

УДК 622.276.66

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ  
ГИДРОРАЗРЫВА**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF USING BIOPOLYMERS  
FOR HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS**

**В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, П. В. Овчинников, Я. М. Курбанов,  
А. Ф. Семененко**

V. P. Ovchinnikov, D. S. Gerasimov, P. V. Ovchinnikov, Ya. M. Kurbanov,  
A. F. Semenenko

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе,  
г. Москва*

*ЗапСибБурНИПИ, г. Тюмень*

*Ключевые слова: пластовая жидкость; гидроразрыв; биополимер; дисперсионная среда*

*Key words: reservoir fluid; hydraulic fracturing; biopolymer; dispersion medium*

Для интенсификации притока пластовой углеводородной жидкости в скважину в настоящее время считается наиболее целесообразным и эффективным использование технологии, основанной на методе гидравлического разрыва пласта (ГРП), в особенности в низкопроницаемых коллекторах. Суть ГРП состоит в том, что в продуктивный пласт под высоким давлением закачивается определенного типа жидкость с кварцевым песком (пропантом). Происходит раскрытие естественных и образование новых (искусственных) трещин. Для предупреждения их смыкания в случае понижения давления (освоения скважин, испытания на приток и др.) в нагнетаемую жидкость вводится твердая фаза (кремнезем, пропант и др.). Следует отметить, что эффективность гидроразрыва большей своей частью определяется глубиной проникновения жидкости гидроразрыва — ее дисперсной фазой и дисперсионной средой.

На большинстве месторождений США и Канады [1] в качестве дисперсионной среды используют воду. Вода — недорогой и недефицитный продукт, она не огнеопасна. Тем не менее ее основной недостаток — плохая способность удерживать твердую фазу во взвешенном состоянии. Ее применение требует больших скоростей нагнетания и хорошего перемешивания с дисперсной фазой, то есть увеличенной мощности насосных агрегатов. Кроме того, проникновение воды в пласт вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в составе пород коллекторов. В результате изменяется структура порового пространства, образуются водонефтяные эмульсии, которые снижают фильтруемость пластового флюида к скважине, адсорбционная пленка удерживается в пористой среде капиллярными силами, и частичное, практически полное ее вытеснение из поровых каналов исключается, что может быть вызвано при значительных величинах депрессии на пласт. Затрудняется продвижение пластового флюида к забою скважины, особенно в низкопроницаемом коллекторе.

В случае наличия в пласте минерализованной жидкости (реликтовой, поступившей из кровли либо подошвы, краевой и т. д.) не исключается образование труднорастворимых или нерастворимых соединений, снижающих проницаемость пласта.

Это лишь видимая и в основном изученная часть негативного воздействия водной среды на пласт. В 90-х годах прошлого столетия в качестве жидкости гидроразрыва использовались полиэмульсии, гели на водной и на углеводородной основе, солевые растворы, полимерные растворы и др. [2, 3].

Гели имеют высокую вязкость и удерживающую способность, при этом силы сопротивления на трение при движении, например по трубам, незначительны. Также следует отметить особенность регистрации резкого скачка давлений при ГРП и возможность регулирования свойств вязкости.

Прошли апробирование при ГРП и жидкости на углеводородной основе: керосин, денормализат, дизельное топливо, газоконденсат, легкие фракции нефтей (плотностью  $\leq 620 \text{ кг/м}^3$ ; процент фракций, выкипающих до  $300^\circ\text{C}$  — не менее 50 %, низковязкие с малым содержанием смол и асфальтенов [4]), их преимущество — возможности работы при низких температурах, что невозможно при использовании эмульсий и гелей, приготовленных на воде.

Использовались при ГРП и кислотные жидкости гидроразрыва [5] типа инвертной эмульсии, в которой соляная кислота находится в дисперсном состоянии — в виде мельчайших капель в нефти с эмульгатором, составляющих внешнюю фазу эмульсии. В процессе закачивания данной эмульсии контакт между кислотной составляющей, металлическим оборудованием и породой неизбежен, хотя и затруднен благодаря наличию экрана, представленного углеводородом и эмульгатором. Отмечена низкая фильтруемость, фильтрат эмульсии способен реагировать с породой пласта, что способствует раскрытию трещин, увеличению диаметра пор матрицы, обеспечивая рост проницаемости всей системы.

Для гидроразрыва используют и пены [6]. Применение вспененных жидкостей гидроразрыва основано за счет уменьшения размеров пузырьков. Для газирования обычно применяют азот и углекислый газ. Они закачиваются в жидком состоянии с концентрацией в смеси до  $50 \div 70$  %. С ростом температуры переходят в газообразное состояние, вспенивают гель либо кислоту, либо другой вид дисперсной среды. При высоких температурах их вязкость практически стабильна. Тем не менее увеличение дисперсности газовых пузырьков требует увеличения давления образования пены, увеличивается время фильтрации и, следовательно, уменьшается интенсивность поступления жидкости разрыва в пласт.

