips} + V_{bff} + V_{reserve}$$

where  $V_{wf}$  – the necessary amount of washing fluid, m<sup>3</sup>;

$V_{bff}$  – the amount necessary for filling the HF produced fracture, which can be calculated by using the formula:  $V_{bff} = (0,3 \div 0,4) \times \text{weight of proppant}$ , m<sup>3</sup>;

$V_{iips}$  – inner volume of the production string, m<sup>3</sup>;

$V_{reserve}$  – the volume of liquid for unprecedented cases, which can be calculated by the formula:  $V_{reserve} = (0,1 \div 0,2) \times \text{weight of proppant}$ , m<sup>3</sup>.

The density of the washing fluid is specific to the BHP. When the density of the washing fluid is selected, it is necessary to take into account that hydrostatic pressure should exceed BHP by no more than 5–10%. The density of washing fluid may be regulated within 1.00–1.15 g/cm<sup>3</sup>.

**Washing liquid has the following properties:**

- losses of pressure during pumping through the coiled tubing with the diameter of 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> inch shouldn't exceed 0,007 atm/m;
- early filtration pressure differential on a porous medium model with permeability of 2 mkm<sup>2</sup> is 20 MPa/m;
- sand bearing ability of the washing fluid is 100 – 300 kg per 1 m<sup>3</sup> of the washing fluid;
- the fall velocity for proppant with the diameter under 1 mm is no more than 0.01 m/min.

After the washing fluid is separated from the proppant it can be used again.

The application of the technology on the fields of Surgutneftegaz raised the efficiency of proppant backflow after hydrofracturing. ☉

#### REFERENCES

1. Composition of Polysaccharide Gel for Killing Wells and Its Production Method. Patent of the RF №2246609 / L. Magadova et al // Published on 20.02.2005, bulletin №5.
2. The Experience of Using Khimeko-V Complex in Hydrofracturing and Well Killing Technologies / E. Kuryatnikov et al // Oil and Capital Journal. – 2004. – №2. – P. 2–3.
3. Research of Killing Fluids and Acid Solutions on Mudded Terrigenous Reservoirs / T. Khismetov et al // Oil Industry Journal. – 2007. – №3. – P. 92–95.
4. Killing Abnormally Low Formation Pressure Wells. Patent of RF №2330942 / L. Magadova et al // Published on 10.08.2008, bulletin №22.
5. Emulsifier of Invert Emulsions. Patent of RF №2200056 / R. Magadov et al // Published on 10.03.2003, bulletin №7.
6. Foaming Agent for Development and Washing Wells and Its Production. Patent of RF №2250364 / L. Magadova et al // Published on 20.04.2005, bulletin №11.