# FLODRILL ™ - новые буровые реагенты

SNF FLOERGER

# Добавки в буровой раствор

Успешное завершение нефтяной скважины для промышленной эксплуатации при разумно оправданных затратах существенно зависит от характеристик буровых растворов. К этим жидким растворам, как рассматривается далее, предъявляются разнообразные особые требования для решения целого ряда задач.

- Обеспечение выноса бурового шлама со дна скважины на поверхность и упрощение его сепарации
- Охлаждение и очистка долота бура
- Снижение трения между колонной бурильных труб и боковыми стенками скважины
- Предотвращение притока пластовых флюидов, таких как нефтяные, газовые и водные массы
- Поддержание устойчивости необсаженных интервалов ствола скважины
- Формирование тонкого проницаемого слоя, именуемого "фильтровальной лепешкой", который закупоривает отверстия в пласте и предотвращает утечки жидких масс
- Упрощение сбора данных и интерпретации каротажных диаграмм

Компания SNF разработала целый ряд полимеров для систем буровых растворов на водной основе. Каждая из серий полимеров SNF охватывает одно или несколько требований к буровым растворам, в том числе контроль утечки жидких масс, повышение вязкости, ингибитор глинистых сланцев и т. д.

Синтетические полимеры выпускаются в широком разнообразии физических форм, молекулярных весов и химических составов в зависимости от конкретных применений. Например, один и тот же частично гидролизованный полиакриламид (PHPA) может повышать вязкость или обладать тиксотропными свойствами, обеспечивать снижение гидравлического сопротивления или утечки жидких масс для флюида.

# Улучшение вязкости

Далее перечислены три основных состава, которые используются для повышения вязкости бурового раствора, обеспечивающего, в частности, эффективный вынос бурового шлама на поверхность : бентонит, частично гидролизованный полиакриламид (PHPA) и ксантановая смола.

Бентонит представляет собой филлосиликат, состоящий главным образом из монтмориллонита (бентонитовой глины). Незначительное процентное содержание воды ведет к увеличению вязкости, вызванному поглощением влаги микрокристаллическими частицами с последующим разбуханием минералов. Бентонит применяется главным образом для пресной воды.

Частично гидролизованный полиакриламид (PHPA) представляет собой растворимый в воде полимер. Взаимодействия между молекулами полимера увеличивают вязкость бурового раствора прямо пропорционально молекулярному весу состава. Полиакриламид PHPA может применяться для пресной воды, морской воды или систем NaCl и KCl. PHPA не совместим с высоким содержанием двухвалентных веществ в воде и с применениями для высоких температур. Однако термостойкость можно повысить с помощью сульфонатных сополимеров наряду с улучшением реологического профиля, причем можно использовать эти составы совместно или вместе с защитными группами для тех применений, где полиакриламид PHPA не работает.

| Состав | Форма | Молекулярный вес | Степень анионности |
|---|---|---|---|
| FLODRILL EM 533 | Водо – нефтяная эмульсия | Высокий | Анионный |
| FLODRILL PAM 1040 | Порошок | Высокий | Анионный |

### Характеристики состава FLODRILL PAM 1040 в буровом растворе на основе пресной воды

| | | Концентрация полимера в частях на млрд (ppb) | | |
|---|---|---|---|---|
| FLODRILL PAM 1040 | | 0 | 0,5 | 1 |
| Реология при 80 °F | Пластическая вязкость P. V (Сп) | 6 | 17 | 23 |
| | Динамическое напряжение сдвига Y. V. (фунт – силы /100 кв. футов) | 6 | 7 | 27 |
| Реология при 185 °F | Пластическая вязкость P. V (Сп) | 4 | 11 | 3 |
| | Динамическое напряжение сдвига Y. V. (фунт – силы /100 кв. футов) | 0 | 10 | 41 |

Буровой раствор на водной основе - 125 частей на грамм (ppg)
Бентонит - 13 частей на млрд (ppb)
В качестве утяжелительного агента использован барит

