

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩЕГО ПОЛИМЕРА С ЦЕЛЬЮ РАСШИРЕНИЯ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА

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

ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск,

ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва,

ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Параметры искусственных и естественных глинистых растворов, обработанных водонабухающим реагентом (ВНП), изменяются не всегда однозначно. Многое зависит от качества исходного раствора, способа обработки, удельной поверхности и состояния (твердого, желеобразного, жидкого) применяемого ВНП.

Помещенный в полость керна ВНП при последующем погружении в воду приводит к разрыву скрепленного хомутом керна.

В спирте и ацетоне происходит мгновенное уменьшение объема полученного геля из ВНП, в концентрированном растворе хлористого натрия также мгновенно снижаются реологические параметры, а в соляной кислоте - постепенно.

Эти свойства ВНП можно использовать при гидроразрыве пласта и в проведении его повторных стадий - догидроразрыве, когда мощности насосов не хватает для проведения операции в полном объеме.

Одним из методов борьбы с поглощением буровых растворов является загущение их полимерными реагентами. Ознакомившись с применяемым в этой области ассортиментом реагентов, мы остановились на новом полимере. Водонабухающий полимер (ВНП) разработанный ВНИИБТ представляет собой полусшитый по особой технологии полиакриламид. Другие его названия – ВНП, Сверхабсорбент, МЯРС-0,4. Порошкообразный ВНП имеет специфическое свойство расширяться со временем в пресной воде в 100 раз, а в пластовой воде – в 50-60 раз по объему. Процесс набухания и расширения ВНП не зависит от давления на него, также не влияет на него и температура, по крайней мере до 80°C.

По внешнему виду ВНП представляет собой гранулированный, неоднородный (комкообразный) порошок белого цвета

Уровень pH 0,1%-го водного раствора составляет 7,7, условная вязкость (УВ) этого же раствора по ВП-5 – 19 с. Один грамм ВНП способен удерживать 100 г воды.

Степень набухания сухого образца ВНП определяется по ее массовому выражению в %: $M = \frac{m - m_0}{m_0} 100$, где:

m – вес набухающего полимера;

m_0 – исходный вес полимера.

Разработчиком предложено использовать реагент в процессе капитального ремонта скважин (КРС);

- при ликвидации водопроявлений из пластов или затрубного пространства путем закачки нефти с ВНП в порошкообразном виде;

- при обводнении горизонтального участка ствола скважин, при этом ВНП может быть использован в нефти (жидкости-носителе) как в виде порошка, так и геля.

Для изоляции зон поглощения промывочной жидкости в процессе бурения скважины предлагается изготавливать цилиндры из ВНП диаметром 0,19 м длиной по 5 – 10 м. Считается, что увеличение в объеме цилиндра, спущенного в интервал поглощения скважины диаметром 0,216 м, обеспечит изоляцию зон поглощения.

Для выявления областей дополнительного применения ВНП необходимо изучить следующие физико-химические свойства реагента:

- кинетику набухания в зависимости от среды;
- давление набухания;
- самого геля в составе глинистого раствора.

Скорость водопоглощения дополнительно измельченного Сверхабсорбента значительно повышается. Вполне естественно, что с повышением удельной поверхности полимера также повышается скорость его гидратации. Поэтому чтобы повысить эффективность использования ВНП, предлагается перед применением реагент механически измельчать фракции 0,1 мм.

Поэтому при проведении некоторых исследований ВНП предварительно измельчают и просеивают через сито с размером ячеек 0,1×0,1 мм.

Затем Сверхабсорбент выдерживают в товарном виде в пластовой воде Муравленковского месторождения при комнатной температуре. Результаты исследований представлены в табл. 1.

Таблица 1

Кинетика набухания товарного ВНП в пластовой воде
Муравленковского месторождения

Время, ч – мин.	Степень набухания, %	Время, ч	Степень набухания, %
1	2	3	4
2-40	100	24	400
5-40	150	28	450
9-10	200	32	500
12-00	250	36	570
15-15	300	44	600
18-00	325	47	650
21-00	375	50	670

Набухание полимера активнее протекает в первые десять часов, далее процесс замедляется и стабилизируется. После этого ВНП еще раз перемешивают и отсеивают фракции менее 0,1 мм и вновь определяют степень набухания ВНП. Результаты исследований ВНП с повышенной удельной поверхностью приведены в табл. 2.

