

УДК 622.276.4

Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи

Л. К. АЛТУНИНА, В. А. КУВШИНОВ, Л. А. СТАСЬЕВА

*Институт химии нефти Сибирского отделения РАН,
проспект Академический, 4, Томск 634021 (Россия)**E-mail: alk@ipc.tsc.ru*

(Поступила 19.03.10)

Аннотация

Для увеличения нефтеотдачи высоконеоднородных пластов созданы термообратимые полимерные гелеобразующие системы на основе растворов полимеров с нижней критической температурой растворения – простых эфиров целлюлозы. Обратимый фазовый переход раствор – гель происходит за счет тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. Температуру и время гелеобразования можно регулировать добавлением электролитов и неэлектролитов. Представлены лабораторные исследования кинетики гелеобразования, реологических и фильтрационных характеристик в системе эфиры целлюлозы – водная фаза – нефть. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний технологий увеличения нефтеотдачи с применением термообратимых полимерных гелей для ограничения водопритока, увеличения охвата пласта при заводнении и паротепловом воздействии. Технологии экономически эффективны и экологически безопасны, срок окупаемости затрат составляет 5–9 мес. В качестве реагентов используются продукты многотоннажного промышленного производства.

Ключевые слова: полимеры, растворы, фазовый переход, гели, простые эфиры целлюлозы, кинетика, реология, увеличение нефтеотдачи, ограничение водопритока, опытно-промышленные испытания

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России, как и во всем мире, большинство крупных месторождений вступило в позднюю стадию разработки. Текущая обводненность продукции скважин превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения характеризуются, как правило, низкой проницаемостью, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, т. е. их запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. Доля таких запасов нефти в России постоянно растет. По оценкам экспертов, запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире превышают 1 трлн т и в развитых промышленных странах рассматриваются не только как резерв добычи нефти, но и как основная база ее развития на ближайшие годы. При этом запасы тяжелых и высоковязких нефтей в несколько раз превышают запасы легких

и маловязких нефтей [1–3]. Для увеличения добычи нефти и эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи [4–6].

В Институте химии нефти СО РАН проводятся фундаментальные и прикладные исследования, на базе которых создан ряд новых наукоемких и экологически безопасных технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Их масштабное промышленное применение позволяет продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в том числе залежи высоковязких нефтей. Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации нефтьвытесняющего флюида, гелей и золь не-

посредственно в пласте. Разработаны физико-химические основы методов увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих систем (ГОС) и композиций поверхностно-активных веществ, сохраняющих и саморегулирующих в пласте в течение длительного времени комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [7, 8].

Проблема охвата пласта при заводнении особенно серьезна в случае залежей, состоящих из гидродинамически разобщенных пластов в нефтяной зоне, вдали от водонефтяного контакта, так как в этом случае не действует механизм выравнивания фронта вытеснения за счет межпластовых перетоков – капиллярного и гидродинамического. Добывающие скважины преждевременно обводняются уже на ранней стадии разработки. В этом случае целесообразно в первую очередь применять методы увеличения нефтеотдачи, повышающие охват пласта заводнением, и уже затем обеспечивать увеличение коэффициента вытеснения. Один из перспективных способов решения данной проблемы – внутрислоевая генерация гелей [7–9].

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Разработан новый метод увеличения нефтеотдачи высоконеоднородных пластов путем регулирования фильтрационных потоков, увеличения охвата пласта заводнением термообратимыми полимерными гелями [10–13]. Последние образуются из растворов полимеров с нижней критической температурой растворения (НКТР) [14, 15]. Гелеобразование напрямую связано с тепловой энергией пласта или закачиваемого теплоносителя. Растворы полимеров с НКТР способны образовывать гели непосредственно в пласте: при низких температурах растворы маловязкие, а при высоких они превращаются в гели. Процесс носит обратимый характер: при охлаждении гель разжижается, становится снова маловязким раствором, при повторном нагревании опять застудневает и так многократно. Температуру и время гелеобразования в интервале от 30 до 120 °С можно регулировать неорганическими и органическими добавками, подстра-

ивая под конкретные пластовые условия (температуру и минерализацию воды). Гели могут использоваться как эффективное средство ограничения водопритока, предотвращения прорыва газа, ликвидации газовых конусов и т. д.

