

УДК 622.276

## ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гладков П.Д.<sup>1</sup>, Рогачев М.К.

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,  
г. Санкт-Петербург, e-mail: <sup>1</sup>pdgladkov@mail.ru*

***Аннотация.** В статье приведена методика и результаты комплексных исследований по определению эффективности применения водных растворов гидрофобизатора НГ-1 в качестве жидкости глушения для условий коллекторов нефти, осложненных низкой проницаемостью. Оценка эффективности проводилась на основании требований, предъявляемых к такого рода жидкостям, и основывалась на определении таких параметров состава, как термостабильность, коррозионная активность, влияние на проницаемость нефтенасыщенной породы. Кроме того, рассмотрены некоторые причины ухудшения состояния призабойной зоны пласта*

***Ключевые слова:** Приобское месторождение, глушение, гидрофобизатор НГ-1, фильтрация, термостабильность, коррозия*

Призабойная зона добывающих и нагнетательных скважин является важнейшей областью пласта, от состояния которой во многом зависят условия фильтрации и притока пластовой жидкости к забою скважины, потенциал отдельно взятой скважины и, в конечном счете, коэффициент извлечения нефти из месторождения. Основное негативное влияние на призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) оказывают технологические операции, проводимые в скважинах, и жидкости, которые при этом применяются.

Среди прочих операций глушение является наиболее массовым видом воздействия на скважины, который представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей глушения (ЖГ), обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение профилактических работ. В ходе геолого-промысловых работ каждая скважина подвергается глушению не реже одного раза в год из-за необходимости проведения подземных ремонтов, смены насосного оборудования, промывки забоя от загрязнений и т.д. [1].

Актуальность проблемы связана с широкомасштабным применением на месторождениях России традиционных технологий глушения скважин водными растворами неорганических солей. Интенсивность проявления гидродинамических сил при вскрытии и глушении пластов определяется объемом и плотностью применяемых жидкостей и составов. Документально допустимые величины репрессий на пласт регламентированы «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]. Однако, как показывает практика проведения таких работ, фактическая величина репрессии обычно превышает допустимую.

Это приводит к активному проникновению технологических жидкостей в ПЗП, ввиду чего происходит взаимодействие фильтратов с породообразующими минералами и пластовыми флюидами. В результате ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства ПЗП, а так же технологические показатели эксплуатации скважин [3]. Особенно значительно это проявляется на месторождениях с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами Западной Сибири.

Попытки оценить объемы и глубину проникновения в пласт фильтрата ЖГ свидетельствуют о том, что они могут достигать значительных величин. В ряде случаев отмечались объемы поглощений в несколько десятков кубических метров, глубина проникновения которых достигала десятков и даже сотен метров от забоя скважины. Особенно тяжелые последствия от проникновения в пласты различных составов и жидкостей наблюдаются для низкопроницаемых, сильно неоднородных по составу породообразующих минералов и коллекторским свойствам продуктивных горизонтов.

Чем больше объемы проникновения фильтратов в пласт, тем сильнее сказываются результаты физико-химических процессов взаимодействия пластовых флюидов и задавочных жидкостей с нефтегазонасыщенным пластом. С учетом малых размеров каналов фильтрации и громадной площади поверхности контакта изменяется характер и динамика проявления капиллярных и гидродинамических сил в ПЗП. Следствием этого становится ухудшение технологических параметров работы скважин и призабойной зоны. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов показывает, что значительная часть фонда добывающих скважин эксплуатируется при значениях коэффициентов совершенства на уровне 0,2...0,5. Это означает, что скважины работают на 20...50% от своих добычных возможностей. Восстановление коллекторских характеристик пласта обычно не происходит и бывает возможным только путем проведения дорогостоящих работ по увеличению производительности скважин.

В связи с этим к жидкостям глушения предъявляются определенные требования, которые указаны в [4]. Кроме того, для условий низкопроницаемых коллекторов необходимо применение технологических жидкостей с минимальным содержанием механических примесей в случае, если это не обусловлено технологией глушения.

Одновременное выполнение всех требований создает много сложностей в подборе ЖГ для конкретных объектов разработки, однако масштабное применение данных жидкостей возможно только при условии обязательного выполнения данных требований и, особенно, обеспечения сохранности коллекторских характеристик пород призабойной зоны.