Таблица 2

Кинетика набухания измельченного ВНП в пластовой воде
Муравленковского месторождения

Время, сут.	Степень набухания, %	Время, сут.	Степень набухания, %
1/24	250	9,0	3950
1,0	1880	10,0	4100
1,2	2000	11,5	4200
2,5	2560	12,5	4300
3,0	2800	14,0	4400
4,5	3200	15,0	4500
6,0	3500	16,0	4550
7,0	3700	17,5	4600
8,0	3800	19,0	4680

Как уже упоминалось выше, ВНП интенсивнее набухает в течение первых часов и суток. Так степень набухания за 1 час достигает 250%, за первые сутки – 1880% и за 19 суток – 4680%. Далее образец набухшего полимера был разделен на отдельные кубики и помещен в следующие среды: этиловый спирт, ацетон, 10%-ый раствор едкого натра, 22%-ый раствор технически ингибированной (т.и.) соляной кислоты, керосин. Изменения состояния набухшего ВНП отражено в табл. 3.

Уменьшение объема геля набухшего полимера происходит в среде «осушающих» - дегидратирующих (водоотнимающих) реагентов, в таких как спирт и ацетон практически мгновенно, а в растворе соляной кислоты постепенно. После извлечения образцов из спирта и ацетона их поместили в техническую воду. За последующие 5 сут образцы геля вновь достигли степени набухания в 7700 и 10300 % соответственно.

В растворе щелочи произошло небольшое увеличение объема геля и значительное уменьшение упругости.

Пребывание геля ВНП в керосине в течение 10 сут не произвело к его видимым изменениям.

Необходимо особо отметить, что при добавлении в (почти нетекучий) раствор, содержащий 2% ВНП, раствора хлористого натрия плотностью 1140 – 1180 кг/м³ или сухой соли NaCl, происходит практически мгновенное расслоение и потеря структурно-реологических свойств полимерного раствора..

Опыт по определению давления набухания проведен следующим образом. Две пластины из керна продуктивного горизонта Суторминского месторождения (песчаник с интервала 2668 – 2675 м скв. 1513) размером 35×40×15 мм были склеены эпоксидной смолой с добавлением цемента. Предварительно в одном из них выполнили полость, в которую поместили пробу ВНП. Размеры полости (ниши) практически совпадали с размером образца (6×5×4 мм). Через сутки склеенные пластины керна дополнительно стянули металлическим хомутом, поместили в эксикатор, заполненный водой, где их в течение 1 часа отвакуумировали. Затем керна поместили в сосуд с водой.

Через 3 ч ниже шва (места склейки) на 2-4 мм образовалась трещина практически по всему периметру образца. Высота щели составила 1,0–1,5 мм. Через 14 ч сосуд (0,5 л.) оказался заполненным сгустками набухшего ВНП, который (под воздействием давления набухания) вытеснялся из трещины широкой лентой. Сгустки поместили на сито, и после отделения свободной воды замерыли объем геля. Он составил около 200 см³. Это доказывает, что степень набухания ВНП зависит не только от степени измельчения полимера и типа растворителя, но и от площади контакта набухающего полимера с растворителем.

Таким образом, реагент ВНП при гидратации может вызвать высокое давление в ограниченном пространстве, что требует особого подхода при разработке технологии его применения при КРС ввиду опасности смятия обсадных колонн. Но с другой стороны, это свойство можно выгодно использовать при гидроразрыве пластов (ГРП)[1-3].

Результаты исследований свойств буровых растворов, обработанных добавкой Сверхабсорбента в сухом виде, в частности искусственно приготовленного раствора из бентопорошка марки ПБМГ и естественного глинистого раствора (ЕГР) с бурящихся скважин приведены в табл. 4.