### Характеристики состава EM 533 в буровом растворе на основе пресной воды

| | | Концентрация полимера в частях на млрд (ppb) | | |
|---|---|---|---|---|
| FLODRILL PAM 1040 | | 0 | 1,5 | 3 |
| Реология при 80 °F | Пластическая вязкость P. V (Сп) | 6 | 18 | 23 |
| | Динамическое напряжение сдвига Y. V. (фунт – силы /100 кв. футов) | 6 | 7 | 26 |
| Реология при 185 °F | Пластическая вязкость P. V (Сп) | 4 | 11 | 4 |
| | Динамическое напряжение сдвига Y. V. (фунт – силы /100 кв. футов) | 0 | 10 | 41 |

Буровой раствор на водной основе - 125 частей на грамм (ppg)
Бентонит - 13 частей на млрд (ppb)
В качестве утяжелительного агента использован барит

# *Агент, предотвращающий набухание глин (ингибитор глинистых сланцев)*

Полимер абсорбируется на поверхности бурового шлама и на стенках ствола скважины. Герметизация полимером твердых частиц бурового шлама усиливает флокуляцию и сводит к минимуму расслоение и диспергирование твердых фаз в суспензии. Такие укрупненные массы бурового шлама выносятся затем на поверхность, где с высокой эффективностью сепарируются на специальном оборудовании по контролю твердой фазы. Поглощение полимеров на стенках ствола скважины также усиливает стабильность чувствительных к воде пластов, таких как глинистые сланцы, позволяя избежать обрушения и уширения ствола скважины.

Анионные полимеры могут посредством длинной цепочки с отрицательными ионами взаимодействовать и притягиваться к положительным ионам частиц глины или к гидратной поверхности глины с помощью водородной связи. Поверхностная гидратация падает по мере того, как полимер покрывает всю поверхность глинистого слоя.

Низкокатионные полимеры также могут применяться в качестве ингибиторов глинистых сланцев. Высококатионные полимеры могут взаимодействовать с другими химикатами, используемыми в буровом растворе, поэтому их применение связано с вопросами совместимости.

## *Полиакриламид PHPA с высоким MW используется с солью KCl как агент, предотвращающий набухание глин*

| | |
|---|---|
| FLODRILL PAM 1040 | Высокое значение Mw, средняя степень анионности |
| FLODRILL EM 533 | Высокое значение Mw, средняя степень анионности |
| FLODRILL TS 056 | Низкое значение Mw, низкая степень канионности |
| Floquat FL 2250 | Очень низкое значение Mw, высокая степень канионности |
| Floquat TS 45 RD | Очень низкое значение Mw, высокая степень канионности |

# FLODRILL ™ - новые буровые реагенты

## PHPA LT

| | Характеристика | Ед. изм. | Требуемые результаты | Полученные результаты |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Относительная дисперсность гранул бентонита в полимерном растворе 0,2 % ( по объему ) при 60 + / - 5 °C по отношению к дистиллированной воде | | 175 ( максимум ) | 138,49 |
| 2 | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,2 % ( по объему ) в дистиллированной воде | | | |
| ( i ) | При 24 + / - 2 °C | сП | 9,0 ( минимум ) | 13 |
| ( ii ) | После выдержки при 110 + / - 2 °C в течение 18 часов | сП | Должна составлять не менее 80 % от значения, полученного при 6 ( i ) | 12,5 |
| 3 | Влияние на бентонитовую суспензию 4 сП при концентрации полимера 0,2 % ( по объему ) | | | |
| ( i ) | AV при 24 + / - 2 °C и при pH 9,0 | сП | 15,0 ( минимум ) | 23 |
| ( ii ) | AV после выдержки при 110 + / - 2 °C в течение 24 часов | сП | Должна составлять не менее 80 % от значения, полученного при 7 ( i ) | 21 |
| 4 | Контроль допуска по кальцию | | | |
| ( i ) | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,4 % ( по объему ) в дистиллированной воде | сП | Подлежит определению | 23,5 |
| ( ii ) | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,4 % ( по объему ) в дистиллированной воде в присутствии Ca++ в концентрации 100 частей на млн | сП | Должна составлять не менее 60 % от значения, полученного при 8 ( i ) | 17 |

