

УДК 553.98.001
ББК 33.361

ГИДРОФОБИЗАЦИЯ ПОРОД ПЗП КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТОВ СКВАЖИН И УМЕНЬШЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

**А.Ш.Газизов, Р.Г.Ханнанов, А.А. Газизов ,
Фэн Фан, М.М.Кабиров (УГНТУ)**

В настоящее время все более актуальной является задача поиска методов интенсификации разработки залежей нефти в коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками. Одной из причин ухудшения продуктивной характеристики скважин является образование в призабойной зоне пласта водяной блокады. Повышенная водонасыщенность прискважинной зоны снижает ее проницаемость для нефти при совместной фильтрации нефти и воды, т.е. ограничивает приток нефти из пласта в скважину. Поэтому поиск путей решения проблемы интенсификации притока нефти в добывающей скважине связан с удалением воды из призабойной зоны пласта.

Пласты-коллекторы, как правило, являются гидрофильными, т.е. слагающие их частицы минералов и пород смачиваются преимущественно водой. В процессе бурения и глушения скважины, вскрытия пласта, фильтрующая в пласт вода из жидкости глушения, оттесняет нефть из призабойной части в глубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами, что затрудняет освоение скважины. Вода в призабойной зоне пласта удерживается в порах коллектора и количественно определяется известным уравнением Лапласа и зависит от угла смачиваемости поверхности раздела фаз на границе с твердым телом. В гидрофильной породе при угле смачиваемости $\Theta > 90^0$ возникающее на границе раздела фаз в порах давление удерживает в них воду. Если поверхность породы коллектора обрабатывать гидрофобизирующими веществами, то изменяется ее смачиваемость, и она приобретает водоотталкивающие свойства. В этом случае $\Theta > 90^0$ и может увеличиваться до

180⁰С, капиллярное давление изменит свой знак на обратный, т.е. теперь будет способствовать вытеснению воды из капилляра. Таким образом, в пласте вода вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем при эксплуатации скважин легко может быть удалена.

Следовательно, разработка способов управления смачиваемостью пород призабойной зоны пласта добывающих скважин является важным направлением в решении задачи интенсификации добычи нефти и ограничения притока воды. Ожидаемый эффект заключается в увеличении дебита нефти за счет гидрофобизации прискважинной части пласта и соответственного увеличения относительной проницаемости для нефти в этой зоне.

В наших предыдущих работах [1-5] была показана возможность применения для этой цели многофункциональных композиций химических реагентов (РМД) определенного состава.

Предлагаемый гидрофобизирующий состав состоит из двух компонентов: углеводородного растворителя и гидрофобизатора, соотношение объемов которых выбирается с учетом конкретных геолого-физических характеристик пласта и технологических условий эксплуатации скважин. Композиция РМД обладает растворяющей способностью по отношению к асфальтено-смолопарафиновым образованиям, накапливающимся в порах пласта. Применение РМД для обработки ПЗП позволяет изменить угол смачиваемости поверхности пород тем самым увеличить относительную проницаемость для нефти.

Целесообразность обработки ПЗП с применением многофункциональной композиции РМД обосновывается конкретно для каждой скважины с учетом типа коллектора, физических свойств продуктивного пласта и их изменений в процессе эксплуатации во времени, характера смачиваемости поверхности пород, неоднородности строения коллекторов, обводненности добываемой жидкости, дебита скважины и ряда технико-экономических показателей добычи нефти на данном месторождении.

При решении задачи выбора условий применения метода учитывается содержание глинистых минералов и их растворение в объеме пород продуктивного пласта.

Нами установлено, что при оценке неоднородности всего интервала продуктивного пласта необходимо выделить основные и резервные пропластки. К основным пропласткам следует относить более проницаемые, менее глинистые пропластки, как правило, имеющие проницаемость более $0,3 \text{ мкм}^2$ и глинистость менее 2 %.