В настоящее время широко применяются жидкости гидроразрыва на полимерной основе [7]. Известны жидкости гидроразрыва, содержащие карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), лигносульфонат, оксиэтилцеллюлозу (ОЭЦ) [8]. Имеются сведения об их использовании в качестве жидкостей нагнетания для поддержания пластового давления. Несмотря на определенные положительные стороны их использования, они не лишены недостатков. Так, жидкости гидроразрыва на основе КМЦ с добавлением лигносульфонатов имеют высокую фильтратоотдачу ( $11 \div 14$  см<sup>3</sup> за 30 мин), высокую адгезионную способность, что зачастую способствует закупорке фильтрационных каналов. В составе жидкости гидроразрыва, содержащей лигносульфонаты, модифицированные гексаметилентетрамином и карбидом, возможно образование (при взаимодействии комплексной соли сульфата аммония с молекулами модифицированных лигносульфатов) соединений, размеры которых превышают размеры фильтрационных каналов. Прочность их со временем нарастает, они осаждаются и колюматируют поры коллектора. Полимеры акрилового ряда обладают высокой адгезионной способностью, адсорбируются на стенках поровых каналов, уменьшая тем самым их пропускную способность, вплоть до нулевой.

Из высокомолекулярных соединений наиболее перспективны биополимеры [8], которые бы со временем деструктурировались под действием ферментов и физико-химических агентов. При их введении (деструкторов и ингибиторов деструкции) возможно управление сроками, скоростью и полнотой расформирования образующихся «блокад».

При введении деструктора-окислителя происходит хаотичный разрыв молекул биополимера по механизму цепной реакции на молекулы с меньшим молекулярным весом, резко снижаются реологические свойства до уровня вязкости воды. Наличие ингибиторов деструкции затормаживает ферментацию и течение термоокислительной деструкции. Ингибируется активность ферментов, и полностью исключается ферментация раствора. Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие позволяют за счет низких фильтрационных свойств и деструкции биополимера восстановить первоначальную проницаемость пласта.

В этом направлении значительное число исследований проведено в «ПермНИ-ПИнефть» [9]. В частности, проведенные при нашем участии исследования с использованием воронки Шотта различной пористости для оценки времени фильтрации 10 мл нефти (объем воронки) в прямом направлении и жидкости гидроразрыва (ЖГР) в обратном направлении позволили рекомендовать следующий состав жидкости: биополимер (крахмальный реагент) —  $2 \div 2,5$  %; ингибитор-деструктор —  $1,2 \div 1,5$  %; KCl —  $3 \div 5$  %; деструктор —  $0,05 \div 0,07$  % — ЖГР-1;  $0,09 \div 0,11$  % — ЖГР-2.

В таблице 1 представлены технологические параметры жидкости гидроразрыва, в таблице 2 — сведения о влиянии деструктора (пергидрата мочевины) на расформирование зоны колюматации.

Таблица 1

**Технологические параметры жидкостей гидроразрыва**

| Жидкость гидроразрыва | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Вязкость условная, с | Показатель фильтратоотдачи (см <sup>3</sup> ) при перепаде давления |         | Статическое напряжение сдвига, дПа | Вязкость эффективная, мПа·с |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|---------------------------------------------------------------------|---------|------------------------------------|-----------------------------|
|                       |                              |                      | 0,1 мПа                                                             | 0,7 мПа |                                    |                             |
| ЖГР-1                 | 1 137                        | 20,3                 | 3,0                                                                 | 6,0     | 3,0                                | 5,0                         |
| ЖГР-2                 | 1 039                        | 21,3                 | 3,0                                                                 | 6,5     | 4,5                                | 6,5                         |

Таблица 2

**Сведения о влиянии жидкости гидроразрыва на показатель фильтруемости**

| Показатель                                                                                                                | Диаметр пор, мкм |       |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|-------|---------|
|                                                                                                                           | 40–100           | 16–40 | 10–16   |
| Скорость фильтрации нефти через фильтр в прямом направлении, см <sup>3</sup> /с                                           | 10/1             | 10/15 | 10/15   |
| Показатель фильтрации ЖГР-1, см <sup>3</sup> /30 мин                                                                      | 10               | 1,5   | 0,8     |
| Скорость фильтрации нефти через фильтр в прямом направлении, после воздействия ЖГР-1 в течение 24 ч, см <sup>3</sup> /мин | 10/3             | 10/18 | 10/42   |
| Скорость фильтрации нефти через фильтр в прямом направлении после воздействия ЖГР-1 в течение 120 ч, см <sup>3</sup> /с   | 10/1,2           | 10/15 | 10/15,4 |
| Скорость фильтрации нефти через фильтр в прямом направлении после воздействия ЖГР-2 в течение 24 ч, см <sup>3</sup> /с    | 10/2             | 10/16 | 10/17   |

Процесс фильтрации осуществляется в течение 30 минут, диаметр пор варьировался от 40 до 100 мкм.

Результаты показывают, что введение в состав жидкости гидроразрыва деструктора может способствовать восстановлению естественных коллекторских свойств пласта. Его содержание позволяет регулировать сроки и полноту расформирования зоны «блокады», образованной воздействием полимера.

