

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью

**В.И. МАЛЫХИН
Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ
М.Р. ЯКУБОВ**

Управляющая компания «Шешмаойл»
Управляющая компания «Шешмаойл»
Учреждение Российской академии наук
Институт органической и физической химии
им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН

Альметьевск
e-mail: sheshmaoil@tatais.ru

**V.I. MALIKHIN
R.SH. TAKHAUTDINOV
M.R. YAKUBOV**

«Sheshmaoil» Management Company LLC
«Sheshmaoil» Management Company LLC
Institute of Organic and Physical Chemistry,
Kazan Scientific Centre, Russian Academy
of Sciences

Almetevsk
yakubovmr@mail.ru

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:**

Нефть, АСПО, растворители, композиции, технологии, ПНП, низкое пластовое давление, карбонатный коллектор. Oil, ARPD, solvents, compositions, technologies, EOR, low formation pressure, carbonate reservoir

В результате лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний выявлены наиболее эффективные комбинированные методы физико-химического воздействия для интенсификации добычи высоковязких нефтей из низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторов с низким пластовым давлением. Разработаны композиционные химические составы и ряд технологий на их основе, которые успешно применяются на месторождениях Татарстана.

As a result of laboratory studies and experienced-commercial test are revealed the most efficient multifunction methods physic-chemical influence for intensification a mining the high viscous oils from collectors with low pressure. Chemical composition designed and row a technology on their base, which are successfully used on Tartarstan oilfield.

В последнее время в общем балансе неуклонно возрастает доля высоковязких нефтей, в которых содержание асфальтенов может достигать 10 мас.%, а смол 30 мас.% и более. Для месторождений Татарстана большинство добываемых высоковязких нефтей характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (5-7 мас.%) и смол (15-20 мас.%), а содержание парафинов не превышает 3-4 мас.%. Данное обстоятельство является основной причиной возникновения затруднений при добыче, подготовке и транспортировке таких нефтей в настоящее время и требует разработки комплексных решений для минимизации негативных факторов.

При добыче высоковязких нефтей образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта является одной из основных причин снижения продуктивности скважин, особенно при эксплуатации близких или даже ниже давления насыщения. Данная проблема значительно усложняется при появлении воды в продукции скважины и образовании эмульсии уже в призабойной зоне. Одним из вариантов физико-химического воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации выработки высоковязких нефтей является закачка в призабойную зону растворителей, способных очистить поровые каналы пласта от АСПО и поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Однако при подборе растворителей и ПАВ необходимо учитывать достаточно много факторов. Растворяющая способность углеводородных растворителей по отношению к АСПО повышается по мере роста содержания ароматических углеводородов. Например, такие низкокипящие растворители, как газовый бензин или широкая фракция легкокипящих углеводородов (ШФЛУ), практически не содержащие ароматические углеводороды, значительно уступают более высококипящим прямогонным фракциям с массовым содержанием ароматических углеводородов 15-25%. Основным фактором в данном случае является полная растворимость всех компонентов АСПО в подобных растворителях. Например, растворители, основанные на ШФЛУ или спиртах, неспособны полностью растворить асфальтовую фракцию.

На основе вышеприведенных принципов специалистами отдела инноваций управляющей компании «Шешмаойл» был разработан композиционный растворитель АСПО и ряд технологий по обработке призабойной зоны в терригенных коллекторах. За период 2004-2008 г.г. проведены мероприятия по интенсификации добычи нефти на более 200 низкодебитных скважин различных месторождений. В результате проведенных работ по использованию технологий Шешма-1 и Шешма-2 на основе композиции по удалению АСПО достигнут

более чем двухкратный средний прирост суточных дебитов по нефти.

Для интенсификации добычи нефти на скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, разработан новый метод, по которому композиционный растворитель АСПО предварительно смешивается с кислотным составом и в виде эмульсии закачивается в пласт, аналогично использованию нефтекислотных эмульсий. Главным преимуществом нового углеводородно-кислотного состава является возможность регулирования вязкости получаемой эмульсии, что позволяет повысить охват воздействием и глубину проникновения реагента в пласт, а также увеличение степени очистки поверхности породы от асфальто-смолистых отложений, что облегчает доступ кислоты для реагирования.

Наиболее сложным объектом разработки являются трещиновато-пористые карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью, к числу которых относятся и карбонатные пласты среднего (верей-башкир) и нижнего (турней) карбона большинства месторождений Татарстана. Разработка таких залежей во многих случаях характеризуется низкими темпами отбора нефти и невысокими значениями коэффициента извлечения нефти. Это связано со сложностью геологического строения, низкими коллекторскими характеристиками пластов и повышенной вязкостью нефти. ►

Особенность карбонатных коллекторов состоит в том, что основная часть нефти содержится в порах блоков, а перенос жидкости происходит по трещинам. Извлечение продукции из карбонатов сопряжено с определенными трудностями, обусловленными низким гидродинамическим коэффициентом связи коллектора со скважиной.

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах является проведение солянокислотных обработок (СКО). Анализ результатов различных вариантов СКО для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50% и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки. Основными причинами низкой эффективности СКО являются:

- проникновение и реагирование кислоты преимущественно в наиболее проницаемые интервалы с повышенной водонасыщенностью;
- низкая скорость реакции кислоты в нефтенасыщенных интервалах, в результате чего основное количество кислоты нейтрализуется в водонасыщенных прослоях;
- воздействие кислоты происходит в основном на трещины, не затрагивая матрицу карбонатного пласта.