Добавка 0,1% ВНП приводит к существенному повышению структурно-реологических свойств раствора. Показатель фильтрации глинистых растворов остается неизменным или незначительно снижается, хотя при этом толщина глинистой корки в бентонитовых суспензиях (БС), примерно, в 2 раза, а в ЕГР – в 3 раза больше. В наработанных буровых растворах с добавлением реагентов – стабилизаторов (Камцел и Кем-Пас) толщина глинистых корок и показатель фильтрации естественно меньше чем в БС. Кроме того в растворах, обработанных Сверхабсорбентом заметно повышается липкость глинистой корки, так в БС на 15-35%, а в ЕГР в 2,2 – 2,8 раза. Коэффициент трения глинистой корки по величине в ЕГР также меньше, чем в БС. При добавлении в наработанный глинистый раствор 0,1% ВНП со смазочной добавкой – нефтью в количестве 10-ти %, происходит понижение коэффициента трения глинистой корки на 13%. В то же время в ЕГР с 10-ю % нефти без Сверхабсорбента, трение глинистой корки практически отсутствовало. В следующей группе опытов в лабораторных условиях приготовили бентонитовую суспензию на 0,1%-ом водном растворе

Кем-Паса. Бентонит в водном растворе Кем-Паса диспергируется не полностью, в результате получается неоднородная композиция с высоким показателем фильтрации. С целью использования данной композиции (в качестве основы) для приготовления малоглинистого раствора при бурении горизонтального участка ствола скважины, необходимо дополнительно этот раствор обрабатывать стабилизаторами, утяжелителями, поверхностно-активными веществами (ПАВ) и смазочными добавками.

Результаты исследований химобработанной и утяжеленной бентонитовой суспензии с добавкой 0,1% ВНП представлены в табл. 5.

Исходные бентонитовые суспензии взяли с различной вязкостью. Первую пробу БС сильнее разбавили водой. В отличие от необработанной БС (табл. 4), в глинистой суспензии при ее утяжелении и химобработке, после введения ВНП структурно-реологические свойства раствора увеличиваются незначительно. Также как и ранее в проведенных опытах с БС (табл. 4) показатель фильтрации при обработке Сверхабсорбентом не изменяется, а липкость глинистой корки повышается на десятки процентов и кратно при увеличении ее толщины. Исходная глинистая корка химически обработанной БС, по толщине меньше, чем необработанная, при этом ее наращивание после обработки реагентом ВНП происходит только на 40-45%. Добавки нефти и неионогенного ПАВ в композиции приводит к уменьшению реологических, структурно-механических и фильтрационных показателей раствора и липкости глинистой корки до приемлемых величин. Комплексная обработка БС позволила повысить концентрацию ВНП.

Также была изучена возможность использования измененного при набухании Сверхабсорбента в составе буровых растворов. После перемешивания наработанный буровой раствор с добавленным ВНП, образует гелевую субстанцию разбивающуюся на мелкие (менее 1 мм) частицы, плавающие в основном на поверхности. По полученным данным (табл. 6) набухший Сверхабсорбент в виде 5%-ой добавки в ЕГР приводит наоборот к уменьшению структурно-реологических параметров с сохранением не только показателя фильтрации, но и толщины глинистой корки. Поэтому использование геля ВНП

для ускоренной ликвидации поглощений промывочной жидкости может быть менее эффективным.

Кольматирующее действие частиц геля Сверхабсорбента в составе бурового раствора проверили по разработанной нами методике. Суть эксперимента заключалась в замере объема бурового раствора профильтрованного через определенный слой, состоящий из навески отсортированного кварцевого песка с размерностью 20/40 меш, помещенного на воронку Бюхнера под действием заданной величины вакуума.

Сравнивая объемы проходящего бурового раствора за фиксированное время (без кольматирующих добавок и с ними), рассчитывается относительный кольматирующий эффект добавки.

В условиях опыта добавка 5% геля ВНП кольматирующего действия не проявила. Исследуемый раствор с частицами ВНП, как и контрольный, полностью профильтровался через искусственный песчаный керн, оставив на поверхности набухшие частицы геля.

Из-за больших размеров частиц геля и порошка ВНП глубокого проникновения реагента в поровый коллектор не происходит. Поэтому, эффективное применение реагента ВНП в любом виде при ликвидации водопроявлений возможно только при развитой системе крупных трещин в призабойной зоне пласта (ПЗП) и при наличии каналов с большим сечением. Трещины в терригенном (или полимиктовом) коллекторе часто возникают из-за гидроразрывов в процессе строительства скважин, что необходимо учитывать при устранении этих осложнений.