Гели образуются из растворов полимеров, для которых кривая фазового равновесия “жидкость – жидкость” в системе “полимер – вода” характеризуется величиной НКТР. При температурах ниже НКТР система гомогенна, выше – распадается на две фазы [14, 15]. Первая фаза – очень разбавленный раствор полимера, вторая – концентрированный. В силу высокой вязкости второй фазы распад заторможен, протекает неравновесно. Возникает микрогетерогенная кинетически устойчивая структура – термообратимый полимерный гель, в котором концентрированная фаза образует трехмерный каркас геля, а в его ячейках располагается разбавленная по полимеру фаза.

Благодаря способности систем “полимер с НКТР – вода” образовывать гели при увеличении температуры, их можно использовать в технологиях повышения нефтеотдачи, ориентированных на увеличение охвата пласта заводнением путем селективной изоляции промытых высокопроницаемых зон пласта. Наиболее перспективные полимеры с НКТР – простые эфиры целлюлозы (ЭЦ) [10, 15, 16].

КИНЕТИКА ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ И ГЕЛЕЙ

С целью установления возможности применения гелей ЭЦ в различных геолого-физических условиях месторождений исследованы кинетика гелеобразования и реологические характеристики в системе “ЭЦ – водная фаза” [10, 12]. Типичным представителем ЭЦ с НКТР является метилцеллюлоза (МЦ). Свойства и структура растворов и гелей МЦ рассмотрены в работах [7, 10, 13]. Зависимость вязкости раствора ЭЦ от температуры имеет экстремальный характер: при нагревании сначала происходит постепенное снижение вязкости (от 40–70 до 5–20 мПа·с, т. е. в 2–10 раз), а при достижении температуры гелеобразования (фазового перехода) – резкое уве-

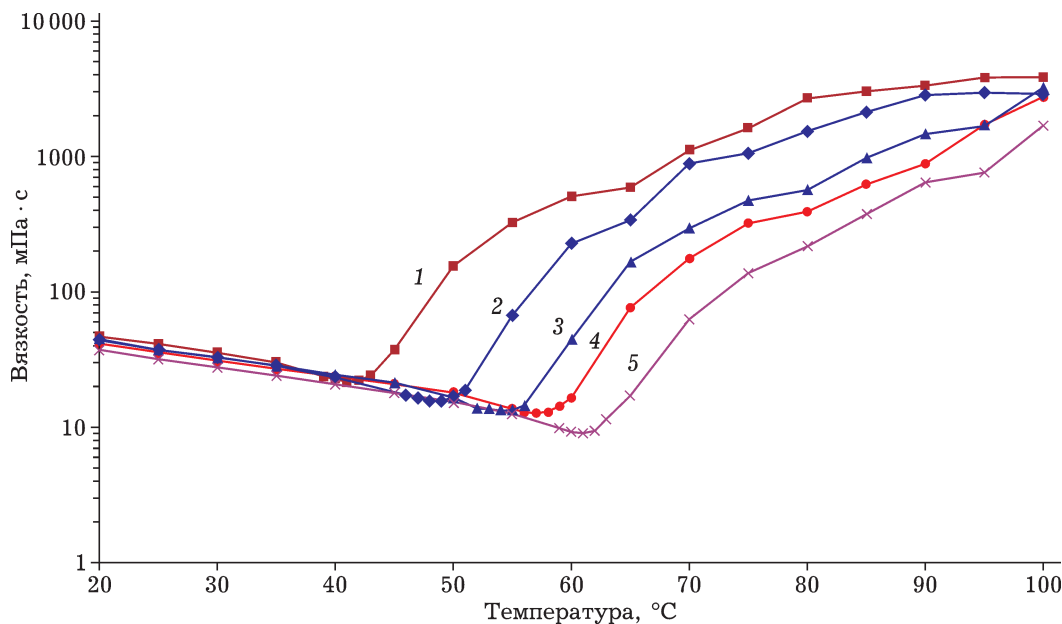


Рис. 1. Зависимость вязкости 1 % растворов ЭЦ от температуры при различной минерализации пластовых вод, г/л: 60 (1), 30 (2), 15 (3), 7.5 (4), 0 (5).

личение вязкости до 100–2000 мПа·с (в 5–100 раз), связанное с гелеобразованием (рис. 1). Процесс этот обратимый, т. е. при охлаждении гель снова превращается в жидкость. Температура, при которой вязкость становится минимальной, соответствует НКТР. Циклическое реверсирование температурного режима — чередование процессов нагревания и охлаждения — показало воспроизводимость реологических параметров гелей.

Экспериментально изучено влияние электролитов и неэлектролитов, изменяющих гидрофобные взаимодействия в системе, на фазовые равновесия и кинетику гелеобразования в растворах МЦ (рис. 2).

