

## Гидрофобные проппанты Hydrophobic Proppants

*В.В. Скурихин, к. т. н., заместитель начальника технического отдела,  
ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров»*

*V. Skurihin*

Осмоленные проппанты (RCP – resin coated proppant), полученные на основе спеченного алюмосиликатного сырья или на основе минералов в виде гранул с размерами 6–100, предпочтительно 10–40 меш, со сферичностью и округлостью по Крумбейну не менее 0,8, плотностью 2,6 г/см<sup>3</sup> с покрытием из плавкой фенольной смолы, используются при добыче нефти методом гидравлического разрыва пласта. Функциональная возможность таких проппантов ограничена, поскольку смоляное покрытие обеспечивает лишь увеличение прочности проппантов и образование гидропроницаемого затвора для удерживания проппантов от выноса из скважины. Осмоленные проппанты не способны решить проблему уменьшения водонасыщенности нефтяных скважин после проведения ГРП. Данный недостаток позволяют устранить гидрофобные проппанты, задачей которых является уменьшение водонасыщенности скважин и призабойной части пласта после проведения ГРП. Решение этой задачи позволяет значительно увеличить количество добываемой нефти из каждой скважины.

Разработанные в ОАО «БКО» гидрофобные проппанты, используемые при добыче нефти методом гидравлического разрыва пласта, имеют гидрофобное покрытие, выполненное путем нанесения на гранулы с размерами 0,1–2,5 мм и плотностью 2,3–3,6 г/см<sup>3</sup> гидрофобизирующих кремнийорганических соединений на основе этиловых эфиров ортокремниевой кислоты – полимерэтилсиликатов.

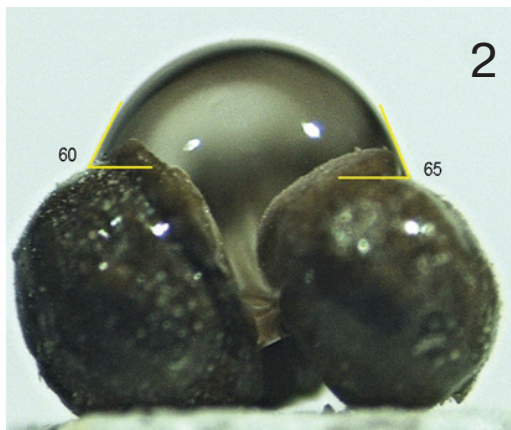
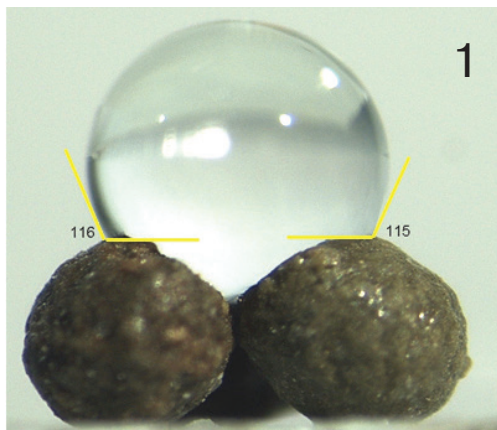
Анализ работ, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов для многих объектов разработки с низкопроницаемыми коллекторами, указывает на необходимость резкого наращивания объемов применения активного метода воздействия на продуктивные пласты – ГРП. Только ГРП позволяет интенсифицировать работу малопродуктив-

ных скважин, подключая к разработке слабодренлируемые зоны пласта. После проведения ГРП в низкопроницаемых коллекторах добыча нефти из них становится рентабельной. Проппанты – высокопрочные сферические гранулы, которые, удерживая трещины ГРП от сжатия под большим давлением, обеспечивают высокую проницаемость для нефти. Часто имеют место случаи, когда эффект от ГРП незначителен или с течением времени быстро снижается и исчезает. Это явление объясняется рядом причин. Как правило, за счет капиллярных эффектов в порах нефтяного пласта, примыкающего к стенкам трещин, образующихся за счет ГРП, вследствие малых градиентов давления скапливается пластовая вода или жидкость глушения на водной основе, что препятствует вытеснению нефти в трещины, а затем в скважину.