Далее исследовался малоглинистый раствор, в том числе утяжеленный, с использованием взвеси из измельченного геля ВНП. Гель готовился на пресной воде с добавлением сухого порошкообразного реагента. После перемешивания его выдерживали для набухания при нормальной температуре в течение суток. Перед обработкой геля ВНП другими реагентами и материалами его вновь перемешивали на миксере «Воронеж» в течение 30 мин. В раствор с измельченными частицами набухшего Сверхабсорбента добавляли бентопорошок марки ПБМА (Болгария), карбонатный утяжелитель, стабилизатор – СМС-700 (США) и кальцинированную соду. Полученные данные сведены в табл. 7.

По данной технологии приготовления бурового раствора достигаются хорошие удерживающие (песконесущие) свойства. Реагент ВНП совместим с карбонатным утяжелителем также, как и с железорудным концентратом (ЖРК) в предыдущих исследованиях (табл. 5). Однако увеличение щелочности раствора кальцинированной содой все же приводит к дополнительному увеличению его структурно-реологических свойств.

В вышеперечисленных экспериментах (табл. 4 - 7) параметры глинистых растворов, обработанных реагентом ВНП, изменяется не всегда однозначно. Многое зависит от качества исходного раствора, способа обработки и состояния (твердого, гелеобразного, жидкого) применяемого ВНП.

Успешность операции по ликвидации водопроявлений (впрочем, так же как и кольматации твердыми частицами) зависит от соотношения размеров крупинок порошка и конгломератов изолирующих веществ и проницаемости горной породы. Поэтому были проведены стендовые эксперименты на модели пласта с проницаемостью, близкой к средней проницаемости продуктивных пластов Ноябрьского региона. Кроме того, реагент ВНП дополнительно растерли в порошок и отсеяли на сите с ячейками $0,1 \times 0,1$ мм.

К тому же для исключения оседания порошка во время прокачки и постепенного нагрева до 80°C в качестве гидрофобной жидкости – носителя использовали обезвоженную смесь, состоящую из 35,5% вазелинового масла и 64,5% вазелина.

Для выполнения экспериментальных опытов использовали лабораторную установку блочного типа УБФ-1, предназначенную для исследований фильтрационных процессов в условиях, близких к пластовым. Для приготовления линейной модели породы брали натуральный керн полимиктового песчаника Муравленковского месторождения. Внутренний диаметр модели равен 30 мм, а длина модели – 270 мм, причем по внутренней поверхности модели выполнена нарезка.

Подготовка образцов пористой среды к экспериментам проводилась в соответствии с ОСТ-39-235-89. В опытах использовали дегазированную нефть (ДН) Муравленковского месторождения и дизельное топливо (ДТ). Температура в модели составляла $25-80^{\circ}\text{C}$.

Последовательность проведения экспериментов следующая. Модель пласта заполняли водой (под вакуумом), затем определяли весовым способом открытую пористость модели и проницаемость по воде. После этого закачивали дизельное топливо или дегазированную нефть до полного прекращения поступления воды на выходе из модели. Узнавали проницаемость модели по этим параметрам. После чего закачивали воду до полного прекращения поступления углеводородов на выходе из модели. Определяли проницаемость модели коллектора по воде при остаточной насыщенности углеводородами. На следующей стадии закачивали оторочку Сверхабсорбента и оставляли на 24 ч для сшивки Сверхабсорбента под давлением 2,5 МПа.

После выдержки через модель прокачивали пластовую воду в количестве двух ее поровых объемов. По завершении закачки воды определяли проницаемость модели пласта по воде и ДТ. В табл. 8 приведены полученные в экспериментах результаты.

В первом эксперименте проницаемость модели пласта после закачки оторочки ВНП практически не изменилась, остаточный фактор сопротивления по воде составил всего 1,37. Поэтому в других экспериментах концентрацию ВНП в жидкости-носителе увеличили от 0,1% до 0,7%..

Повышение концентрации ВНП во втором опыте привело к тому, что во входе в модель произошла закупорка (кольматация) пор. Фильтрация Сверхабсорбента полностью прекратилась после закачки оторочки объемом в 60% от порового пространства модели. После выдержки модели под давлением в течение 24 часов фильтрация не восстановилась. Чтобы смоделировать прорыв воды при вызове притока из пласта, пришлось закачать ее с обратной стороны (через выход).

