

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ РЕАГЕНТОВ–ГЕЛЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГИДРОРАЗРЫВА

Петров Н.А., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф.

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск  
ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

*Проведенные авторами исследования показали, что в практике приготовления составов жидкостей гидроразрыва, (как на нефтяной, так и водной основе), предпочтительнее применять композиции фирм "Клиарвортер" (США) и "Кат-Ойл" (Германия).*

*Реагенты, из которых получают данные системы, отвечают большинству необходимых требований. На месторождениях Ноябрьского региона Западной Сибири чаще всего применяются композиции на основе реагентов HGA-37/44 или HGA-37/48 и нефти. Качество этих композиций зависит от используемой нефти и продолжительности операции. Менее подвержены указанным факторам система HC-2 + HC- Аст +нефть фирмы "Кат-Ойл". Гелеобразующие композиции на водной основе этой фирмы, состоящие из реагентов HPG, NCL, NE-2, РЕВ, XL, также обладают высоким качеством.*

Цель гидроразрыва пласта (ГРП) – увеличение дебита скважины путем изменения контура потока в пласте около ствола скважины. Для получения большего эффекта, трещины должны обладать более высокой гидропроницаемостью, нежели чем пласт. Поэтому, чтобы достичь их высокой проводимости, в жидкость гидроразрыва добавляют гранулированный расклинивающий агент (проппант)[1.2.]

Для успешной интенсификации притока пластовых флюидов, жидкость гидроразрыва должна обладать определенными физико-химическими свойствами. Трещиноформирующий флюид является наиболее важным компонентом при гидроразрыве. Главной его задачей является вскрытие трещин и транспортировка абразивного компонента вдоль трещин. При этом очень важны реологические параметры технологических растворов.

Жидкость для гидроразрыва выполняет ряд функций и, в связи с этим, должна удовлетворять следующим условиям:

- иметь низкое трение при закачке;
- обеспечивать адекватный контроль потерь;
- обеспечивать эффективный гидроразрыв;

- подвергаться очистке;
- иметь невысокую стоимость и др.

В идеальном варианте технологическая жидкость должна быть эффективной на протяжении всей операции ГРП. Достигается это путем сочетания (вначале) высокой вязкости жидкости с добавлением химреагентов, снижающих показатель фильтрации, повышенными песконесущими способностями, а также регулируемой в сторону понижения вязкости (по окончании) за счет специальных реагентов - разгелевателей. Для обработки высокотемпературных скважин жидкость гидроразрыва должна быть термостабильной т.е. при термодеструкции она не должна быстро терять свою вязкость.

На основании вышеизложенного можно выделить основные свойства, которых следует придерживаться при выборе базовой жидкости для гидроразрыва:

- совместимость с пластовой жидкостью;
- достаточные структурно-реологические свойства, способные обеспечить взвешенное состояние проппанта в жидкости;
- низкая фильтруемость;
- низкое давление трения;
- термобарическая стойкость, выражающаяся в сохранении высоких реологических параметров в забойных условиях;
- возможность регулирования вязкости за счет специальных реагентов – разгелевателей;
- экономичность и невысокая стоимость;
- безопасность в экологическом отношении и др.

В настоящее время для процессов гидроразрыва используются жидкости на водной и нефтяной основе.

При выборе жидкости гидроразрыва основными факторами являются:

- наименьшее нарушение потенциально возможных эксплуатационных параметров продуктивного пласта;
- возможность транспортировки и приготовления жидкости в суровых климатических условиях Крайнего Севера.

Нами были исследованы реагенты, используемые на практике для приготовления жидкости гидроразрыва (как на водной, так и на нефтяной основе) производства фирм «Клиарвотер» (США) и «Кат-Ойл» (Германия).

Приготовление геля из реагентов фирмы «Клиарвотер» проводилось на дизельном топливе и товарной нефти Суторминского и Муравленковского нефтегазодобывающих предприятий. Гель готовился в миксере «Воронеж».

Время приготовления геля в миксере вместе с периодом на ввод реагентов составляло 2 мин. После чего сразу замеряли условную вязкость (УВ) на воронке Марша. В оптимальных по вязкости гелевых субстанциях определяли

пластическую вязкость при 40°C, 60°C и 80°C с помощью ротационного вискозиметра ВСН-3 с термостатируемой ячейкой.