Как основной, так и резервные пропластки могут быть гидрофильными и гидрофобными. В табл.1 представлены характеристики пластов и условия применения РМД при различных сочетаниях их значений, составленные с использованием промысловых данных некоторых месторождений Татарстана.

Таблица 1

Результаты предварительных оценочных промысловых экспериментов

Основной пропласток	Резервный пропласток	Условия применения РМД
Гидрофильный	Гидрофильный	Наиболее благоприятные условия применения. Обводненность продукции может быть до 100 %. Пример – скв. 18046. Доп. добыча - 544 т за 11 мес.
Гидрофобный	Гидрофильный	Благоприятные условия применения. Обводненность продукции может быть до 100 %. Пример – скв. 8461. Доп. добыча - 115 т за 2 мес.
Гидрофильный	Гидрофобный	Менее благоприятные условия. Обводненность продукции не должна превышать 60 %.
Гидрофобный	Гидрофобный	Самые неблагоприятные условия применения – применять нежелательно.

Если обработать гидрофильный пласт реагентом РМД, то поверхность породы станет гидрофобной, т.е. пленка связанной воды будет оттеснена с поверхности порового канала в ее середину. Над пленкой связанной воды имеется пленка слабо-сорбированной нефти, которая также потеряет физико-химическую связь с поверхностью и станет целиком подвижной. В скважину будет поступать повышенный объем жидкости.

При ОПЗ добывающих скважин можно применять различные составы РМД по типу растворителей, так и гидрофобизаторов. В технологиях ОПЗ с применением РМД можно добиться улучшения результатов за счет селективного повышения фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта и улучшения условий фильтрации нефти по нефтенасыщенным пропласткам.

Все растворители не являются универсальными и подбор реагентов приходится осуществлять на основе лабораторных исследований с учетом условий применения и группового состава АСПО. Для эффективного воздействия на призабойную зону в условиях повышенной водонасыщенности такой подбор затруднителен, поскольку степень отмыва АСПО в призабойной зоне является функцией водонасыщенности пористой среды.

Изучение гидрофобизирующего действия различных растворителей методом самопроизвольного капиллярного впитывания, выполненные нами [1,2,3], позволило выявить ряд закономерностей, обеспечивающих целенаправленный подбор реагентов с учетом конкретных условий применения. Оценка гидрофобизирующих свойств различных растворителей произведена по двум показателям:

1) по средней скорости самопроизвольного капиллярного впитывания воды - чем ниже средняя скорость впитывания воды, тем выше водоизолирующие свойства исследуемого состава;

2) наличие в составе растворителя ароматических углеводородов, производных бензола, обуславливает гидрофобизирующие свойства реагента. Средняя скорость самопроизвольного капиллярного впитывания нефти в обработанную пористую среду максимальна по сравнению со всеми испытаниями растворителями;

3) наличие более развитого алкильного радикала в составе ароматических углеводородов обуславливает более выраженное водоизолирующее действие растворителя, которое возрастает в следующей последовательности: бензол - толуольная фракция - нефраз Ar-120/200- нефрас Ar-150/300, согласно

возрастанию (разветвлению) алкильных радикалов в данных реагентах, при этом гидрофобизирующее действие ароматических растворителей снижается в той же последовательности.

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований гидрофобизирующих и водоизолирующих свойств различных растворителей
(Продолжительность контакта – 1 мин)