Вода профильтровалась при перепаде давления в 1,1 МПа. Со временем перепад давления понизился до 0,6 МПа. Остаточный фактор сопротивления модели при обратной закачке воды составил 3,4.

В третьем эксперименте вместо дизельного топлива использовали дегазированную нефть. В модель удалось закачать оторочку ВНП только в объеме 50% от ее порового пространства. Фильтрация оторочки при перепаде давления в 2,5 МПа прекратилась. Выдержав модель под давлением, приступили к закачке

дизельного топлива в объеме ее порового пространства. Фильтрация через модель керна восстановилась. Продолжили закачку, уже с добавлением воды также в объеме порового пространства модели. Далее модель оставили на 6 ч при 80°C. Затем возобновили закачку воды и прокачали два поровых объема модели. Определили проницаемость модели по воде и ДТ. Остаточный фактор сопротивления по воде составил 2,87.

Визуальный анализ породы, проводимый после завершения экспериментов, показал, что во всех опытах ВНП не проходит далеко в модель пласта, а остается на входе в модель. Тем самым и ухудшается проницаемость модели. В 1-ом опыте сшивки ВНП не произошло, только во 2-ом и 3-ем экспериментах было отмечено незначительное количество сшитого Сверхабсорбента.

Следовательно, размеры частичек ВНП чрезмерно велики, чтобы проникать глубоко в поры пласта. Целесообразно еще увеличить дисперсность Сверхабсорбента. При контакте с водой сшивки ВНП не происходит. Значит для повышения эффективности водоизоляционных работ необходимо подобрать жидкость-носитель, которая позволила бы после доставки ВНП к объекту изоляции более свободно проникать воде к поверхности Сверхабсорбента. Как указывалось ранее, использование ВНП в товарной форме для ликвидации водопроявлений возможно лишь при наличии промытых каналов и крупных трещин, часто возникающих в процессе строительства скважин при неконтролируемых гидроразрывах и естественно после планомерно проводимых операций гидроразрыва пластов при КРС.

Возможно также использование товарного или частично измельченного ВНП в процессах гидроразрыва пластов. А точнее догидроразрыве, когда мощности применяемых насосов недостаточно для совершения данной операции в полном объеме.

Так, вначале совершают ГРП по обычной технологии. Затем производят повторный ГРП путем закачки гидрофобной жидкости-носителя с ненабухшим ВНП и дополнительным количеством пропанта. Продавливают вышеуказанный состав пресной водой, закрывают скважину и оставляют под давлением. После набухания Сверхабсорбента проверяют приемистость скважины. Если пласт при

достижимых (насосными агрегатами) давлениях поглощает состав, то закачивают дополнительный объем жидкости с проппантом. Далее производят закачку дегидратирующей жидкости (спирта, ацетона или высококонцентрированного солевого раствора). Если пласт ее не принимает, то на забой сбрасывают сухую соль. После восстановления приемистости пласта скважину осваивают или продавливают гель Сверхабсорбента далее вглубь пласта с поочередной операцией по «осушке» ПЗП.

Таким образом, проведенные исследования ВНП позволили выявить новые свойства, наиболее оптимальные режимы и объекты для эффективного использования реагента в технологических жидкостях и процессах бурения и капитального ремонта скважин, а также расширить область применения Сверхабсорбента.

Литература

1. Иванов С.В., Саунин В.И. Результаты применения гидравлического разрыва пласта в эксплуатационных объектах с глинистой перемычкой небольшой толщины // Нефт.хоз-во.-2002.- №6.- С.49-51.

2. РД 153-39.2—032-098. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий. - М.:ВНИИнефть,1998. - 69 с.

3. РД 00158758-112-2000. Технический регламент по технологии гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока пластового флюида. - Тюмень: ТюменНИИГипрогаз, 2001.-68 с.