## PHPA HT

| | Характеристика | Ед. изм. | Требуемые результаты | Полученные результаты |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Относительная дисперсность гранул бентонита в полимерном растворе 0,2 % ( по объему ) при 60 + / - 5 °C по отношению к дистиллированной воде | | 175 ( максимум ) | 136 |
| 2 | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,2 % ( по объему ) в дистиллированной воде | | | |
| ( i ) | При 24 + / - 2 °C | сП | 9,0 ( минимум ) | 15 |
| ( ii ) | После выдержки при 140 + / - 2 °C в течение 18 часов | сП | Должна составлять не менее 80 % от значения, полученного при 6 ( i ) | 12 |
| 3 | Влияние на бентонитовую суспензию 4 сП при концентрации полимера 0,2 % ( по объему ) | | | |
| ( i ) | AV при 24 + / - 2 °C и при pH 9,0 | сП | 15,0 ( минимум ) | 18,5 |
| ( ii ) | AV после выдержки при 140 + / - 2 °C в течение 24 часов | сП | Должна составлять не менее 80 % от значения, полученного при 7 ( i ) | 15 |
| 4 | Контроль допуска по кальцию | | | |
| ( i ) | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,4 % ( по объему ) в дистиллированной воде | сП | Подлежит определению | 24 |
| ( ii ) | Кажущаяся вязкость полимерного раствора 0,4 % ( по объему ) в дистиллированной воде в присутствии Ca++ в концентрации 100 частей на млн | сП | Должна составлять не менее 60 % от значения, полученного при 8 ( i ) | 15 |

# Бентонитовый модифицирующий агент

В буровых системах с низким содержанием твердой фазы типовым образом применяется полимерная добавка в качестве загустителя или, как его часто именуют, бентонитового модифицирующего агента. Эти составы применяются для увеличения вязкости бездисперсных систем буровых растворов на основе пресной воды. Внесение добавок возможно как в систему бурового раствора на площадке, так и непосредственно в бентонит на заводе – изготовителе.

Частицы полимера и бентонита взаимодействуют друг с другом благодаря их соответственным электростатическим зарядам; созданные связи между таким частицами затем приводят к увеличению общей вязкости. Компания SNF производит целый ряд полиакриламидов для таких применений. Полимеры с низким молекулярным весом и очень высокой зарядовой анионностью применяются в качестве бентонитовых модифицирующих агентов.

| | |
|---|---|
| **FLODRILL AB 995 BPM** | **Полиакрилат с очень низким Mw, гранулы** |
| **FLODRILL AN 995 BPM** | Полиакрилат с низким Mw, порошок, размеры зерна < 500 мкм |
| **FLODRILL PAM 970 VLM** | Высокоанионный полиакриламид, порошок |
| **FLODRILL PAM 934 VLM** | Среднеанионный полиакриламид, порошок |

# Агент для контроля утечки жидких масс

Назначение добавок для контроля утечки жидких масс заключается в сокращении утечки воды из жидкого цементного раствора в буровую скважину. При этом осуществляется защита чувствительных структур от повреждений и предотвращается преждевременная дегидратация жидкого цементного раствора. Если утечки жидких масс в структуры пласта имеют особую важность, на стенках скважины образуют слой фильтрата, что вызывает сокращение расхода потока и повышенные величины давления вследствие трения как в результате сокращения проходного сечения, так и в результате повышенной вязкости жидкого цементного раствора.

Полиэлектролиты добавляются к системам бетонитных буровых растворов на водной основе с низким содержанием твердой фазы с целью улучшить контроль утечки жидких масс и таким образом избежать повреждения структур пласта. Кроме того, при этом увеличивается и скорость бурения.

В качестве агентов для контроля утечки жидких масс применяются анионные или амфотерные полимеры с очень низким молекулярным весом (MW). Применение полиакрилатных гомо- и сополимеров ограничено в системах с высоким содержанием двухвалентных веществ при высокой температуре вследствие осаждения полимера.

## Агенты контроля утечки жидких масс для систем буровых растворов при средних температурах

| | | |
|---|---|---|
| FLODRILL TS 655 | Порошок | До 300 °F |

Высокие эксплуатационные характеристики требуются в том случае, когда бурение осуществляется при высокой температуре и в условиях высокого давления, особенно при работе с жёсткими солевыми растворами. Применяемые составы должны в таких ситуациях обладать хорошей стабильностью и эффективностью даже при высоких температурах, поэтому именно для таких условий Компания SNF разработала ряд узкоспециальных полимеров.