Наибольшее влияние на изменение температуры гелеобразования растворов ЭЦ оказывают анионы, их влияние коррелирует с положением в лиотропном ряду [10]. Наибольшее снижение НКТР вызывают соли, содержащие анион Cl^- ; противоположное действие (увеличение НКТР) оказывают соли с анионом CNS^- . Влияние солей, содержащих ион NO_3^- , носит промежуточный характер: в зависимости от катиона наблюдается небольшое увеличение или уменьшение температуры гелеобразования. Влияние катионов существенно меньше. Например, для солей, содержащих анионы Cl^- или CNS^- , действие катионов заметно, однако неспособно изменить характер влияния анионов. Наибольшее снижение температуры гелеобразования наблюдается при действии электролитов с соотношением зарядов катиона и аниона, равным 1 : 1. Влияние электролитов с соотношением зарядов 2 : 1 и 3 : 1 слабее и практически одинаково. Исключение составляют хлорид цинка ZnCl_2 , который при концентрациях более 5 мас. % способствует повышению температуры гелеобразования (см. рис. 2), а также хлорид алюминия с массовой долей более 10 %. В этих концентрациях растворы хлоридов цинка и алюминия играют роль координирующих растворителей. Существенно повышают НКТР тиомочевина, этиловый и изопропиловый спирты. Установлено, что действие добавок электролитов и неэлектролитов аддитивно. С учетом геолого-физических условий нефтяных месторождений, в частности пластовой температуры, минерализации пластовых и закачиваемых вод, можно подбирать гелеобразующие композиции для регулирования фильтрационных потоков и увеличения охвата пласта заводнением, оптимальные для конкретных условий.

