

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИНОВАТЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

В статье рассмотрены особенности применения соляно-кислотной обработки (СКО) кавернозно-трещиноватых коллекторов на месторождениях высоковязкой нефти и битумов. Проанализированы возможные причины отрицательных результатов СКО. Обоснована необходимость использования природных особенностей битумного тела и его резервуара при проведении СКО в карбонатных коллекторах пермских отложений.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, кавернозно-трещинный коллектор, карбонатные породы, эффективность, закачка, битумы, нефть.

Метод соляно-кислотной обработки (СКО) продуктивных карбонатных пород-коллекторов широко применяется в нефтяной промышленности. В настоящее время разработано и внедрено в производство большое количество разнообразных технологий СКО, позволяющих эффективно применять их в конкретных условиях. Все они основываются на учете особенностей вещественного состава пород, структуры пустотного-порового пространства и фазовой проницаемости продуктивных пластов. Большинство технологий СКО актуально для залежей подвижной маловязкой нефти, запасы которых в пределах Урало-Поволжья значительны. В связи с этим неизбежно ведутся работы по совершенствованию существующих и разработке новых технологий, особенно применительно к специфике залежей высоковязких нефтей и битумов. При этом существенным фактором является оценка возможности эффективного воздействия модификаций СКО с учетом конкретных показателей фазовой проницаемости продуктивного коллектора.

Вопрос обеспечения фазовой проницаемости продуктивного пласта решается с помощью тепловых и химических методов. Оптимальное решение этого вопроса должно быть основано на более полной оценке и учете геологических условий каждого конкретного месторождения.

В настоящей работе обсуждаются особенности применения СКО на залежах высоковязкой нефти в карбонатных кавернозных и трещиноватых коллекторах. Известно, что эти залежи, установленные, например, в верей-башкирских отложениях, на нижних ступенях Мелекесской впадины, являются одними из наиболее сложных объектов для разработки, так как характеризуются низким коэффициентом нефтеотдачи и быстрым обводнением продукции. По данным (Насибуллин, Васясин, 2008) сложное строение карбонатных коллекторов Аканского месторождения выражается в затрудненном расчленении и корреляции

разрезов по материалам ГИС из-за большого числа плотных и быстро замещающихся карбонатных прослоев. По сравне-

нию с турнейскими карбонатами для верей-башкирских карбонатов характерно более высокое содержание нерастворимого остатка, что приводит к увеличению времени нейтрализации кислоты. Существенным достижением работ, выполненных под руководством Г.И. Васянина, является разработка композиций с замедлителем реакции на моделях пластов. Однако следует заметить, что применение этих композиций в реальных пластах часто осложняется структурой трещин, их густотой, степенью раскрытости и направленностью. Учет этих параметров исключительно важен для достижения положительного эффекта от СКО и последующего освоения скважин. К сожалению, изучение кернового материала сводится, в основном, к рассмотрению вещественного состава матрицы породы, а также очертаний, размеров и взаимного расположения зерен и форменных элементов, слагающих матрицу породы и цементирующее вещество. Ориентированный керн изучается крайне редко, поэтому практически отсутствуют данные о трещиноватости пород, оказывающей значительное влияние на фильтрацию флюидов в резервуаре месторождений. В какой-то степени эта проблема может быть решена за счет кавернометрии и фотографирования стенок скважины в продуктивном интервале (как практиковалось в ТатНИПИнефть). Но и этот способ чреват трудностями из-за невозможности качественной отмывки стенок скважины с вязкой нефтью.

В определенной степени, переход от лабораторных моделей пласта к реальным условиям разработки лежит через опытно-промышленные работы. Показательным примером является опыт разработки трещиноватых коллекторов башкирской залежи высоковязкой нефти на опытном участке №2 залежи 302 Ромашкинского месторождения (Комплексные исследования..., 2003.). Продукция сква-

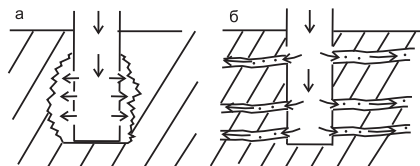
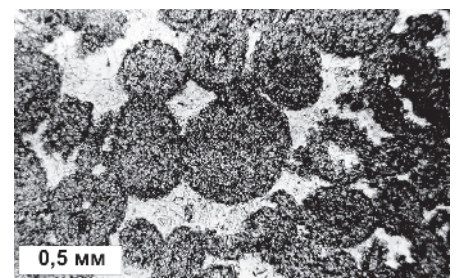


Рис. 1.

Рис. 2. Иглайкинская площадь, скв.8078. Нижнеказанский подъярус, камышлинский горизонт. Долomit образованный по первичному оолитовому известняку.