Кроме физического воздействия на состояние ПЗП оказывают значительное влияние и химические процессы. В качестве примера рассмотрим Приобское нефтяное месторождение. Для данного объекта характерен полимиктовый состав

низкопроницаемых продуктивных пластов с преобладающим содержанием кварца, полевых шпатов и гидрослюда, а так же глинистого пленочно-порового цемента, состоящего преимущественно из каолинита. До первичного вскрытия пласта данные глинистые минералы находятся в состоянии равновесия с пластовым флюидом, при этом в породе сохраняются проницаемые поровые каналы. При вскрытии пласта жидкостью с минерализацией, отличающейся от пластовой как по интегральному значению, так и по содержанию отдельных ионов, равновесие в системе нарушается, что вызывает развитие активного катионного обмена между гидрофильными частицами глины и водой.

Каолинит относится к типу глин с достаточно прочной и плотной кристаллической структурой, в связи с чем проникновение ионов и отдельных молекул в межслоевое пространство глинистых частиц исключено. Поэтому взаимодействие этих частиц с окружающим электролитом происходит только на поверхностном слое.

Согласно работе [5] ингибирование гидратации глин может быть достигнуто несколькими способами, одним из которых является гидрофобизация поверхности глинистых минералов.

Несмотря на различия во взглядах исследователей на явление гидрофобизации, очевидным является следующее. Ввиду воздействия на призабойную зону пласта различных факторов (частые ремонты, высокая обводненность добываемой продукции и др.) в ней формируется область повышенной водонасыщенности с образованием на поверхности минералов так называемой рыхлосвязанной воды. С ростом водонасыщенности одновременно растет фазовая проницаемость для воды, и падает проницаемость для нефти, в результате чего ухудшаются условия фильтрации пластовой жидкости к забою.

В процессе закачки гидрофобизирующих композиций слой рыхлосвязанной воды удаляется и оттесняется вглубь пласта, за счет чего понижается водонасыщенность обработанной зоны и возрастает ее проницаемость по нефти.

Для проверки данного положения на базе лаборатории повышения нефтеотдачи пластов Санкт-Петербургского государственного горного университета были проведены исследования водных растворов гидрофобизатора НГ-1.

Гидрофобизатор НГ-1 (производится ООО «Синтез ТНП», г. Уфа) представляет собой по составу смесь продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды – сольвенты (нефрасы), эфиры- и спиртосодержащие смеси, продукты оксиэтилирования и алкилирования технических спиртов, парафинов и др. растворители и добавки, которые обеспечивают гидрофобизатору технологичность применения реагента, усиливают его диспергируемость в водной среде.

Агрегативная устойчивость эмульсий гидрофобизатора является необходимым свойством состава при его применении в условиях высоких температур (80 °С). В табл. 1 представлены результаты исследований агрегативной устойчивости водных растворов гидрофобизатора при температуре 20 °С и 80 °С.

Таблица 1. Результаты исследований агрегативной устойчивости водных растворов гидрофобизатора НГ-1

| № состава | Содержание компонентов, % масс. |                   |     |              | Плотность состава, г/см <sup>3</sup> | Агрегативная устойчивость при 20 °С, сут | Агрегативная устойчивость при 80 °С, сут |
|-----------|---------------------------------|-------------------|-----|--------------|--------------------------------------|--|--|
|           | НГ-1                            | CaCl <sub>2</sub> | KCl | Вода пресная |                                      |  |  |
| 1         | 0,15                            | 0                 | 0   | 99,85        | 1,0                                  | >7                                       | 5  |
| 2         | 0,3                             | 0                 | 0   | 99,7         | 1,0                                  | 6  | 4  |
| 3         | 0,5                             | 0                 | 0   | 99,5         | 1,0                                  | 5  | 4  |
| 4         | 0,6                             | 0                 | 0   | 99,4         | 1,0                                  | 3  | 2  |
| 5         | 0,7                             | 0                 | 0   | 99,3         | 1,0                                  | 3  | 1,5                                      |
| 6         | 1                               | 0                 | 0   | 99           | 1,0                                  | 2  | 1  |
| 7         | 0,15                            | 20                | 0   | 79,85        | 1,16                                 | 3  | 1,5                                      |
| 8         | 0,3                             | 20                | 0   | 79,7         | 1,16                                 | 3  | 1  |
| 9         | 0,5                             | 20                | 0   | 79,5         | 1,16                                 | 3  | 1  |
| 10        | 0,15                            | 0                 | 5   | 94,85        | 1,02                                 | >7                                       | 3  |
| 11        | 0,15                            | 0                 | 10  | 89,85        | 1,06                                 | 6  | 2  |
| 12        | 0,15                            | 0                 | 15  | 84,85        | 1,1                                  | 5  | 1,5                                      |
| 13        | 0,15                            | 0                 | 20  | 79,85        | 1,13                                 | 5  | 1  |
| 14        | 0,15                            | 0                 | 24  | 75,85        | 1,16                                 | 3  | 1  |