Для повышения эффективности воздействия СКО на нефтенасыщенные интервалы карбонатных коллекторов применяют комбинирование солянокислотного и физического воздействия, либо введение в кислотный состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей, и углеводородных компонентов. Все эти способы позволяют в различной степени повысить эффективность СКО за счет улучшения проникновения кислоты к породе, которая в нефтенасыщенных интервалах экранирована прочной «бронирующей» гидрофобной пленкой нефтяных высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов, которые в наибольшей степени представлены в высоковязких нефтях. Физическое воздействие (термо, виброударное и др.), добавка ПАВ и углеводородов в той или иной степени позволяет снизить межфазное натяжение и тем самым разрушить бронирующие слои и обеспечить проникновение кислоты к породе. Загустители (полимеры, соли алюминия и др.) позволяют значительно повысить вязкость кислотного состава и снизить скорость реагирования

в высокопроницаемых водонасыщенных интервалах, тем самым повышается проникновение кислоты вглубь пласта.

Создание простой, высокоэффективной технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти из карбонатных пластов требует разработки составов, удовлетворяющих следующим условиям:

- состав должен обладать способностью обрабатывать низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- состав должен максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с породой;
- компоненты состава должны быть недорогими и доступными.

Вышеперечисленные принципы были использованы при разработке нового способа и кислотного состава для интенсификации добычи высоковязкой нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых отложений (табл. 1) из карбонатных коллекторов.

За основу метода физического воздействия на пласт был выбран гидроразрыв, как наиболее эффективное средство для увеличения проницаемости и создания новых каналов фильтрации нефти. В качестве кислотных компонентов использовалась смесь органических кислот с различной скоростью реагирования с карбонатными минералами. Для создания гомогенной углеводородно-кислотной эмульсии с устойчивостью в пределах 12-24ч. использовался специально разработанный композиционный эмульгатор на основе ионогенных ПАВ, которые также эффективно снижают поверхностное натяжение асфальтосмолистых «бронирующих» пленок на породе. Особым свойством разработанного углеводородно-кислотного состава является его невысокая вязкость, по сравнению, например, с нефте-солянокислотной эмульсией, что позволяет использовать такой состав в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.

Таким образом, новая комбинированная технология кислотного гидроразрыва (КГРП) может использоваться для малообводненного фонда скважин, для которых отмечается низкий дебит при достаточно высокой потенциальной продуктивности. За период 2005-2008 г.г. проведены мероприятия по технологии КГРП на более 50 низкодебитных скважин различных месторождений.

В некоторых случаях достигнуто увеличение суточных дебитов по нефти в 3-5 раз по сравнению с аналогичными скважинами после традиционных СКО. Наибольшая эффективность отмечается при использовании на скважинах, вводимых из бурения. Основные условия для проведения технологии КГРП: дебиты добывающих скважин до обработки должны составлять не менее 0,5 м³/сут по жидкости, а обводненность продукции не более 30%. Обработки также можно проводить и в нагнетательных скважинах с «нулевой» приемистостью при давлениях нагнетания допустимых для эксплуатационной колонны данной скважины. Немаловажным фактором в технологии КГРП является отсутствие таких негативных факторов, как образование устойчивой нефтекислотной эмульсии и сульфида железа, отрицательно влияющих на последующие процессы подготовки нефти.

Образование устойчивых эмульсий на месторождениях с высоковязкой нефтью в скважинах с обводненностью более 25-30% становится все более существенным негативным фактором. Вязкость продукции достигает значений 3000-6000 сСт уже в стволе скважин, что затрудняет работу глубинно-насосного оборудования и последующую транспортировку до узла предварительного сброса и промысловой подготовки. В некоторых случаях даже использование традиционных деэмульгаторов не позволяет разрушить anomalно устойчивые водонефтяные эмульсии. Повышение давления в системе нефтесбора препятствует притоку нефти из пласта и может явиться причиной порывов и утечки нефти с негативными экологическими последствиями. Для решения данной проблемы подобрана композиция на основе ионогенных и неионогенных ПАВ, которая эффективно разрушает высоковязкие эмульсии, что позволяет существенно улучшить работу глубинно-насосного оборудования и снизить давление в системе нефтесбора. Использование реагента не требует специального технологического оборудования и универсально для любых типов насосов. После широкомасштабного внедрения новой композиции ПАВ, которая дозируется непосредственно на забой, практически прекратились проблемы с остановкой скважин из-за отказа насосного оборудования, а в некоторых случаях зафиксировано существенное увеличение продуктивности. ■

№скв., продуктивные горизонты	Плотность, г/см ³	Вязкость, мм ² /с	Содержание, мас. %				
			фракции до 200°С	масла (углеводороды)	смолы	асфальтены	парафины
3240 верейский	0,9009	154	10,3	61,3	22,2	4,3	1,9
3436 башкирский	0,9278	423	9,3	50,6	27,6	11,8	0,7
3552 турнейский	0,9176	324	9,7	48,5	29,8	8,6	3,4

Табл. 1. Свойства и компонентный состав нефтей по основным продуктивным горизонтам в карбонатных отложениях Северного и Летнего месторождений