Впоследствии аналогичные теоретические взгляды были использованы для разработки технологии глушения скважин при проведении ремонтно-изоляционных работ [9]. Было показано, что в отсутствие кислоты использование деструктора, органического пероксигидрата менее эффективно по сравнению с их совместным воздействием, способствующим повышению окислительных свойств пероксигидрата, что также положительно сказывается на его эффективности в плане деструкции — коэффициент восстановления проницаемости пласта составил 0,85.

Таким образом, доказана эффективность использования метода гидроразрыва пластов с использованием биополимерных составов с регулируемыми сроками сохранения их технологических свойств за счет применения деструкторов различного происхождения — органических, кислотных и др. Не исключается и их совместное использование.

**Список литературы**

1. Разработка, опыт применения и перспективы повторного использования инвертно-эмульсионных буровых растворов / О. В. Гаршина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 56–59.
2. Технология утилизации отработанных инвертно-эмульсионных буровых растворов / И. Л. Некрасова [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 6. – С. 108–110.
3. Технология подготовки ствола скважины к освоению после вскрытия продуктивных пластов на инвертно-эмульсионных буровых растворах / И. Л. Некрасова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 3. – С. 59–63.
4. Изучение процесса диспергирования вязкоупругих составов под влиянием реагентов деструкторов различной химической природы / Г. В. Окромелидзе [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2016. – № 2. – С. 32–40.
5. Условия пробоподготовки сульфитных шелоков для обнаружения гемецеллюлоз методом тонкослойной хроматографии / Г. А. Тептерева [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2016. – № 2. – С. 47–55.

6. Пат. 2386665 РФ, С 09К 8/584, Е 21В 43/22. Термостойкий вязкоупругий состав для заканчивания и ремонта скважин / Фефелов Ю. В., Гаршина О. В., Шахарова Н. В., Окроемелидзе Г. В.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2008144854; заявл. 13.11.2008; опубл. 2010, Бюл. № 11.
7. Пат. 2575384 РФ, С 09К 8/42, Е21В 43/22. Способ глушения скважин и вязкоупругий состав для его осуществления / Окроемелидзе Г. В., Некрасова И. Л., Гаршина О. В., Хвоцин П. А.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – № 2014154574/03; заявл. 31.12.2014; опубл. 2016, Бюл. № 5.
8. Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Сирин А. В. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) // Бурение и нефть. – 2014. – № 1. – С.44–48.
9. Технология глушения скважин с использованием вязко-упругих составов с регулируемым сроком разрушения / Окроемелидзе Г. В. [и др.] // Статья SPE 171302 опубликована в международной библиотеке OnePetro на русском и английском языках. – 2014. – 11 с.

#### *Сведения об авторах*

**Овчинников Василий Павлович**, д. т. н., профессор кафедры геотехники, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: geoteh@tgasu.ru

**Герасимов Дмитрий Семенович**, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: disge@yandex.ru

**Овчинников Павел Васильевич**, д. т. н., профессор Российского государственного геологоразведочного университета, г. Москва, тел. 89150604525, e-mail: ovchinnikovpv@mail.ru

**Курбанов Яраги Маммаевич**, д. т. н., профессор, генеральный директор ЗапСибБурНИПИ, г. Тюмень, тел. 8(3452)208144

**Семененко Анастасия Федоровна**, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: semenenko.83@mail.ru

#### *Information about the authors*

**Ovchinnikov V. P.**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Geotechnics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: geoteh@tgasu.ru

**Gerasimov D. S.**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: disge@yandex.ru

**Ovchinnikov P. V.**, Doctor of Engineering, Professor at Russian State Geological Prospecting University, Moscow, phone: 89150604525, e-mail: ovchinnikovpv@mail.ru

**Kurbanov Ya. M.**, Doctor of Engineering, Professor, General director of ZapSibBurNPI, Tyumen, phone: 8(3452)208144

**Semenenko A. F.**, Teaching Assistant at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: semenenko.83@mail.ru

УДК 622.245

### **К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШЛАКОЦЕМЕНТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН** ON THE USE OF SLAG CEMENT COMPOSITIONS IN THE CONSTRUCTION OF WELLS

**В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников**

V. P. Ovchinnikov, O. V. Rozhkova, N. A. Aksenova, P. V. Ovchinnikov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва

*Ключевые слова: тампонажный раствор; шлак; термоустойчивость; шлакоцементная композиция*

*Key words: slurry; slag; heat resistance; slag cement composition*

Сохранность темпов добычи жидких углеводородов большинство исследователей связывают с освоением месторождений высоковязких нефтей: в Татарстане — Мордово-Кармальское, Ашальчинское и др., в Западной и Восточной Сибири — отложения баженовской свиты, в Поволжье и Западном Предуралье — отложения доманиковского горизонта. Их особенностью является использование при освоении методов термического воздействия — подъем пластовой температуры свыше 100–130 °С.

Учитывая это, особое внимание должно быть обращено на используемый при цементировании обсадных колонн тампонажный материал, твердение на основе которого протекает при температурах ниже 100 °С, а сформированный камень работает (в процессе эксплуатации) при температурах выше 100 °С. Основным компонентом, входящим в состав минеральных вяжущих материалов, являются оксиды кремния и кальция. Их растворимость в водной среде от температуры носит