Растворитель	Впитывание дистиллированной воды		Впитывание нефти	
	средняя скорость впитывания, г/м	средняя скорость впитывания относительно базовой, %	средняя скорость впитывания, г/м	средняя скорость впитывания относительно базовой, %
Необработанный кварцевый песок	0,1747	100	0,0522	100
Растворители алканового ряда (предельные)				
Дистиллят САН	0,1074	61,5	0,0412	78,9
Гексановая фракция (ГФ)	0,0433	24,8	0,0435	83,3
Керосин	0,0094	5,4	0,0425	81,4
Отработанное диз. топливо (ОДТ)	0,0072	4,1	0,0392	75,1
Тяжелый дистиллят ТД) (Шугурово)	0,0089	5,1	0,0404	77,4
Растворители ароматического ряда				
Бензол (Б)	0,0448	25,6	0,0604	115,7
Толуольная фракция (ТФ)	0,0237	13,6	0,0554	106,1
Нефрас Аг-120/200	0,0117	6,7	0,0518	99,2
Нефрас Аг-150/330	0,0109	6,2	0,0502	96,2
Композиционная смесь предельных и ароматических углеводородов				
Дельта	0,0112	6,4	0,0563	107,8
Нефрас С4-130/350	0,0107	6,1	0,0513	96,4
Нефрас С5-150/330	0,0120	6,9	0,0537	102,9

Результате этих исследований взяты за основу при разработке технологии комплексного воздействия на призабойную зону с использованием РМД (табл. 3). При этом интенсификация притока нефти в скважину

происходит вследствие эффективной гидрофобизации поверхности поровых каналов за счет снижения относительной проницаемости пород скорости фильтрации воды, ограничивается поступление воды в скважину, очищается призабойная зона пласта от АСПО.

Результаты лабораторных исследований гидрофобизирующих и водоизолирующих свойств различных растворителей приведены в табл. 3 (продолжительность контакта- 1 мин.).

РМД представляет собой композиционную смесь с различными содержанием гидрофобизатора - ГФ и растворителя (широкой фракции углеводородов, дизельного топлива, нефраса и др.), по качественным показателям соответствующими требованиям, указанным в табл. 3.

Таблица 3

Физико-химические характеристики гидрофобизатора – ГФ

Наименование показателей по ТУ 2458-002-ОП-12965866-95	Характеристика и нормы		
	вид ГФ-1	вид ГФ-2	вид ГФ-3
Внешний вид и цвет	жидкость от светло-коричневого до коричневого цвета	жидкость коричневого цвета	неоднородная масса от темно-коричневого до черного цвета
Плотность, кг/м ³ при 20 °С	не более 780	740-880	не менее 820
Кислотное число, мг	1-25	12-75	27-98

Растворы РМД имеют ряд характерных свойств, эффективность их воздействия зависит от следующих факторов:

- а) гидрофобизация поверхности пористой среды;
- б) увеличение фильтрационного сопротивления водонасыщенной пористой среды без и с остаточной нефтенасыщенностью независимо от минерализации пластовых вод;
- в) улучшение фильтрационных характеристик пористой среды для нефти;

г) возможность регулирования вязкостных характеристик РМД и его фильтруемости в пористую среду в широких пределах путем изменения концентрации активной основы.

Предварительные оценочные эксперименты показали, что приемистость скважины должна составлять не менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении на линии агрегата 1,5 раза меньшем давления опрессовки в герметичной эксплуатационной колонне.

Приготовление и закачка растворов РМД и других технологических жидкостей производится с использованием стандартного промышленного оборудования, применяемого на нефтяных промыслах, таких как:

- 1) насосных установки ЦА-320;
- 2) автоцистерны 4ЦР, АНЦ-11-257, ЦР-7-АП, АЦ-10 и другие;
- 3) емкость для приготовления раствора РМД необходимой концентрации;
- 4) емкость накопительная объемом не менее 10 м^3 .

Объем РМД, как показали результаты предварительных промысловых исследований, следует брать в зависимости от дебита добываемой скважины (табл. 4).

Таблица 4

Рекомендательная таблица по определению объема РМД для обработки добывающей скважины

Технологические параметры	Значения
Концентрация гидрофобизатора – ГФ в РМД, % мас.	5-95
Объем РМД, м^3 при дебите скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$:	
менее 20	6-12
20-30	7-15
30-50	8-18
40-60	9-20
более 60	10-25 и более

Технологию обработки скважин рекомендуется применять при обводненности продукции скважин до 98% и дебитом по жидкости не менее 3 м³/сут.