В связи с тем что большинство нефтяных коллекторов обладает неоднородностью по проницаемости для нефти и воды, а по смачиваемости относится к гидрофильным породам, в период освоения скважин после проведения ГРП и при последующей разработке нефтяных месторождений возникают большие осложнения из-за удержания породой коллекторов воды и блокирования выхода нефти из пористой среды. Таким образом, поиск путей, позволяющих уменьшить водонасыщенность призабойной части пласта, следовательно, интенсифицировать процесс разработки залежей нефти после проведения ГРП, является исключительно актуальной и сложной проблемой.

Вода фильтруется в призабойную зону, оттесняет нефть из нее вглубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами. В дальнейшем при освоении скважин движение нефти из коллектора прекращается, так как депрессия между пластом и забоем не в состоянии преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в низ-





1. Гидрофобные гранулы  $\Theta > 90^\circ$

2. Гидрофильные гранулы  $\Theta < 90^\circ$

Рисунок 1 – Свойства покрытия НРн ОАО «БКО»

копроницаемых коллекторах призабойной части пласта, и скважина становится низкодебитной либо бесприточной. В гидрофильной породе величина угла смачивания менее  $90^\circ$  и возникающее на границе раздела фаз «вода – твердое тело» капиллярное давление удерживает воду в капиллярной среде. Но если поверхность твердого тела, т.е. проппантов, обработать гидрофобизирующими веществами, то она приобретает водоотталкивающее свойство. В этом случае угол смачивания превышает  $90^\circ$  и может стремиться к  $180^\circ$ , капиллярное давление меняет свое направление, т.е. оно теперь вытесняет воду из капилляров. Это значит, что вода в пласте вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем может быть удалена при освоении скважины. Предварительная гидрофобизация проппантов, закачиваемых в трещину после ГРП, позволит в несколько раз уменьшить удерживающие воду капиллярные силы. Это значит, что притрещинная область после гидрофобизации будет работать не менее 1,5 лет с той предельной водонасыщенностью, которая будет достигнута в процессе гидрофобизации. Таким образом, существуют теоретические предпосылки для создания проппантов, покрытых гидрофобными веществами с целью интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов после проведения ГРП.

Сравнительные испытания по самопроизвольному впитыванию воды и керосина в необработанные и обработанные гидрофобизирующими композициями образцы проппантов показали, что образцы проппантов с гидрофобным покрытием обладают устойчивым гидрофобным эффектом. Они с трудом впитывают в себя воду, а самопроизвольное впитывание керосина в 1,5–2,0 раза выше, чем в необработанных образцах пропан-

тов. Значения скоростей самопроизвольного впитывания воды ( $V_v$  г/мин) и керосина ( $V_k$  г/мин) представлены в табл. 1.

С уменьшением размера проппантов, как показали исследования, увеличивается гидрофобный эффект при нанесении гидрофобизирующего покрытия – количество самопроизвольно впитываемой воды уменьшается в несколько раз. Из приведенной таблицы видно также, что проппанты, получаемые в соответствии с данным изобретением, обладают значительными преимуществами по сравнению с прототипом, т.е. их гидрофобный эффект в несколько раз выше. ■

Таблица 1 – Значения скоростей самопроизвольного впитывания воды ( $V_v$  г/мин) и керосина ( $V_k$  г/мин)

№	Фракция, мм	Композиция для обработки	Скорость впит. воды, г/мин	Скорость впит. кер., г/мин	Плотность, г/см <sup>3</sup>
1	1,18–0,85	Необработанный	0,22	0,08	2,6
2	1,18–0,85	АКОРБ-100	0,008	0,172	2,8
3	1,18–0,85	ЭТС-40	0,02	0,185	2,7
4	1,18–0,85	ЭТС-32	0,0185	0,13	2,5
5	1,18–0,85	ДОН-52	0,021	0,142	2,6
6	1,18–0,85	ИВВ-1	0,019	0,152	2,6
7	0,85–0,425	Необработанный	0,67	0,29	2,8
8	0,425–0,212	Необработанный	1,15	0,49	2,9
9	0,85–0,425	ЭТС-32	0,006	0,296	2,6
10	0,425–0,212	ЭТС-32	0,003	0,375	2,8
11	0,85–0,425	Прототип	0,31	0,05	2,6