жины характеризуется начальной большой и затем быстро растущей обводненностью. Это, несомненно, связано с интенсивной трещиноватостью пород при их довольно низкой физической характеристике самой матрицы. Применение традиционных методов воздействия СКО привело, в основном, к отрицательным результатам, то есть к дальнейшему возрастанию обводненности продукции. Институтом ТатНИПИнефть было проведено исследование по закачке в нагнетательные скважины индикаторов (третий), которые показали высокую скорость фильтрации воды. Индикатор был обнаружен в эксплуатационной скважине уже на следующей стадии после закачки. Однако, почти за полгода из пласта было извлечено лишь 3,66 % трития от трития, закачанного в пласт. Основного подхода оторочки отмечено не было. Воды же было извлечено почти 16 тыс. м³. Этот факт, очевидно, указывает на то, что вертикальные трещины преобладают над горизонтальными, а значит, и работа нагнетательных скважин в таком случае практически малоэффективна. Основная масса воды смешалась с пластовой подошвенной водой. Лишь незначительная часть ее поступила на забой добывающих скважин. При непрерывной работе эксплуатационной скважины со временем происходит прорыв по макротрещинам подошвенной воды по причине большой разницы в вязкости нефти и воды. Единственный выход из этой ситуации – ограничение притока воды. Специалистами ТатНИПИнефть был предложен метод «Термокейс», основанный на применении горячей высоковязкой нефти, заполняющей под давлением основные фильтрующие трещины и отделяющий тем самым подошвенные воды. В результате обработки дебиты нефти возросли от 2 до 4 раз, а обводненность резко снизилась, что указывает на значительное влияние вертикальной трещиноватости на характер продукции скважин. Кроме того, по данным изучения керна из двух горизонтальных скважин подтвердилось преобладание вертикальных трещин над горизонтальными.

Таким образом, метод изучения кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов с помощью индикаторов является наиболее эффективным и перспективным.

Наиболее полный эффект воздействия кислоты на породы, содержащие высоковязкую нефть, выражается в проникновении ее в пустотно-поровое пространство и контакте с поверхностью зерен и форменных элементов, слагающих породу. Увеличение подвижности нефти происходит за счет повышения температуры вследствие экзотермической реакции в пустотно-поровом пространстве. Например, карбонатные образцы, обработанные на кафедре геологии нефти и газа хлористым ацетилем, продемонстрировали увеличение фазовой проницаемости в 3 – 7 раз.

В ходе экспериментов были также получены результаты, указывающие на снижение эффективности повторных кислотных обработок. Это снижение обуславливается не только естественной выработкой пласта и снижением пластового давления, но и выпадением в процессе эксплуатации скважины смолисто-асфальтеновых компонентов в призабойной зоне скважин при снижении давления насыщения и дегазирования нефти.

Одним из объектов применения СКО могут являться карбонатные коллекторы пермских отложений, содержащие природные битумы, которые практически неподвижны. При интенсивном и равномерном битумонасыщении

коллекторы в фазовом отношении практически непроницаемы. Поэтому условия применения СКО и ее задачи применительно к битумным залежам в этих коллекторах будут специфическими.

Главной задачей является выявление фазопроницаемых интервалов – своеобразных природных «окон» фильтрации во вскрытом скважиной разрезе (Рис. 1). Наличие «окон» фильтрации, частота и толщина прослоев, прослоев и каналов определяются степенью деградации залежей и вторичными процессами наложенного эпигенеза, способными «залечить» «окна» фильтрации эпигенетическим гипсом и кальцитом. Выявление распределения «окон» фильтрации в разрезе – это сложная задача. В определенной мере она решается с помощью дебитометрии и термометрии, детального анализа кривых ГИС и керновых исследований с частотой отбора керна через 0,2 м и измерениями по нему фазовой проницаемости и битумонасыщенности. При обнаружении по этим данным «окон» фильтрации необходимо подробно изучить типы пород-коллекторов, представляющие эти промытые зоны. Установление этих типов важно при выборе и дальнейшем применении композиций кислот.

Например, типоморфизм карбонатных битумонасыщенных пород казанского яруса определяется характером взаимоотношения следующих наиболее характерных структурных элементов (Нурғалиева, 2000): мелкие округлые зерна доломита (размер зерен 0,05 – 0,001 мм и менее 0,001 мм); зерна доломита более или менее корродированы и частично замещены кальцитовыми зернами от тончайших до крупных (до 0,1 – 0,5 мм); форменные элементы структуры первичного органогенно-обломочного и оолитового известняка с размерами 0,1 – 0,5 мм; форменные элементы в виде сгустков и комков с размерами 0,1 – 0,5 мм; псевдоморфозы кальцита по доломиту сложены мозаикой из зерен кальцита (0,01 – 0,08 мм); замещающий кальцит регенерирует структуры первичного известняка, существовавшие до его доломитизации.

Чаще всего повышенные значения битумонасыщенности и фазовой проницаемости связаны с доломитами, образованными по первичным органогенным и оолитовым известнякам (например, на Иглайкинской площади – Рис. 2).

В заключение отметим, что из-за низкой фазовой проницаемости по воде интенсивно и равномерно битумонасыщенных пород-коллекторов продавливать кислоту в битумный пласт нерационально. Следует выявлять «окна» фильтрации в битумном теле и улучшать их проницаемость с помощью СКО. Первоочередными объектами для СКО должны быть скважины, вскрывшие залежи битумов в карбонатных породах, сложенных форменными элементами структуры первичного органогенно-обломочного и оолитового известняка.