Обработку скважин с применением РМД при необходимости можно совместить с кислотной обработкой, свабированием, перфорацией пластов, промывкой углеводородными растворами и др.

Для проведения технологических операций по обработке ПЗС требуются следующие материалы:

- 1) раствор РМД, гидрофобизатора и оптимальным составом растворителя;
- 2) нефть безводная;
- 3) промысловая сточная вода.

При закачке РМД в пласт через добывающую скважину рекомендуется следующий порядок выполнения рабочих операций:

- а) обвязать линию агрегата с линейной задвижкой;
- б) закачка в скважину безводную нефти и РМД при открытых линейной задвижке и вентиля выкидной линии до появления на выходе безводной нефти (с учетом объема эксплуатационной колонны);
- в) закачать расчетный объем РМД, необходимый для заполнения интервала перфорации;
- г) закрыть затрубную задвижку и вентиля выкидной линии, произвести продавку РМД безводной нефтью;
- д) после промывки агрегата технической водой оставить скважину под давлением на реагирование на 27-160 ч в зависимости от вязкости нефти, толщины и проницаемости пласта и обводненности продукции скважины;
- е) запустить скважину в работу.

Для оценки технологической эффективности ОПЗ и изменения коллекторских свойств пласта рекомендуется проводить специальные геофизические и гидродинамические исследования скважин.

В течение ряда лет на месторождениях НГДУ «Бавлынефть» проводились работы по обработке призабойной зоны скважин с применением РМД. Выбранные объекты воздействия имеют широкий спектр промысловых характеристик по дебиту нефти и жидкости, а также по обводненности добываемой жидкости. В целом по скважинам залежи 998 бобриковско-радаевского горизонта обводненность добываемой продукции составляло 87,6-98,8%, дебит скважин по нефти - 0,12-1,5 т/сут, дебит скважин по жидкости – 7,5-27,2 т/сут.

Степень эффективности метода воздействия оценивали по суммарной дополнительной добычи нефти, так и по изменению дебита скважин по жидкости, дебита по нефти, обводнением добываемой продукции и водонефтяного фактора. Это связано с тем, что при закачивании РМД в пористую среду происходит очистка ПЗП от различных отложений, в том числе от АСПО, с одновременной эффективной гидрофобизацией поверхности пор пласта. В результате этого улучшаются условия фильтрации нефти и воды. Кроме того, композиция РМД обладает водоизолирующими свойствами.

Повышение производительности скважин оценивали как по суммарной дополнительной добыче нефти, так и по изменению дебита скважины по жидкости и нефти, изменению водонефтяного фактора. Результаты анализа большого количества промысловых материалов показали, что в результате закачки в скважину РМД происходит очистка нефтеводонасыщенных пород от различных отложений, в том числе от АСПО, с одновременной эффективной гидрофобизацией поверхности пор пласта.

В результате выполненных работ было извлечено значительное количество нефти, в среднем составившим на одну скважину 695 т, успешность составила 90 % и по этой группе скважин дополнительная добыча нефти достигла 777 т.

В процессе анализа промысловых материалов было показано, что все обработанные скважины можно разделить на 3 группы в зависимости от предполагаемого механизма воздействия РМД (табл. 5).

К первой группе были отнесены скважины, в которых после закачки РМД увеличился дебит по жидкости. При этом дебит по нефти повысился пропорционально увеличению дебита по жидкости, а обводненность продукции скважин не изменился.

Во второй группе скважин на Бавлинском и Южно-Ромашкинском месторождениях выделяются группы скважин, в результате обработки которых дебит по жидкости не изменился или произошло некоторое его снижение, а дебит по нефти резко возрос, что сопровождалось снижением обводненности продукции и водонефтяного фактора (скв. 10599, 1846, 932 и др.).