Как известно, сульфонатные со- и тер-полимеры создают прочные связи с компонентами бурового раствора, причем эти мономеры являются солями и обладают термической стабильностью. Именно по этим причинам они применяются для контроля утечки жидких масс при высоких температурах. Кроме того, они могут содержать дополнительные термически стабильные со-мономеры для повышения стойкости HT – HP (высокие температуры – высокие давления), например диметилакриламид, N – винил – пирролидон или производные акриламида. В их состав на этапе производства могут дополнительно включаться гумат или лигносульфонат с целью оптимизации вязкости бурового раствора и цемента.

## Агенты контроля утечки жидких масс для систем буровых растворов при высоких температурах

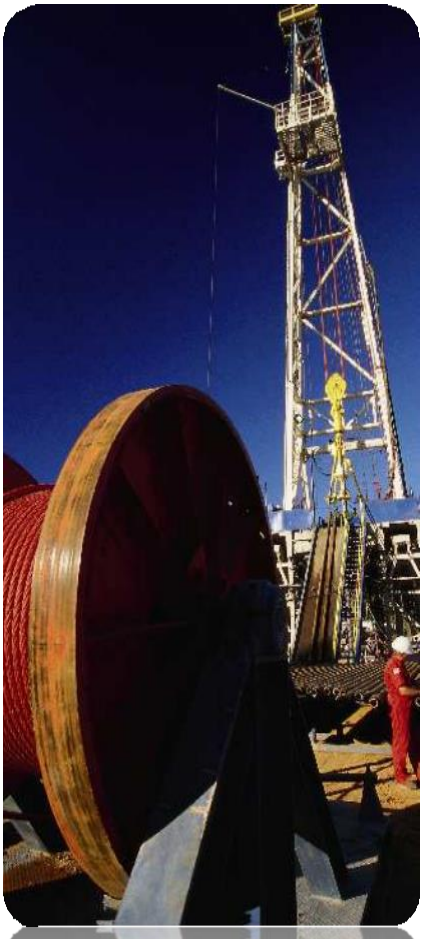
| | | |
|---|---|---|
| FLODRILL TS 30 LC | Порошок | До 400 °F |
| FLODRILL TS 28 L | Порошок | До 350 °F |
| FLODRILL AB 89 L | Гранулы | До 350 °F |

При более высоких температурах до 500 °F эксплуатационные характеристики полимерных добавок зависят от типового состава бурового раствора и в каждом конкретном случае требуют отдельного изучения.

| Составы | FLODRILL TS 28 L | | FLODRILL TS 30 | | LC FLODRILL AB 89 L | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Вязкость по Фанну Скорость (об/мин)** | **Пресная вода** | **Соленая вода** | **Пресная вода** | **Соленая вода** | **Пресная вода** | **Соленая вода** |
| 600 | 124 | 85 | 114 | 81 | 147 | 121 |
| 300 | 69 | 53 | 62 | 49 | 84 | 69 |
| 200 | 51 | 40 | 41 | 36 | 62 | 51 |
| 100 | 31 | 26 | 24 | 22 | 37 | 32 |
| 6 | 7 | 8 | 5 | 8 | 10 | 10 |
| 3 | 6 | 6 | 4 | 6 | 8 | 8 |
| Пластическая вязкость (сП) | 55 | 52 | 52 | 45 | 63 | 87 |
| Динамическое напряжение сдвига (фунты/100 кв. футов) | 14 | 18 | 10 | 19 | 21 | 34 |
| 10 мин гель (фунты/100 кв. футов) | 9 | 9 | 5 | 10 | 11 | 12 |
| Фильтрат HPHT, мл (350 °F, 500 фунтов/кв. дюйм) | 7,8 | 10,2 | 5,7 | 19,2 | 8,2 | 4,3 |

| | |
|---|---|
| вода | 0,65 барреля (bbl) |
| бентонит Na | 6 баррелей США (lb) |
| диспергирующий агент | 12 баррелей США (lb) |
| полимер | 2 баррелей США (lb) |
| NaOH | 1 баррелей США (lb) |
| бентонит Ca | 10 баррелей США (lb) |
| барит | 399,4 баррелей США (lb) |
| Вес бурового раствора | 15,8 частей на грамм (ppg) |

| | |
|---|---|
| вода | 0,63 барреля (bbl) |
| бентонит Na | 9 баррелей США (lb) |
| NaCl | 8 баррелей США (lb) |
| диспергирующий агент | 12 баррелей США (lb) |
| полимер | 5 баррелей США (lb) |
| NaOH | 2 баррелей США (lb) |
| бентонит Ca | 20 баррелей США (lb) |
| барит | 391 баррелей США (lb) |
| Вес бурового раствора | 15,8 частей на грамм (ppg) |