Как видно из таблицы, наиболее устойчивы составы с концентрацией гидрофобизатора менее 0,5 % при отсутствии в составе солей калия или кальция (расслоение происходит лишь на 4 - 5 сутки), добавление которых приводит к резкому снижению агрегативной устойчивости, а в случае с хлоридом кальция – к выпадению хлопьевидного осадка. Таким образом, регулирование плотности необходимо производить хлоридом калия, так как даже при расслоении эмульсии катионы калия будут способствовать уменьшению гидратации глинистой составляющей цемента и сохранению проницаемости ПЗП.

Одним из важных свойств жидкости глушения является ее низкая коррозионная активность. Исследования скорости коррозии проводились методом поляризационного сопротивления. Согласно [4] и [6] скорость коррозии стали марки Ст3 не должна превышать 0,1 - 0,12 мм в год. На рис. 1 показаны зависимости скорости коррозии от длительности проведения эксперимента для раствора гидрофобизатора, солей и проточной воды.

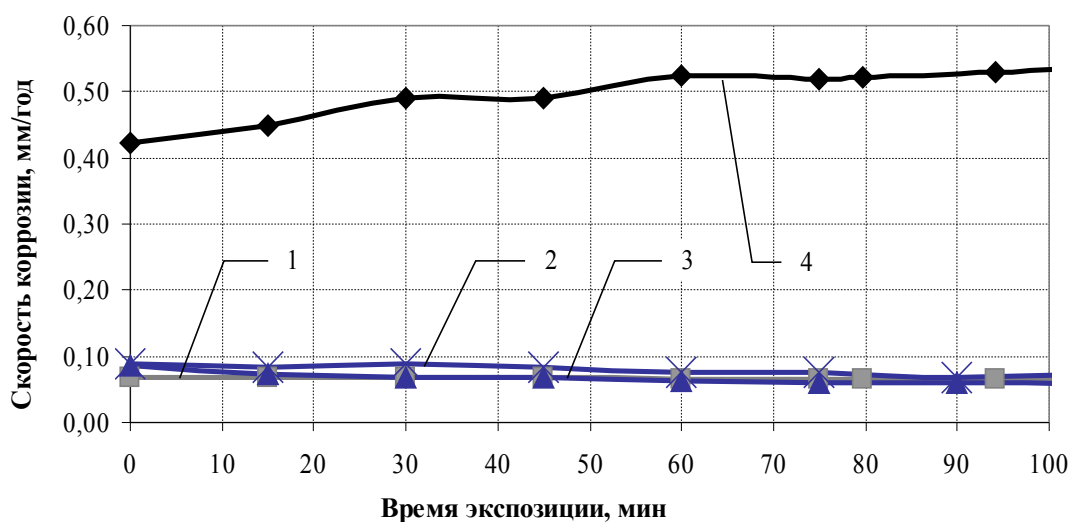


Рис. 1. Скорость коррозии различных составов в зависимости от времени проведения эксперимента:

1 – проточная вода; 2 – 0,15 %-ый раствор гидрофобизатора НГ-1 в рассоле с содержанием 24 % (масс.) KCl; 3 – 0,15 %-ый раствор гидрофобизатора НГ-1 в проточной воде; 4 – рассол с содержанием 24 % (масс.) KCl

Как видно из приведенного рисунка, средняя скорость коррозии раствора гидрофобизатора в проточной воде (кривая 3) составляет 0,07 мм/год, что ниже порогового значения. Кривая 4 соответствует скорости коррозии насыщенного водного раствора KCl, и значительно превышает допустимый предел. Однако добавление в этот раствор 0,15 % (масс.) гидрофобизатора (кривая 2) приводит к резкому снижению коррозионной активности до уровня проточной воды (кривая 1). Таким образом, рассматриваемый гидрофобизатор проявляет свойства ингибитора коррозии и может использоваться при приготовлении жидкостей глушения, инертных к металлу стенок обсадных труб и погружного оборудования.