Целенаправленное использование природных особенностей строения битумного тела и его резервуара является логически необходимым. Это поможет избежать высоких непроизводительных затрат на обработку призабойной зоны и создаст условия для повышения эффективности применения тепло- и химреагентов за счет увеличения площади их контактов с битумной породой.

Литература

Нурғалиева Н.Г. Микроструктурные характеристики литотипов казанских битумонасыщенных отложений северо-восточного

УДК: 550.849

А.Р. Ганеева¹, Р.А. Батырбаева¹, Л.А. Галактионова²

¹Казанский государственный университет, Казань

²ООО «НПФ «Иджат», Казань

ganeeva.al'bina@gmail.com

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ НА НИКОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ

В статье рассматривается опыт применения технологии модифицированных полимер-дисперсных систем на отложения нижнего карбона опытных участков Никольского месторождения нефти. Приведены расчёты технологической и экономической эффективности применения технологии, а также графики расчёта дополнительной добычи нефти по различным методикам.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, обводнение, дополнительная добыча нефти.

В условиях нарастающего экономического кризиса и падения нефтяных цен актуальность застарелых проблем нефтегазовой отрасли России только увеличивается. В первую очередь речь идет о недопустимо низком коэффициенте извлечения нефти. Известно, что КИН в нефтяной промышленности РФ падает уже более 25 лет – с уровня 40 % в начале 1980-х годов до 30 % и ниже в последние годы.

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшением добычи попутной воды.

В начале 80-х годов Газизовым А.Ш. с соавторами для регулировки заводнения неоднородных пластов и увеличения конечной нефтеотдачи было предложено использовать полимердисперсные системы (ПДС). Сущность воздействия ПДС заключается в повышении фильтрационного сопротивления высокообводненных промытых интервалов послойно-неоднородного пласта путём последовательного нагнетания в пласт через нагнетательные скважины слабо концентрированного полимерного раствора и глинистой суспензии с последующим образованием в пористой среде устойчивого к размыву осадка.

Никольское месторождение открыто в 1981 г. как Камбарское месторождение, а в 1996 г. отделено от Камбарского как самостоятельное (Волго-Уральская НПП, Республика Удмуртия). На месторождении в промышленной разработке находится тульский горизонт визейского яруса (пласты C_{II} и C_{III}). Продуктивная толща этих пластов представлена песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми, массивными и алевролитами разномасштабными. Средняя пористость продуктивных пластов составляет 21 %, нефтенасыщенность – 71,8 %, проницаемость – 0,344 мкм², что ниже показателей аналогичных пластов Вятской площади. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,3 м.

Для Никольского месторождения (визейские отложения) начальная пластовая температура составляет 26 °С, начальное пластовое давление – 14,4 МПа. Вязкость нефти

№ участка нагнетательных скважин	Объем закачанных реагентов, м ³				Расход реагентов, т.				
	Всего:	В том числе:				Алломо-хлорид-А	ПАА	Глино-порошок	АМГ
Алломо-хлорид-А	ПАА	Гл. суспензия	Тех. вода	Алломо-хлорид-А	ПАА				
3305	704	18	300	200	186	21,6	0,19	4,8	
3321	2310	16	828	894	476	19,2	0,605	19,5	0,05
3336	2137	18	950	900	269	21,6	0,6	18	0,05

Табл. Технологические параметры обработок нагнетательных скважин Никольского месторождения по технологии МПДС.

Окончание статьи В.Н. Напалкова, Н.Г. Нурғалиевой, И.Н. Плотниковой «Особенности ...»

борта Мелекесской впадины. *Георесурсы*. N1(2). 2000. 28-35.

Насибуллин И.М., Васясин Г.И. Методическое решение проблемы подбора эффективных кислотных композиций для интенсификации добычи нефти на Аканском месторождении ЗАО «Предприятие Кара-Алтын». Фонды НИИ «Нефтепромхим». Казань. 2008.

Комплексные исследования по уточнению геологического строения и изучению характера распространения трещиноватости пород осадочного чехла 301-302 залежей. ТатНИПнефть. Бугульма. 2003.

V.N. Napalkov, N.G. Nurgalieva, I.N. Plotnikova. **Efficiency of Application of the Hydrochlorid-Acid Formation Treatment in the Cavernous-Fractured Reservoirs of the Extra-Heavy Crude Oils and Bitumen Fields.**

Article is devoted questions of application of the hydrochlorid-acid formation treatment (HAFT) in the cavernous-fractured reservoirs of the extra-heavy crude oils and bitumen fields. Influence

of a direction of cracks of breeds on efficiency of application HAFT is studied. The possible reasons of negative results of the HAFT are analysed. Necessity of use of natural features of a bitumen body and its reservoirs is proved at carrying out of HAFT in carbonate rocks of the Perm deposits.

Key words: hydrochlorid-acid formation treatment, cavernous-fractured reservoirs, carbonate rocks, efficiency, bitumen, oil, injection.

Владислав Николаевич Напалков

К. г.-м. н., доцент КГУ. Научные интересы: геолого-геохимические основы прогнозирования нефтебитумоносности палеозойских отложений, разработка битумных и нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)292-90-46.