# *Диспергирующие агенты*

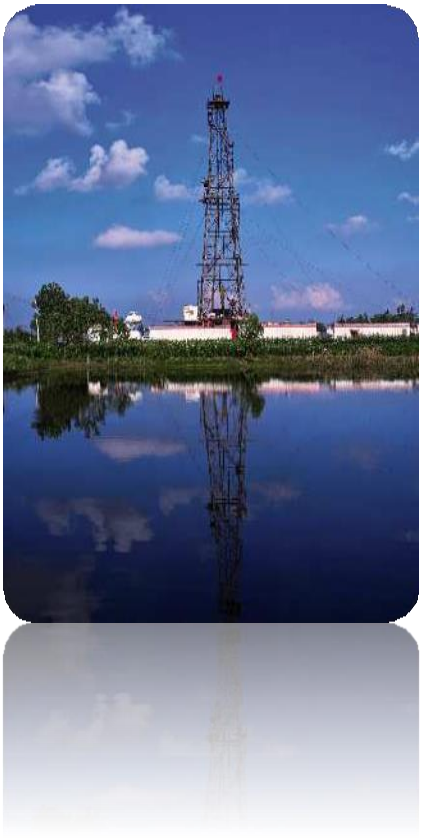
Диспергирующие агенты используются для снижения вязкости и прочности геля. Наряду с лигносульфонатами и полифосфатами для применений такого типа широко используются полиакрилаты с низким молекулярным весом.

Кроме того, для высоких температур и буровых растворов на водной основе с высокой засоленностью предлагаются модифицированные диспергирующие агенты на основе сульфонатных полимеров.

Узкоспециальная тонкая регулировка этих составов может осуществляться путем изменения молекулярного веса, физической формы (твердое вещество, жидкость), структуры и состава с целью повысить стойкость к жёстким солевым растворам и высоким температурам (внедрение сульфонатных и фосфатных мономеров).

| | | | |
|---|---|---|---|
| Flosperse OW 38 | Жидкость | активное содержание 41% | Полиакрилаты |
| Flosperse TS 38 | Порошок | | Полиакрилаты |
| Flosperse 3018 CS | Жидкость | активное содержание 40% | Сульфонатный полимер |
| Flosperse 5005 CP | Жидкость | активное содержание 41% | Фосфоновый полимер |
| Floset TS1 | Порошок | | Комбинированный акриловый полимер |

# *Агенты контроля утечки жидких масс для цемента*



Добавки для контроля фильтрации цемента используются в составах для цементирования скважин с целью сократить утечки жидких масс в водопроницаемые пласты или зоны, в которые закачиваются цементные составы, а также предотвратить их преждевременное загустевание в гель. Добавки для контроля фильтрации вносятся в цемент по тем же причинам, по которым они используются в буровых растворах. Однако для необработанного цементного шлама характерны гораздо более высокие скорости фильтрации, чем для необработанного бурового раствора, поэтому в силу указанных ниже причин первостепенную важность имеет ограничение утечки жидких масс.