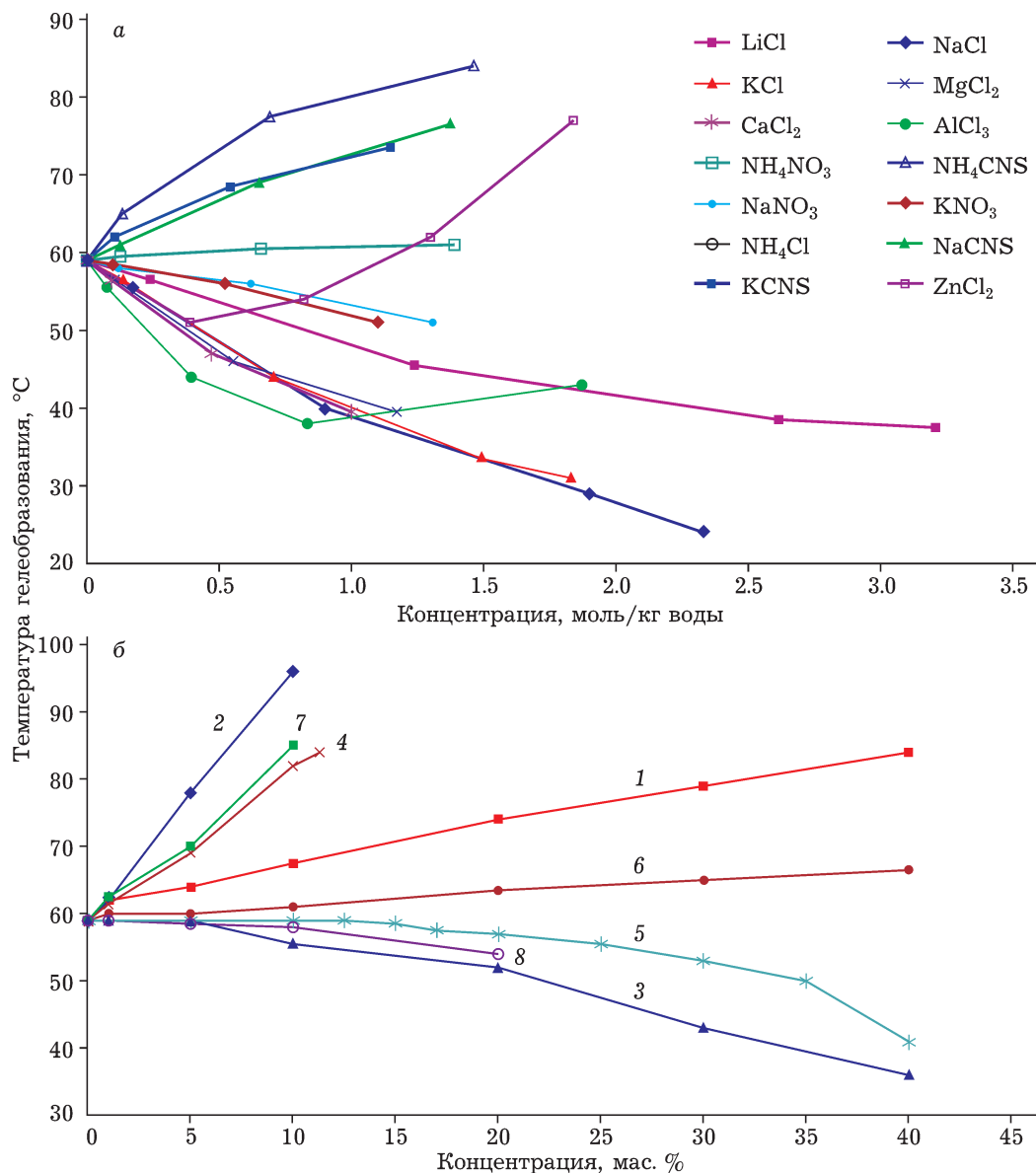


Рис. 2. Влияние электролитов (а) и неэлектролитов (б) на температуру гелеобразования растворов метилцеллюлозы с концентрацией 1 мас. %: б – карбамид (1), тиоочевина (2), глицерин (3), этиловый спирт (4), этиленгликоль (5), триэтаноламин (6), изопропиловый спирт (7), полигликоль (8).

Реологические исследования, проведенные с помощью ротационного вискозиметра Хаак RheoStress 600 при температурах 20–150 °С и давлениях до 50 атм, показали, что при совместном введении в раствор ЭЦ карбамида и роданида аммония можно получить растворы с температурой гелеобразования выше 100 °С (рис. 3) [13, 17]. Гели сохраняют свои реологические характеристики при высоких температурах – вплоть до 150–220 °С. В области скоростей сдвига 0.5–5 с⁻¹ гель представляет собой твердообразное тело, а вид

реологических зависимостей указывает на его вязкоупругие свойства. Благодаря этому гелеобразующие композиции могут применяться для регулирования профиля нагнетания пара в пароциклических скважинах.

Характерной особенностью систем “полимер с НКТР – вода” является температурный гистерезис фазового перехода раствор – гель. Явление гистерезиса в системе “МЦ – водная фаза” исследовали путем определения температуры гелеобразования при нагревании и температуры разжижения геля при охлаж-