Все приготовленные составы геля оставили на 24 часа, а затем были зафиксированы изменения качества (характеристики) геля: загустевание, разжижение, отделение химиката от углеводорода и пр. После этого замерили условную вязкость на воронке Марша, аналогичной прибору ВП-5.

Гель на основе некоторых испытываемых нефтей, полученных с применением реагентов НГА-37 и НГА-44 при соотношении нефть: НГА-37: НГА-44 равных 100:1:1 и 100:1,2:1,2 получился маловязким и исследование на приборе ВСН-3 с ним далее не проводилось. Оптимальной на момент приготовления была композиция с использованием нефти Суторминского месторождения и системы НГА-37/48 в пропорции 100:1:1. В ней при повышении температуры до 80°C наблюдалось увеличение пластической вязкости. Однако необходимо отметить, что в этом гелевом составе, полученным с помощью системы НГА-37/48, через 24 часа произошла деструкция с выделением жидкой фазы и сгустков, вязкость композиции не восстановилась и после перемешивания миксером.

Фирмой «Клиарвотер» не всегда предоставлялась информация о различии в марках реагентов – гелеобразователей, их составе, физико-химических характеристиках реагентов, типах и расчетном количестве рН – брекера. Недостаточно было сведений также о рецептуре и технологии приготовления геля.

Результаты предварительных исследований образцов реагентов HGA-37, 43, 44 и 48 представлены в табл. 1.

Повторные определения параметров геля из указанных реагентов и времени их деструкции были проведены без добавления рН – брекера.

Таблица 1

Параметры эталонных реагентов класса HGA

Реагент	рН	Плотность при 20°C, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость по воронке от СКЛАМТ №2, УВ, с
HGA-37	2	944	13
HGA-43	3	1292	13
HGA-44	3	1085	16
HGA-48	7	1133	28

Лабораторные исследования проводились следующим образом. В испытаниях использовались товарные нефти Суторминского и Холмогорского нефтегазодобывающих предприятий. Гель готовился, как и в предыдущих опытах, в соотношении нефть: HGA-37: HGA-48 равным 100:1:1. После перемешивания на миксере в течение 2 мин определяли УВ на воронке Марша, а затем – пластическую вязкость на приборе ВСН-3 при 40°C, 60°C и 80°C. Так как одновременно приготавливались две одинаковые пробы, то одна из них оставлялась для контроля и наблюдения (при комнатной температуре) за изменением характера и параметров геля. Результаты исследований приведены в табл. 2 и 3.

В условиях опыта приготовленные гелевые субстанции сохраняли вязкость и структуру в течение 1,5 – 2,0 часов, после чего происходила частичная деструкция с отделением жидкой фазы. Повторное перемешивание деструктурированного геля не приводит к восстановлению вязкости.

Одна из проб (на нефти Холмогорского месторождения) была разделена на три части:

- 1 – контрольная проба;
- 2 – проба + 0,50% рН-брекера;
- 3 – проба + 0,25% рН-брекера.

Через 10 часов в 1-ой пробе были обнаружены отдельные сгустки геля в жидкой фазе. Во 2-ой пробе, впрочем, как и в 3-ей появилась жидкая фаза с очень мелкими частицами геля (почти однородная среда).

Таблица 2

## Изменение параметров геля с течением времени

Компонентный состав	Характер геля	Условная вязкость по воронке Марша при 25°C, УВ,с	Свойства геля после приготовления				Условная вязкость, УВ, с	Характер геля после выдержки в течении 3 час, при комнатной температуре	Условная вязкость через 3 ч. УВ,с	Пластическая вязкость по ВСН-3 при различных температурах, мПа·с	
			Пластическая вязкость, Па·с, по ВСН-3 при температурах, °С			Условная вязкость, УВ, с				40°C	80°C
			40	60	80						
1 Нефть (цех подготовки Сутом.НГДУ) HG A – 37 HGA - 48 100:1:1	Однородный гель	62	27	17	17	50	Гель расслоился на две фазы: жидкую и сгусток в верхнем слое. При перемешивании на миксере в течение 5 мин. сгусток раздробился, был произведен замер вязкости геля. Затем гель вновь расслоился с образованием сгустков в жидкости	13	3,75	3,00	
2. Нефть (цех подготовки Холмогорского НГДУ) HG A -37 HG A -48 100:1:1	Однородный гель	34	24,8	22,2	22,9	38	Гель расслоился на две фазы: жидкую и сгустки в верхнем слое, вязкость замеряли после перемешивания на миксере в течении 5 мин, затем произошло расслоение	4	3,00	2,25	