- Свести к минимуму гидратацию для чувствительных к воде структур пластов
- Избежать накапливания достаточных объемов воды для гидратации цемента
- Избежать изменения свойств шлама
- Избежать закупоривания кольцевого зазора
- Сократить потери предела прочности при сжатии
- Сократить перенос затрубного газа

| | | |
|---|---|---|
| FLODRILL TS 443 | Порошок | До 185 °F |
| FLODRILL AK 820 | Гранулы | До 185 °F |
| FLODRILL PP 247 | Порошок | > 185 °F |

| Составы | FLODRILL TS 443 | | | FLODRILL AK 820 | | | FLODRILL PP 247 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Вязкость по Фанну Скорость (об / мин) | 185 °F – пресная вода | 185 °F – соленая вода | > 250 °F – пресная вода | 185 °F – пресная вода | 185 °F – соленая вода | > 250 °F – пресная вода | 185 °F – пресная вода | 185 °F – соленая вода | > 250 °F – пресная вода |
| Фильтрат HPHT, мл (1000 фунтов / кв. дюйм) | 42 | 110 | > 200 | 120 | > 150 | 120 | 37 | 100 | 47 |

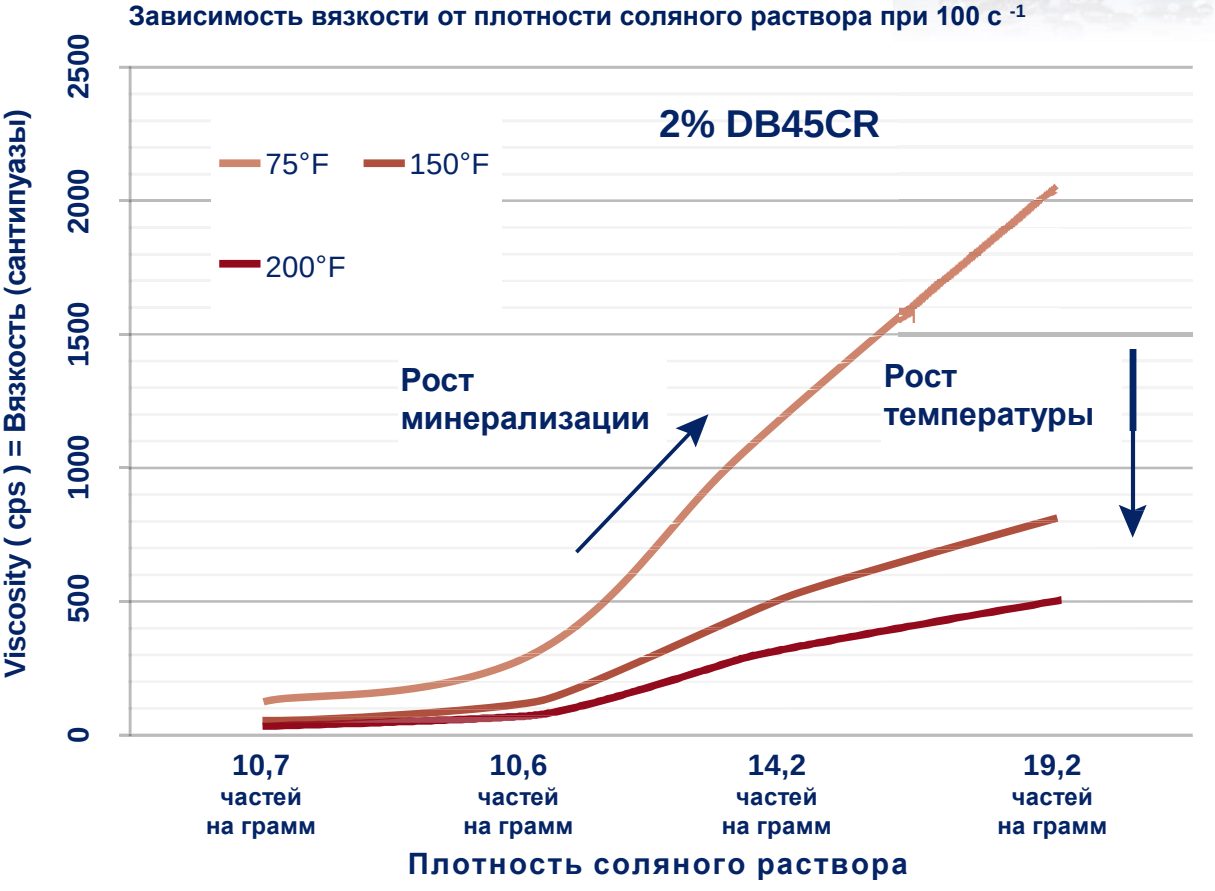
Вода : 44 % / цемент
Замедлитель : % / цемент
Диспергирующий агент : 0,2 % / цемент
Цемент : 600 г