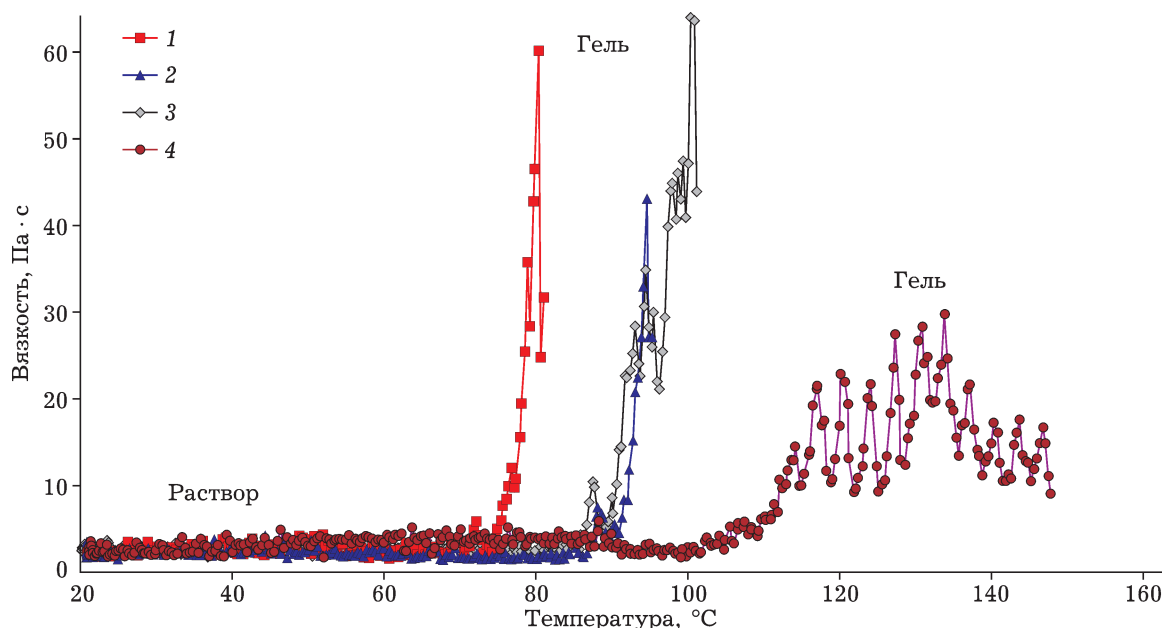


Рис. 3. Изменение вязкости при фазовом переходе раствор – гель для полимера с НКТР (простого эфира целлюлозы, ЭЦ): 1 – р-р ЭЦ, 2 – р-р ЭЦ + NH_4CNS , 3 – р-р ЭЦ + карбамид, 4 – р-р ЭЦ + NH_4CNS + карбамид.

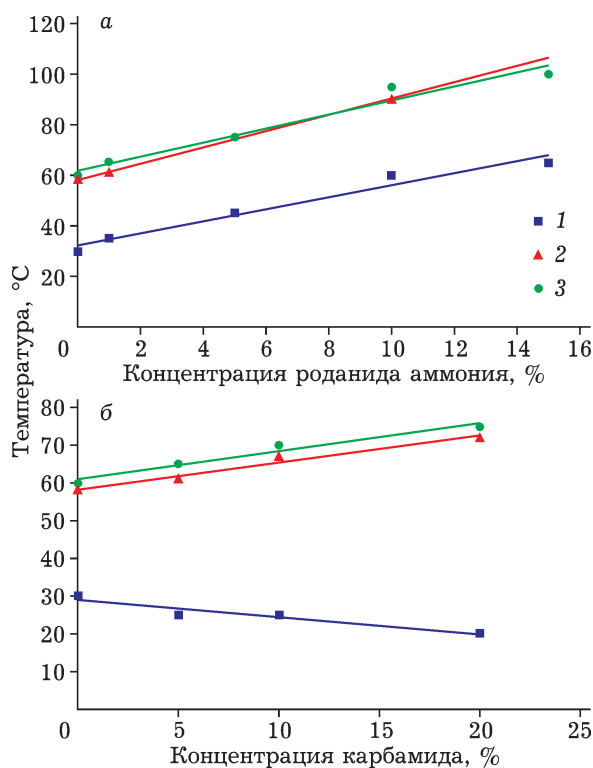


Рис. 4. Влияние роданида аммония (а) и карбамида (б) на температуры образования и разжижения геля в растворах эфира целлюлозы: 1 – температура разжижения, 2 – НКТР, 3 – температура гелеобразования.

дении [13, 17]. Изучено влияние на гистерезис добавок, повышающих температуру гелеобразования: этилового спирта, аммония роданистого, тиомочевины и карбамида. Установлено, что в этих системах температуры гелеобразования практически совпадают с НКТР полимеров, которые были получены методом вибрационной вискозиметрии [8]. Температура разжижения на 30–50 °С ниже температуры гелеобразования (рис. 4). Температуры гелеобразования и разжижения практически линейно возрастают с увеличением концентрации реагентов, при этом для всех исследованных реагентов, кроме карбамида, эти зависимости симбатны.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ

Обратимость фазового перехода раствор – гель экспериментально установлена при исследовании фильтрации воды через неоднородную модель пласта в условиях, имитирующих пластовые. Исследования проводили на установке для изучения фильтрации при постоянном расходе через модель пласта, состоящую из двух параллельных колонок

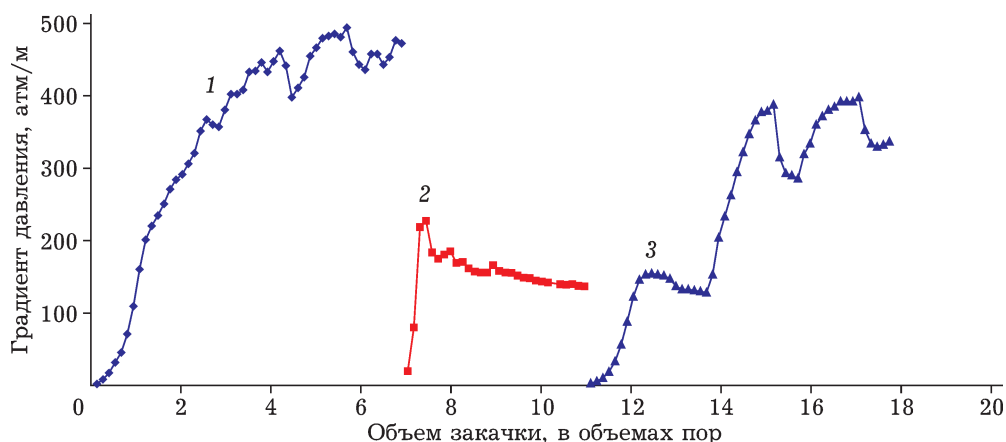


Рис. 5. Селективное увеличение фазовой проницаемости породы по воде после образования геля эфира целлюлозы в породе пласта (исходная проницаемость 11 мкм^2) на примере модельной колонки: 1, 3 – закачка воды, 2 – закачка нефти.