Как упоминалось ранее, особенное значение имеет способность жидкости глушения сохранять и не ухудшать фильтрационные свойства пласта, в частности фазовую проницаемость по нефти. Для рассматриваемых жидкостей глушения на основе гидрофобизатора НГ-1 данное положение проверялось экспериментальным путем при фильтрации 0,15 %-го водного раствора через нефтенасыщенный керн Приобского месторождения. Начальная абсолютная проницаемость керна составила  $1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по азоту), пористость 17,8 %, длина 6 см, диаметр 3,01 см. Фазовая проницаемость по нефти при наличии в образце остаточной воды составила  $1,7 \cdot 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>. Эксперимент проводился при термобарических условиях Приобского месторождения. На рис. 2 изображены зависимости проницаемости керна и градиенты давления закачки жидкостей от количества прокаченных поровых объемов. При проведении теста направление фильтрации совпадало с направлением движения флюидов в реальной скважине: прямое направление – движение нефти из пласта к забою, обратное – проникновение жидкости глушения из скважины в призабойную зону пласта.

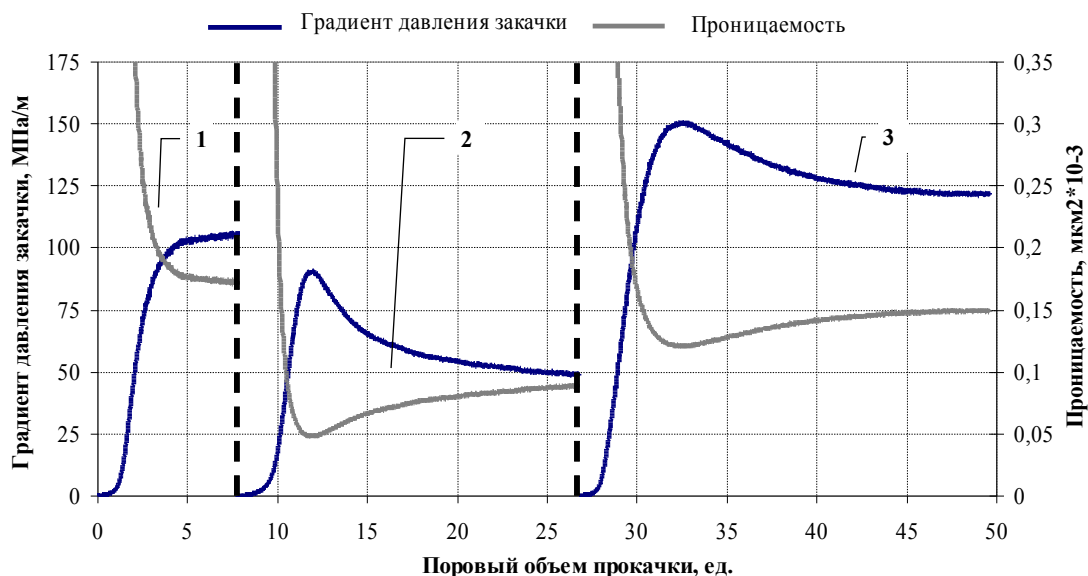


Рис. 2. Зависимости проницаемости ядра и градиентов закачки составов от количества прокаченных поровых объемов:

- 1 – нефть Приобского месторождения;
- 2 – 0,15%-ый водный раствор гидрофобизатора НГ-1;
- 3- нефть Приобского месторождения

В результате проведенного эксперимента удалось определить, что нефтепроницаемость ядра после фильтрации через него 15 поровых объемов жидкости глушения снизилась на 12% и составила  $1,5 \cdot 10^{-4}$   $\text{мкм}^2$ . Такой эффект можно считать положительным, поскольку при дальнейшей фильтрации наблюдается тенденция к полному восстановлению проницаемости. В то же время, при использовании традиционных солевых растворов в качестве жидкостей глушения и перфорации коэффициент снижения проницаемости для таких низкопроницаемых образцов может достигать 50 и более процентов.