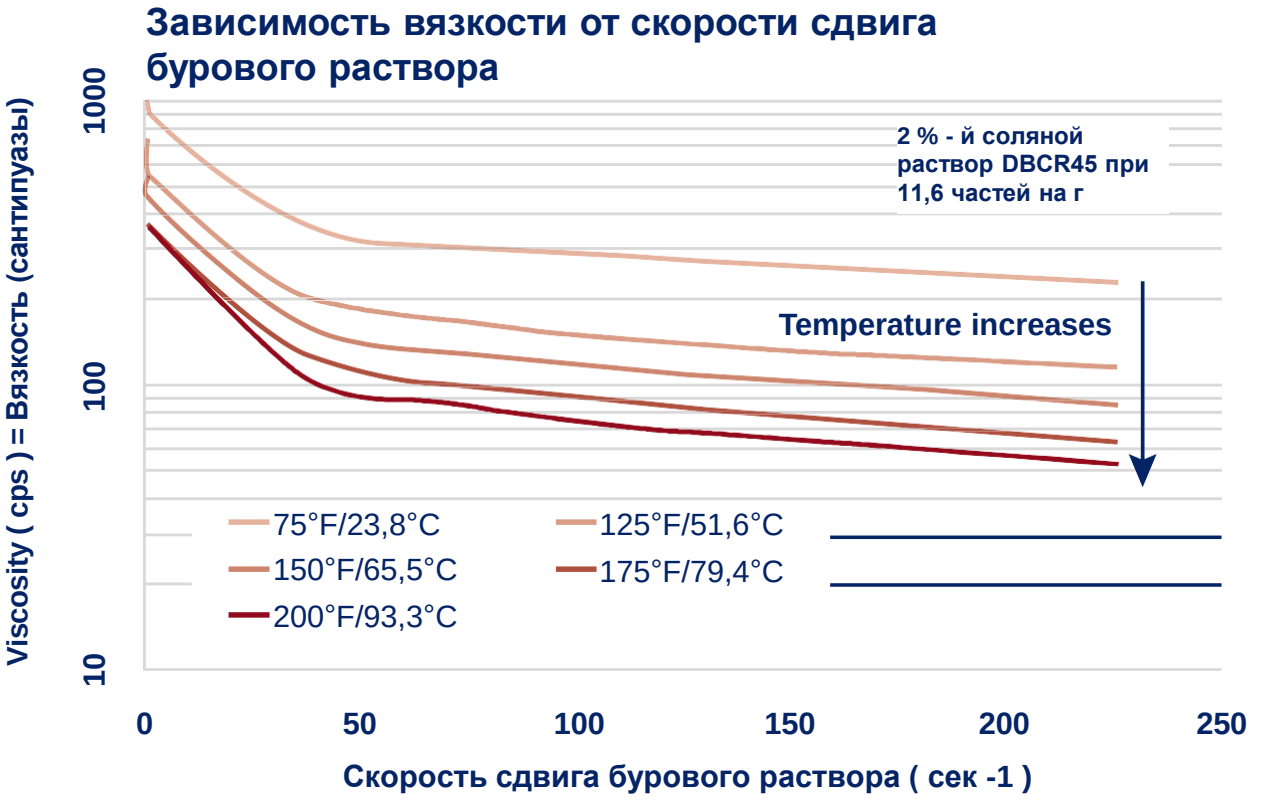
## *Загуститель соляного раствора*

Вязкость является ключевым фактором при ограничении просачивания флюида в горные породы, прилегающие к стволу скважины, а также в суспензии твердых фаз и отводимую жидкость. Для повышения вязкости флюидов на нефтяных месторождениях обычно применяют различные полимеры. Компания SNF производит полимеры, которые позволяют повышать вязкость при уменьшении скорости сдвига и характеризуются сохранением этих реологических свойств вплоть до высоких температур. Эти полимеры также обладают стойкостью с сильно засоленным солевым растворам.

| | | |
|---|---|---|
| FLODRILL DB 45 CR | Порошок | Высокая степень катионности |

FLODRILL DB 45 CR представляет собой запатентованный полимер на основе ДАДМАКа, обладающий высокой степенью катионности и сильно разветвленной цепочкой. Этот полимер производится с помощью техпроцесса обратного суспензирования и может применяться как в состоянии поставки, так и после частичного или полного измельчения с целью повышения интенсивности растворения.