Таблица 3

Результаты исследования гелей, приготовленных из реагентов фирмы «Клиарвотер» с использованием дизельного топлива и нефтей различных месторождений (02.04.96 г.)

Компонентный состав	Условная вязкость по воронке Марша при 25°C (300 мл в 100 мл), с	Пластическая вязкость, мПа·с, при температурах, °C			Характер геля после 24 ч	Вязкость по воронке Марша после 24 ч
		40	60	80		
1	2	3	4	5	6	7
1. Диз. топливо HGA-37 HGA-44 (100:1:1)	380	Значения вискозиметра при оборотах > 270 измерить невозможно			Значения вискозиметра при различных оборотах > 270 измерить невозможно	Очень густой в виде одного киселеобраз. сгустка по всему объему. Вязкость не замеряется
2. Диз. Топливо HGA-37- HGA-44. (100:1:1)	168	-	26,2	31	Замеряли после перемешивания на миксере	362
3. Нефть (Муравленк. НГДУ) HGA-37 HGA-44 (100:1, 2:1,	14	Из-за малой вязкости замер не производили			То же	-
4. Нефть (Холмогор. НГДУ) HGA-37 HGA-44 (100:1, 2:1, 2)	Через 3 ч 10	То же			То же	18
5. Нефть (Сутормин НГДУ) HGA-37 HGA-44 (100:1, 2:1, 2)	Через 3 ч 10	То же			То же	11

Продолжение табл.3

1	2	3	4	5	6	7
6. Нефть (Муравленк. НГДУ) HGA-37 HGA-48 (100:1:1)	50	25,5	26,2	26,9	Расслоился на две фазы: жидкую углеводород. фазу 1/3 объема и киселеобраз. сгусток. Замер вязкости, произведен после переме шивания миксером (2мин)	6
7. Нефть (Холмогор. НГДУ) HGA-37 HGA-48 (100:1:1)	38	30	18,8	23	То же-	4
8. Нефть (Сугормин НГДУ) HGA-37 HGA-48 (100:1:1)	51	22,5	21,8	26,2	То же-	7
9. Нефть (Муравленк НГДУ) HGA-37 HGA-50 (100:1, 2:1, 2)	Через 3 часа 26	Из-за малой вязкости замер не производили			Однородный, равномерный	41
10. Нефть (Муравленк. НГДУ) HGA-37 HGA-43 (100 <sup>0</sup> :1, 2:1, )	Через 3 часа 17	То же			То же	20
11. Нефть (Холмогор НГДУ) HGA-37 HGA-48 (100:1:1)	17	То же			То же	11

Таким образом, при планировании работ по проведению ГРП с системой HGA-37/48 следует учитывать время стабильности геля, а также для повышения эффективности подбирать и использовать нефть с конкретного участка месторождений.

Необходимо отметить, что в комплекс вышеизученных гелеобразователей HGA-37 и HGA-48 не входит понизитель фильтрации. При замере показателя фильтрации на приборе ВМ-6 была установлена полная фильтруемость геля.

При исследовании проб гелей на нефтяной основе, доставленных с промыслов Ноябрьского региона, было отмечено, что некоторые из них обладали неоднородностью, невысокими структурно-механическими свойствами, которые при повышении температуры уменьшаются. А другие пробы были вполне однородными, и с повышением температуры структура геля в них улучшалась. Ввиду получения неодинаковых (нестабильных) свойств изученных гелей, при идентичных условиях приготовления и в лабораторных опытах, были отобраны пробы реагентов HGA-37 и HGA-44 с разных партий поставки. Замеренные параметры химвыводов приведены в табл. 4.