Таблица 3

Влияние среды на объемные изменения набухшего ВНП

№ п	Среда	Исходный вес набухшего полимера	Вес полимера через 5 сут, г	Изменение объема геля через 5 сут, г	Вес через 10 сут, г	Объемные изменения геля и консистенция через 10 сут, г
1	Спирт этиловый	2,24	0,12	Резкое уменьшение, образец стал твердым. После этого залит водой	9,41	Произошло не только восстановление формы, но и увеличение объема
2	Ацетон	1,55	0,08	То же	8,34	То же
3	10%-ый р-р NaOH	1,50	Не опр.	Небольшое увеличение объема, потеря упругости	Не опр.	Произошло увеличение объема до 20×20 мм, гель потерял упругость
4	22%-ый р-р HCl (т.и.)	1,72	То же	Уменьшение объема	То же	Произошло уменьшение объема до 3×3 мм, гель упругий и твердый
5	Керосин	1,49	То же	Без изменений	То же	Без изменений

Таблица 4

Влияние Сверхабсорбента на свойства глинистого раствора

№, п.	Обработка раствора	Параметры раствора								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	К _{тр}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Бентонитовая суспензия БС	20	1050	9,92	12,5	2,0	4	8	5/29	0,445
2	п. 1+0,1% Сверхабсорбента	96	1050	9,30	12,0	4,5	23	134	77/102	0,510
3	п. 2 через 1 ч	кап.(>360)	1050	9,30	11,5	4,5	25	165	87/144	-
4	БС	25	1059	9,77	9,5	2,0	5	15	16/35	0,325
5	п. 4+0,1%Ссверхабсорбента	164	1059	9,25	9,0	4,0	25	195	71/82	0,466
6	п. 5 через 1 ч	кап.(>360)	1059	9,25	8,5	4,0	29	198	77/91	-
7	БС	30	1066	9,71	8,5	2,0	8	18	25/45	0,325
8	п. 7+0,1% Сверхабсорбента	360	1066	9,18	8,5	4,0	29	140	71/111	0,411
9	п. 8 через 1 ч	>360	1066	9,18	8,5	4,0	30	165	76/141	-
10	БС	40	1068	-	8,0	2,0	11	29	40/50	0,231
11	п. 10 +0,1 сверхабсорбента	>360	1068	-	8,0	4,0	25	113	71/111	0,287
12	п. 11 через 1 ч	>360	1068	-	8,0	4,0	30	115	78/126	-
13	Буровой раствор от 13.06.96 г. с Сугмутского месторождения обработан Кем-Пас, Поликем-Д	18	1128	8,73	11,0	1,5	4	6	0/0	0,141
14	п. 13+0,1% Камцел	36	1128	8,55	8,0	0,9	8	15	10/44	0,123
15	п. 14 +0,1% сверхабсорбента	>360	1129	8,29	8,5	3,1	17	105	89/119	0,268
16	п. 13+0,05% Кем-Паса	30	1128	9,08	8,0	1,5	8	12	21/30	0,087
17	п. 16+0,1% сверхабсорбента	56	1129	8,46	7,0	3,2	11	18	25/34	0,246
18	п. 16+10% нефти	54	1107	8,73	6,5	1,9	12	21	20/47	отсутст
19	п. 18+0,1% сверхабсорбента	>360	1105	8,73	6,5	2,2	20	47	17/134	0,213

Примечание: УВ – условная вязкость; ρ – плотность; pH – водородный показатель; ПФ – показатель фильтрации; К – толщина корки; η – пластическая вязкость; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин; К_{тр} – коэффициент трения глинистой корки

Таблица 5

Влияние Сверхабсорбента на свойства бентонитовой суспензии, приготовленной на 0,1%-ом растворе Кем-Паса и обработанной другими реагентами