Зависимость вязкости от скорости сдвига бурового раствора
Viscosity ( cps ) = Вязкость (сантипуазы)
1000
100
10
2 % - й соляной раствор DBCR45 при 11,6 частей на г
Temperature increases
75°F/23,8°C
125°F/51,6°C
150°F/65,5°C
175°F/79,4°C
200°F/93,3°C
0
50
100
150
200
250
Скорость сдвига бурового раствора ( сек -1 )

**SNF s. a. s.**
ZAC de Milieux
42163 Andrézieux Cedex
FRANCE (ФРАНЦИЯ)
info@snf.fr
www.snf-group.com
+33 ( 0 )4 77 36 86 00

**SNF BALTREAGENT OOO**
5A Ульяновское шоссе
Никольское, Тосненский район
Ленинградская область
187026 РОССИЯ
info@snf-group.ru
www.snf-group.ru
+7 ( 812 ) 380 97 71

**SNF (CHINA) FLOCCULANT Co. Ltd.**
Taixing economic development zone - West of Tongjiang road
Taixing City
Jiangsu Province 225442
CHINA ( КНР )
commercial@snfchina.com
www.snfchina.com
+86 523 767 6300

**SNF (INDIA) Pvt. Ltd. India**
C-20, Panchavati Township,
Akkireddypalem, BHPV post,
Visakhapatnam-530 012,
INDIA (ИНДИЯ)
info@snf-india.com
pmulukutla@gmail.com
+91 891 253 3580-3581

**SNF CANADA**
2660 Coopers Circle
Airdrie, (Calgary)
Alberta T4B 3B8
CANADA (КАНАДА)
mtetz@snfhc.com
www.SNF-oil.com
+1 (403) 993-5699

**SNF HOLDING Co.**
PO Box 250,
1 Chemical Plant road
Riceboro, Georgia 31323
UNITED-STATES (США)
info@snfhc.com
www.snfi nc.com
+1 912 884 3366

**SNF DO BRASIL Ltda.**
Estrada Bonsucesso
Itaquaquecetuba,
80 V Maria de Lourdes
Guarulhos SP 07251-280
BRASIL (БРАЗИЛИЯ)
fl oerger@snfbr.com
www.snfbr.com
+55 11 64 80 21 22

**SNF (AUSTRALIA) Pty. Ltd.**
298 Broderick road
Lara, Victoria 3212
AUSTRALIA (АВСТРАЛИЯ)
info@snf.com.au
+61 (0)3 5275 9200

**SNF SAS**
**ZAC de Milieux**
42163 Andrézieux Cedex – FRANCE (ФРАНЦИЯ)
Тел. : + 33 ( 0 )4 77 36 86 00
Факс : + 33 ( 0 )4 77 36 86 96
Адрес эл. почты : info@snf.fr
web : www.snf.fr

SNF FLOERGER

ecopublishing®
LA MARQUE DE FABRIQUE RESPONSABLE D'ALTAVIA
www.altavia-group.com

PEFC 10-31-1247

Компания SNF предпринимает все разумно обоснованные усилия для своевременного обновления и обеспечения точности предоставляемой SNF информации, однако Компания SNF не дает каких – либо гарантий или обязательств, как явно выраженных, так и подразумеваемых, в отношении точности, полноты и прочих аспектов достоверности этой информации и не предполагает наличия какой – либо ответственности в связи с любым применением этой информации. Ни один из фрагментов данного документа не должен трактоваться как рекомендация какого – либо рода или предоставление лицензии на применение какой – либо информации, которая, как установлено, вступает в противоречие с любыми правами на патенты и товарные знаки или авторскими правами Компании SNF либо иных юридических и физических лиц, причем Компания SNF не дает каких – либо гарантий или обязательств, как явно выраженных, так и подразумеваемых, в отношении того, что эта информация не нарушает таких прав на патенты и товарные знаки или авторских прав третьих сторон.

С сохранением всех прав. Опубликовано : Altavia St Etienne, сентябрь 2012 г.