По результатам проверок ни одна из проб по плотности не соответствовала рекламируемому данным. Особенно большое отличие в различных партиях наблюдается у реагента HGA-44. На практике часто отмечалось расслаивание продукта в бочках на два слоя: верхний – маловязкий (темный продукт); нижний – вязкий, малотекучий, с более светлыми сгустками и с зернистым осадком. Объем вязкого слоя может достигать до 1/3 объема бочки.

Далее были проведены исследования реагентов – гелеобразователей фирмы «Кат-Ойл».

Гель из реагентов этой фирмы получался однородный, стабильный во времени и при термостатировании.

Приготовление геля осуществлялось на миксере «Воронеж», затем на американской мешалке Waring в течении 5 мин. После 10 мин выдержки определяли условную вязкость по воронке Марша. Реологические параметры определяли на ротационном вискозиметре ВСН-3, показатель фильтрации – на ВМ-6. Результаты замеров приведены в табл. 5 – 7.



Таблица 4

Физические свойства продуктов HGA-37 и HGA-44 фирмы «Клиарвотер»

№	Реагент, время и место отбора	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> (денсиметром)	рН по индикаторной бумаге	Внешний вид
1	2	3	4	5
1	Реагент HGA-37 (рекламные данные)	910 - 930	1 – 2	Прозрачная жидкость от беловатого до бледно-желтого цвета
2	Он же, отобран работниками УКРС в январе 1996 г.	965	2	Прозрачная жидкость бледно-желтого цвета
3	Он же, отобран работниками УКРС 25.03.96 г.	899	2	Прозрачная жидкость бледно-желтого цвета
4	Реагент HGA-44 (рекламные данные)	1290 – 1330	Нет данных	Жидкость темно-янтарного цвета
5	Он же, отобран работниками УКРС в январе 1996г.	1356	2	Жидкость темно-янтарного цвета со светлым осадком
6	Он же, отобран 26.03.96 г. при ГРП куст 41 Западно-Ноябрьского м/р (верх бочки)	1056	3	Жидкость темно-коричневого цвета без осадка
7	Он же, отобран 26.03.96 г. при ГРП куст 41 Западно-Ноябрьского м/р (низ бочки)	1063	3	Жидкость темно-коричневого цвета с зернистым осадком
8	Он же, отобран работниками УКРС 25.03.96 г. (низ бочки)	1003 (пиктометром)	2	Вязкая коричневая жидкость с более светлыми сгустками
9	Реагент HGA-43 отобран при ГРП, куст 41 Западно-Ноябрьского м/р (средняя проба)	1301	3	Жидкость темно-коричневого цвета

Из исследованных композиций с нефтью Холмогорского месторождения лучшей является- нефть + НС-2 + НС-Аст в объемном соотношении 100:1,2:0,8 со следующими параметрами: условная вязкость (при приготовлении в течении 20 с и через 1 час покоя) – УВ = 45 с; показатель фильтрации – ПФ = 11 см<sup>3</sup>/30 мин; пластическая вязкость при 20°C –  $\eta = 12,75$  мПа·с, а при 50°C –  $\eta = 7,5$  мПа·с; динамическое напряжение сдвига при 20°C –  $\tau_0 = 48$  дПа, а при 50°C –  $\tau_0 = 40$  дПа.

В композициях с нефтью Суторминского и Вынгапуровского месторождений количество реагентов может быть уменьшено.

Из гелей на водной основе оптимальной является композиция (№2 табл. 7), состоящая из НРГ + NCL + NE-2 + РЕВ + XL + вода в соотношении компонентов 0,5:0,1:0,1:0,006:0,2:100. Важным является то, что показатель фильтрации у данного состава достаточно низкий – 10 см<sup>3</sup>/30 мин.