с различной проницаемостью, которые моделируют неоднородный коллектор. В опытах использовали керны пород коллекторов нефтяных месторождений, нефть и пластовые воды. После закачки гелеобразующего раствора в модель пласта и нагревании до 60°C происходит перераспределение фильтрационных потоков, которое сохраняется при повышении температуры до 220°C . При понижении температуры от 220 до 20°C и последующей фильтрации воды первоначальное распределение потоков восстанавливается [18].

Образование геля в породе пласта приводит к селективному снижению фазовой проницаемости породы по воде (рис. 5): градиент давления при фильтрации воды через гель в 2–3 раза выше, чем при фильтрации нефти [13].

Экспериментально исследованы фильтрационные характеристики и нефтевытесняющая способность гелеобразующих составов на основе ЭЦ применительно к условиям неоднородных пластов месторождений Западной Сибири [18]. Установлено, что закачка оторочки гелеобразующего раствора в неоднородную модель пласта приводит к перераспределению фильтрационных потоков. При этом резко снижается подвижность жидкости в высокопроницаемой части, а в низкопроницаемой части, как правило, она остается на том же уровне. Перераспределение фильтрационных потоков сопровождается доотмывом остаточной нефти, особенно значительным из низкопроницаемой модели. Гелеобразующие композиции демонстрируют вы-

сокую эффективность в увеличении охвата на моделях неоднородного пласта, проницаемость пропластков которого различается в 3–20 раз. Благодаря этому их можно применять для регулирования фильтрационных потоков пластовых флюидов и ограничения водопритока высоконеоднородных коллекторов. Роданистый аммоний и карбамид, входящие в состав гелеобразующих композиций, одновременно служат трасс-индикаторами.

В условиях, моделирующих пластовые, при температуре 200°C исследованы фильтрационные характеристики и коэффициент нефтевытеснения при физико-химическом воздействии гелеобразующей композиции на залежь высоковязкой нефти. Установлено, что применение гелеобразующих композиций обеспечивает выравнивание фильтрационных потоков за счет снижения подвижности в высокопроницаемых пропластках, что сопровождается доотмывом нефти как из низко-, так и из высокопроницаемых зон модели пласта. Например, после закачки композиции в неоднородную модель пласта с проницаемостью колонок, различающейся в 5.4 раза (0.397 и 2.123 мкм^2) (рис. 6), произошло перераспределение фильтрационных потоков. При этом соотношение подвижностей жидкостей в модели пласта изменилось с $1 : 4.3$ до $50 : 1$. При прокачке воды в обратную сторону, моделирующую условия работы пароциклической скважины, характер фильтрации сохранился. Прирост коэффициента нефтевытеснения составил $12\text{--}13\%$ [17].