№, п.	Обработка раствора	Параметры раствора								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	pH	ПФ, см ³ /30 мин	K, мм	η , мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} дПа	K _{ГР}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Бентонитовая суспензия (БС №1)	20	1021	10,19	36	1,5	4	14	2/3	0,445
2	п. 1+0,1% КМЦ	27	1021	9,88	16	1,2	5	14	3/5	0,268
3	п. 2+10% ЖРК	27	1094	9,88	16	1,2	8	24	7/8	0,268
4	п. 3+0,1% ВВП	48	1094	9,72	16	2,0	11	33	7/12	0,510
5	п. 3+10% нефти	28	1066	9,51	18	1,2	8	21	3/4	0,141
6	п. 5+0,1% ВВП	46	1078	9,37	16	2,0	8	29	3/5	0,213
7	п. 5+0,2% неонола	26	1071	9,65	16	1,2	7	12	2/2	0,141
8	п. 7+0,1% ВВП	38	1071	9,32	16	2,0	12	18	0/2	0,158
9	БС №2	26	1028	9,96	33	2,4	5	18	2/3	0,231
10	п. 9+0,1% КМЦ	28	1028	9,90	22	2,2	6	21	3/4	0,187
11	п. 10+10% ЖРК	29	1093	9,30	22	2,0	8	24	3/7	0,187
12	п. 11+0,1% ВВП	58	1093	9,35	22	2,8	11	30	3/5	0,258
13	п. 11+10% нефти	34	1070	9,50	20	2,0	8	20	4/8	0,141
14	п. 13+0,1% ВВП	72	1070	9,40	20	2,8	11	32	3/5	0,176
15	п. 13+0,2% неонола	30	1070	9,70	16	2,0	8	20	3/5	0,123
16	п. 15+0,1% ВВП	66	1070	9,40	16	2,9	13	27	3/8	0,276

Примечание: Расшифровка условных обозначений параметров дана в табл. 4

Таблица 6

Влияние добавки набухшего Сверхабсорбента на свойства
естественного глинистого раствора

Параметры раствора	Тип раствора	
	Буровой раствор*	То же + 5% геля ВВП
Условная вязкость, УВ, с	28	22
Плотность, ρ , кг/м ³	1176	1170
Уровень Рн, ед.	8,35	8,30
Показатель фильтрации, ПФ, см ³ /30 мин	7	7
Толщина корки, К, мм	1,5	1,5
Статическое напряжение сдвига, СНС _{1/10} , дПа	34/84	3/10
Динамическое напряжение сдвига, τ_0 , дПа	21	8
Пластическая вязкость, η , мПа·с	6	5
Примечание: *Буровой раствор со скв. 245/5 Средне-Итурского месторождение (забой 2900 м, обработан: Кем-Пас, Поликем-Д)		

Таблица 7

Влияние продиспергированного ВНП на свойства малоглинистого раствора

№, п.	Концентрация добавки, %					Свойства раствора							
	ВНП	ПБМА	Карбонатный утяжелитель	Na ₂ CO ₃	СМС-700	УВ, с	ρ, кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	СНС _{1/10} , дПа	РН
1	0,10	-	-	-	-	26	1000	21	-	8	32	0/0	-
2	0,10	4	-	-	-	52	1022	11	1,5	8	87	27/57	9,52
3	0,10	3	-	0,1	-	54	1014	14	1,5	6	54	10/27	9,99
4	0,10	3	-	-	-	21	1015	13	1,0	7	45	0/0	9,56
5	0,10	3	18	-	-	76	1120	16	3,0	8	103	30/50	9,84
6	0,10	3	-	-	0,05	30	1014	11	1,0	8	45	0/0	10,11
7	0,10	3	18	-	0,05	52	1120	10	1,5	8	88	20/32	9,95
8	0,12	3	18	-	0,05	130	1130	10	1,5	11	122	72/118	9,47
9	0,12	3	18	0,1	0,05	142	1130	10	1,5	8	156	92/119	9,88

Примечание: расшифровка параметров приведена в табл. 4

Таблица 8

Результаты фильтрационных исследований пластовых флюидов
и оторочки ВНП на модели пласта

№, п.	Параметры	Номер опыта		
		1	2	3
1	Пористость модели, %	39,0	40,8	40,1
2	Объем оторочки ВНП от объема пор, %	120	60	50
3	Концентрация ВНП, % масс.	0,1	0,7	0,7
4	Проницаемость модели по воде до закачки оторочки ВНП, мкм ²	0,37	0,51	0,43
5	Проницаемость модели по ДТ (ДН) до закачки оторочки ВНП, мкм ²	0,48	0,66	0,60
6	Проницаемость модели по воде после закачки оторочки ВНП, мкм ²	0,27	отсутствует	0,15
7	Проницаемость модели по ДТ (ДН) после закачки оторочки ВНП, мкм ²	0,43	отсутствует	0,27
8	Остаточный фактор сопротивления по воде, доли ед.	1,37	-	2,87