Таблица 5

## Свойства гелей на нефтяной основе

Состав (соотношение компонентов)	Вязкость по воронке Марше после приготовления, с	Состояние геля через 1 ч	Состояние геля через 12 ч
1. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:0,8:0,4)	5	Расслоение геля на две фазы: жидкую и сгусткообразную, резиноподобной массы	Расслоение геля на две фазы. После перемешивания на миксере «Воронеж» сгусток разбился на мелкие. Образования однородного геля не наблюдалось
2. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:1,5:1)	36		
3. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:1,5:0,75)	16		
4. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:1,5:1,2)	50		
5. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:1,5:1,35)	58		
6. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:1,0:1,0)	56		
7. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:0,8:0,8)	15		
8. Нефть НС-1 НС-Акт (а) (100:0,7:0,7)	12		
Примечание: Перемешивали гель в течение 5 мин., затем в покое – 1 мин. Перемешивание геля проводилось на миксере «Воронеж» при 7000 мин <sup>-1</sup> .			

Таким образом, при проведении ГРП в условиях Ноябрьского региона предпочтительнее использовать реагенты фирмы «Кат-Ойл».

Таблица 6

## Качественные и количественные характеристики гелей на нефтяной основе

Состав (соотношение компонентов)	Условная вязкость, с	Состояние геля через 1 ч	Состояние гелей через 12 ч	Параметры геля		
				Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30мин	Пластическая вязкость при 20 С/50 С, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа при 20 С/50 С
1	2	3	4		6	7
1. Нефть (Холмогорского м-ния), 07.05.96 г. НС-2 НС-Act (100:1:1)	14,6	Однородный гель, УВ = 27,6 с	Гель языковой, сгусткообразный, УВ = 33 с, при перемешивании образуется равномерный однородный гель		-	-
2. Нефть НС-2 НС-Act (100:0,9:0,9)	6	Однородный гель, УВ = 9 с	УВ = 16 с		-	-
3. Нефть НС-2 НС-Act (100:0,8:0,8)	4	Однородный гель, УВ = 7 с	УВ = 11 с		-	-
4. Нефть НС-2 НС-Act (100:1,5:1,2)	89	Однородный языковой гель, замер вязкости невозможен			-	-
5. Нефть (Холмогорского месторождения), 08.05.96 г. НС-2 НС-Act (100:1,2:0,6)	16	Равномерный гель, УВ = 18 с			-	-
6. Нефть НС-2 НС-Act (100:1,2:1,0)	17	Равномерный гель, УВ = 29 с			-	-

Продолжение табл.6

1	2	3	4	5	6	7
7. Нефть НС-2 НС-Аст (100:1:0,7)	9	УВ = 16 с		-	-	
8. Нефть (Холмогорского м- ния) НС-2 НС-Аст (100:1,2:0,8)	20	Равномерный гель, УВ = 45		11	13,8/7,5	48/40
9. Нефть (Суторминского м- ния) НС-2 НС-Аст (100:1,2:0,8)	35	Равномерный гель, УВ = 67		-	16,5/15,0	130/143
10. Нефть (Вынгапуровского м- ния) НС-2 НС-Аст (100:1,2:0,8)	29	УВ = 41 с		-	17,3/19,5	199/206
Примечание: Приготовление геля проводилось на мешалке (с блендера). Перемешивание – 5 мин, выдержка в состоянии покоя – 10 мин.						

Таблица 7

## Характеристика гелей на водной основе

№	Состав (соотношение компонентов)	Состояние геля через	
		1 ч	12 ч
1	Вода WGA (полимер) NCL (стабилизатор) NE (деэмульгатор) AP (break) BXL – 10.0С (активатор) (100:0,5:0,1:0,1:0,006:0,2)	Образовался сразу же после приготовления, вязкий, однородный. языковый. Замерить вязкость невозможно. Показания по ВСН-3 максимальные	Не расслоился, структура однородная, языковая
2	Вода HPG NCL NE-2 PEB XL (100:0,5:0,1:0,1:0,006:0,2)	То же ПФ = 10 см <sup>3</sup> /30 мин	То же
Примечание: Технология приготовления геля проводилась по рекомендации представителей фирмы «Кат-Ойл» (перемешивание – на мешалке в течение 5 мин, последний реагент вводился без перемешивания).			

## Литература

1. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1986.- 302с.
2. Соломатин Г.Г. Выбор материала для загрязнения трещин при гидроразрывах в глубоких скважинах // Совершенствование вскрытия, испытания и освоения продуктивных пластов в эксплуатационных и разведочных скважинах: // Материалы Всесоюз. совещания.- М.: Недра,1969.- С.200-204.