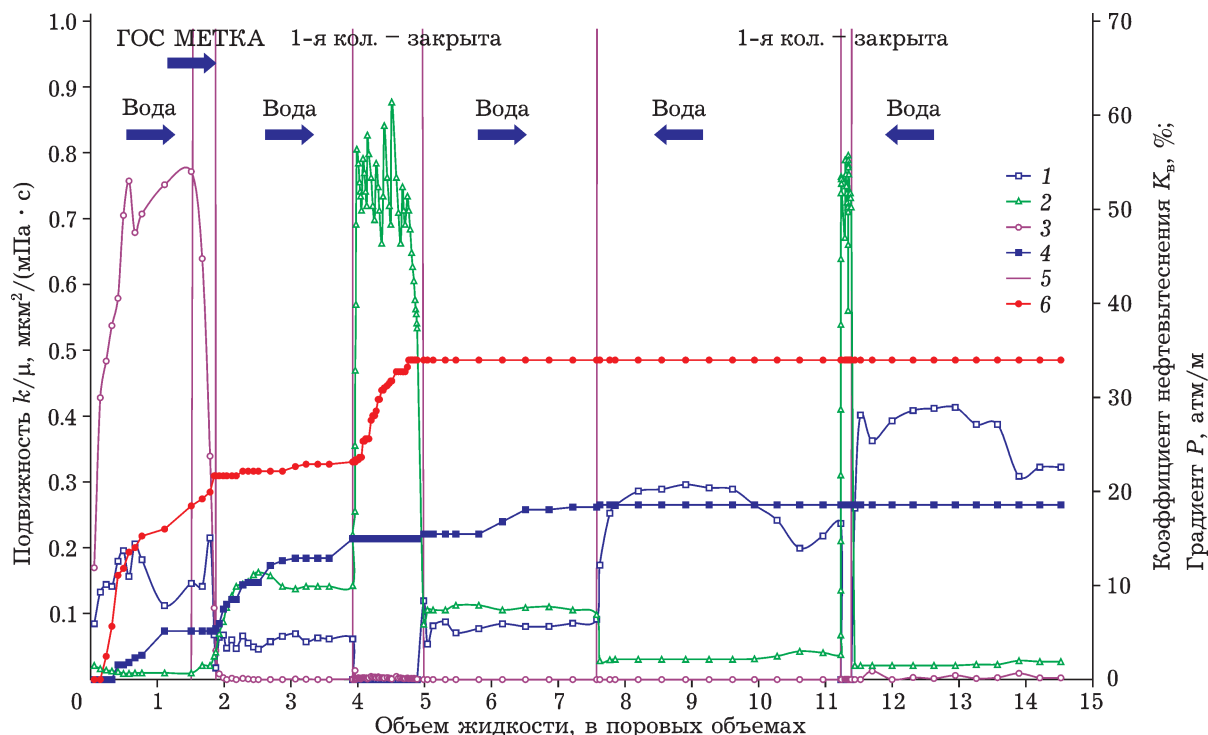


Рис. 6. Перераспределение фильтрационных потоков и доотмыв высоковязкой нефти из модели пласта при 200 °C в условиях, моделирующих парциклическое воздействие. Проницаемость, мкм²: 1-я колонка – 0.397, 2-я колонка – 2.123. 1 – 1-я колонка, подвижность; 2 – градиент давления; 3 – 2-я колонка, подвижность; 4 – 1-я колонка, коэффициент нефтевытеснения; 5 – закачка; 6 – 2-я колонка, коэффициент нефтевытеснения.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Проведенные исследования позволили выбрать оптимальные гелеобразующие составы для использования в технологиях повышения нефтеотдачи за счет ограничения водопритока при заводнении и при тепловом воздействии на пласт. Разработаны гелеобразующие композиции МЕТКА и технологии с их применением для увеличения охвата пласта и ограничения водопритока. В пласт закачивается маловязкий водный раствор, способный образовывать гели в пластовых условиях при температуре 30–120 °C. В высокопроницаемой части пласта, куда попадает основное количество композиции, образуется гелевый экран, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков. В результате закачки композиций МЕТКА в нагнетательные скважины происходит выравнивание их профиля приемистости, снижение обводненности продукции и увеличение дебитов нефти добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными. Композиции МЕТКА

технологичны в применении, наилучшая растворимость полимера в воде достигается при температуре 0–10 °C. Технологии экономически эффективны и экологически безопасны, осуществляются с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования.

В 1996–1997 гг. были успешно проведены широкомасштабные опытно-промышленные испытания технологий с применением термообратимых гелей на месторождениях Западной Сибири. В 1996 г. произведена закачка композиций МЕТКА в 11, а в 1997 г. – в 47 нагнетательных скважин в объеме 50–100 м³ на скважину. Через 2–3 мес. после закачки добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательными, реагируют снижением объемов добываемой воды и увеличением дебитов по нефти. С 1998 г. на месторождениях Западной Сибири в НК «ЛУКОЙЛ» технология используется в промышленном масштабе. На предприятии ОТО создана промышленная передвижная установка по приготовлению и закачке композиций. В период 1998–2003 гг. проведена закачка композиций МЕТКА в 382 скважины, при этом до-

полнительная добыча нефти составила 480 тыс. тонн. Срок окупаемости затрат – 5–9 мес. Эффективность технологии составляет в среднем 1300 т дополнительно добытой нефти на скважино-обработку. Все реагенты – продукты многотоннажного промышленного производства.