В скв. 10599 Ромашкинского месторождения (Южная площадь) продуктивный пласт перфорирован в интервале 1750-1754,4 м (D_{1a}) и $D_{163} \rightarrow 1755,4-1758,4$ м ($D_{161}+D_{163}$). В разрезе скважины пласты представлены чередованием песчаников, алевролитов и заглинизированных песчаников, что обуславливает их высокую неоднородность.

Перед обработкой дебит скважины по жидкости составлял 56,9 т/сут, а дебит по нефти -0,4 т/сут при обводнении добываемой жидкости 99,2%. В течение четырех месяцев после обработки содержание воды снизилось до 84%, а дебит по нефти возрос до 7,8 т/сут, при снижении дебита по жидкости до 45 т/сут. В дальнейшем обводненность добываемой жидкости постепенно увеличилась до 88-96 %, а дебит по нефти уменьшился до 1,7-4,2 т/сут. Объем дополнительно добытой нефти по этой скважине составил 2580 т, ограничение добычи воды – 6789 т.

Промысловые геофизические исследования скв. 10599 показали, что в результате гидрофобизирующего эффекта произошло подключение неработающих ранее низкопроницаемых пропластков.

В третью группу отнесены скважины, в которых в результате ОПЗ произошло как увеличение дебита скважины по жидкости, так и дебит по нефти, сопровождающееся снижением обводненности продукции и водонефтяного фактора.

Таблица 5

Эффективность обработок добывающих скважин при различном механизме воздействия реагентом РМД

Показатель эффективности	Выделенная группа скважин					
	I		II		III	
Механизм воздействия РМД	Очистка ПЗП от АСПО		Вовлечение в разработку неработающих низкопроницаемых прослоев		Очистка ПЗ пласта от АСПО, вовлечение в разработку низкопроницаемых прослоев	
Дебит по жидкости	Повышается		Не изменяется или уменьшается		Повышается	
Дебит по нефти	Повышается пропорционально увеличению дебита по жидкости		Повышается		Повышается больше, чем следует из пропорции увеличения дебита по жидкости	
Обводненность	Не изменяется		Снижается		Снижается	
Водонефтяной фактор	Не изменяется		Снижается		Снижается	
Обводненность продукции перед обработкой, %	< 98	98-99,2	< 98	98-99,2	< 98	98-99,2
Номера скважин	1605 1594 1742 1985	1545	932	10599	1530 1647 1230 946	1799 1508 22423
Прирост дебита нефти в среднем на 1 обработку, т/сут	0,585	0,32	1,59	3,55	2,59	0,74

Таким образом, представляется возможность регулировать результаты воздействия на ПЗП путем закачки композиций РМД определенного состава и выбора оптимальных условий ее применения.

Выводы

1. Научно обоснован новый высокоэффективный метод интенсификации добычи нефти из малодебитных скважин в неоднородных пластах путем применения многофункциональных реагентов гидрофобизаторов РМД.

2. Исследованы основные закономерности взаимодействия гидрофобизирующей композиции РМД с породой и пластовыми жидкостями. Показано, что применение рассматриваемой композиции позволяет увеличить дебит скважины по нефти, удалить АСПО из призабойной зоны пласта и ограничить добычу попутной воды.

Список использованных источников

1. Патент РФ2175716 МКИ 7 E21 В 43/22. Состав для обработки призабойной зоны скважины. Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ганиев Г.Г., Ханнанов Р.Г., Газизов А.Ш. и др. Бюл. изобр. №31, 2001.

2. Ханнанов Р.Г. Интенсификация добычи нефти в НГДУ «Бавлынефть» с применением композиции химреагентов многофункционального воздействия (РМД).- Ж-л «Интервал», №8, 2003.- С. 79-81.

3. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием.- М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.- 568 с.

4. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998.- 255 с.

5. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.- 639 с.