Таким образом, проведенные испытания водных растворов гидрофобизатора НГ-1 позволяют говорить о том, что исследуемые составы соответствуют требованиям, предъявляемым к такого рода жидкостям, и могут быть использованы в качестве технологических составов при глушении низкопроницаемых заглинизированных коллекторов Приобского месторождения.

### Литература

1. Шадымухамедов С.А., Смыков Ю.В., Вахитов Т.В., Сафуанова Р.М. Анализ современных технико-технологических решений при глушении и промывке скважин // Электронный журнал "Исследовано в России". 2008. С. 724-736. URL: <http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2008/068.pdf> (дата обращения 20.09.2011)
2. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв. 5 июня 2003 г.
3. Нюняйкин В.Н., Генералов И.В., Рогачев М.К., Зейгман Ю.В. Совершенствование технологий глушения скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10. С. 74 - 75.
4. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. М.: НПО «Бурение», 1997.
5. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Теоретические предпосылки применения ингибирующей добавки к буровым растворам на основе талового пека // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2007. № 4 (13). С. 61 - 64.
6. Анохин К.П., Кагарманов И.И., Мальцев И.В., Черник А.А. Контроль скважины при ремонте. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях: учебное пособие. Самара: ИД «РОСИНГ», 2006. 56 с.

## SELECTION OF TECHNOLOGICAL FLUID FOR WELL-KILL TREATMENTS ON PRIOBSKOYE OIL FIELD

P.D. Gladkov<sup>1</sup>, M.K. Rogachev

*Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>pdgladkov@mail.ru*

**Abstract.** *In the given article methods and results of complex research of water-repellent NG-1 water solutions that are used as a well-kill fluid in low-permeable oil fields are shown. Effectiveness of the solutions was estimated according to requirements that take place for such fluids and was based on such properties as thermal stability, corrosion rate, and influence on permeability of oil-saturated rock. In addition some reasons of lowering of bottom-hole formation zone filtration characteristic are revealed.*

**Keywords:** *Priobskoye field, well-kill treatment, water repellent NG-1, filtration, thermal stability, corrosion*

### References

1. Shadymukhamedov S.A. Smykov Yu.V., Vakhitov T.V., Safuanova R.M. Analiz sovremennykh tekhniko-tehnologicheskikh reshenii pri glushenii i promyvke skvazhin (Analysis of state-of-the-art engineering solutions of well killing and flushing-out jobs). *Electronic journal "Issledovano v Rossii"*, 2008, pp. 724-736.  
<http://zhurnal.apelarn.ru/articles/2008/068.pdf>
2. PB 08-624-03. Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti (Safety Regulations for oil and gas industry). Approv.: 5 june 2003.
3. Nyunyaikin V.N., Generalov I.V., Rogachev M.K., Zeigman Yu.V. Sovershenstvovanie tekhnologii glusheniya skvazhin v usloviyakh (Advances in kill-well technologies in low permeability reservoirs), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2001, Issue 10, pp. 74 - 75.
4. RD 153-39-023-97. Pravila vedeniya remontnykh rabot v skvazhinakh (Rules of conducting workover in wells). Moscow: NPO "Burenie", 1997.
5. Pulya Yu.A., Egorova E.V. Teoreticheskie predposylki primeneniya ingibiruyushchei dobavki k burovym rastvoram na osnove talovogo peka (Theoretical background of application inhibiting additives to drilling fluids on the basis of willow pitch), *Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2007, Issue 4 (13), pp. 61 - 64.
6. Anokhin K.P., Kagarmanov I.I., Mal'tsev I.V., Chernik A.A. Kontrol' skvazhiny pri remonte. Upravlenie skvazhinoi pri gazoneftevodoproyavleniyakh: uchebnoe posobie (Repair well control. Well's oil and water inflows control). Samara, ROSING, 2006. 56 p.