При комплексном воздействии на гидродинамически связанные нагнетательные и добывающие скважины эффективность технологии повышается. В 2001 г. на двух опытных участках пласта АВ₁ Урьевского месторождения проведены опытно-промышленные испытания технологии ограничения водопритока путем одновременного воздействия гелеобразующими композициями на призабойные зоны нагнетательных и добывающих скважин [12, 19]. Объем закачки композиций в одну скважину составил от 50 до 200 м³, всего закачено 620 м³. В результате произошло перераспределение фильтрационных потоков и ограничение водопритока, что проявилось в снижении обводненности и увеличении дебитов по нефти добывающих скважин (рис. 7). Дополнительная добыча нефти за 7 мес. составила 6542 т.

Применение термообратимых полимерных гелей многообразно, они используются в ряде технологий.

В газодобывающих скважинах на Мыльд-жинском газоконденсатном месторождении испытана технология ликвидации заколонных перетоков воды [20]. Так, при освоении скважины № 133 был получен приток газа с пластовой водой, при дебите 300 тыс. м³/сут по газу содержание воды составляло 30 т, что значительно превышало допустимый уровень. После закачки гелеобразующей композиции МЕТКА совместно с установкой цементного моста скважина была пущена в промышленную эксплуатацию с дебитом по газу 430 тыс. м³/сут при содержании воды на уровне следов и работает с таким дебитом уже на протяжении четырех лет.

В 2002–2003 гг. на участке пласта БВ₈ Покачевского месторождения (Западная Сибирь) совместно с Институтом горного дела СО РАН успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексного вибросейсмического и физико-химического воздействия на пласт с применением композиций МЕТКА [12].

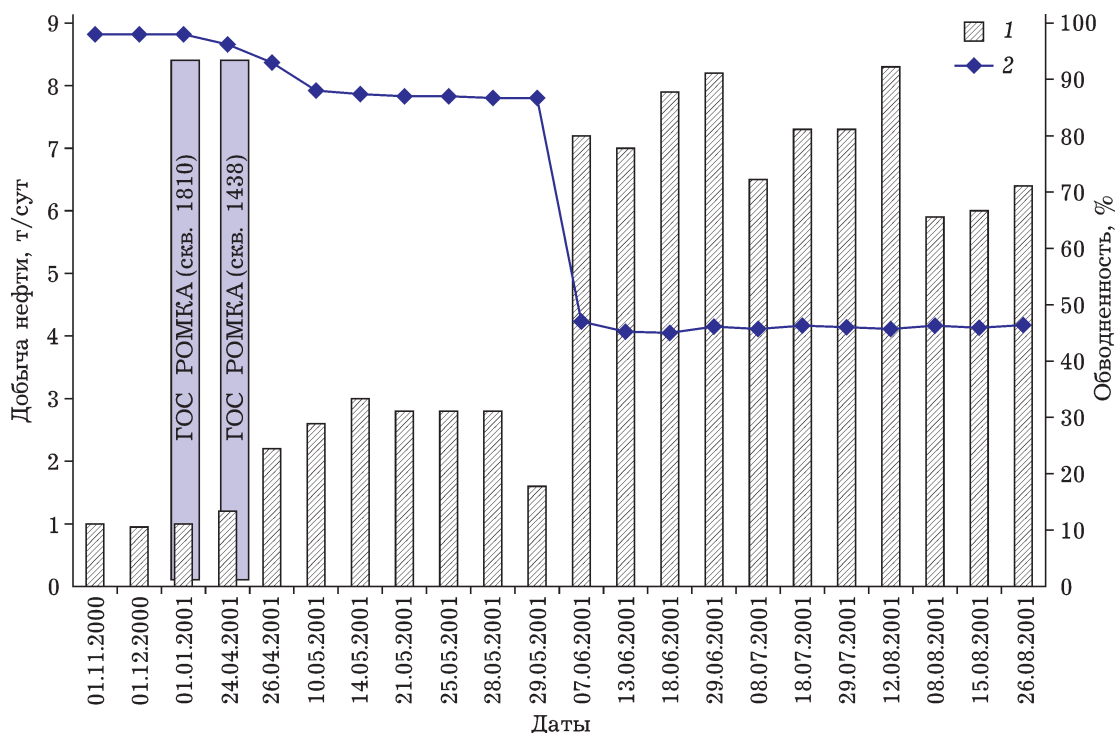


Рис. 7. Увеличение добычи нефти (1) и снижение обводненности (2) после закачки композиции РОМКА на Урьевском месторождении, пласт АВ₁ (добывающая скважина № 1438, нагнетательная скважина № 1810).

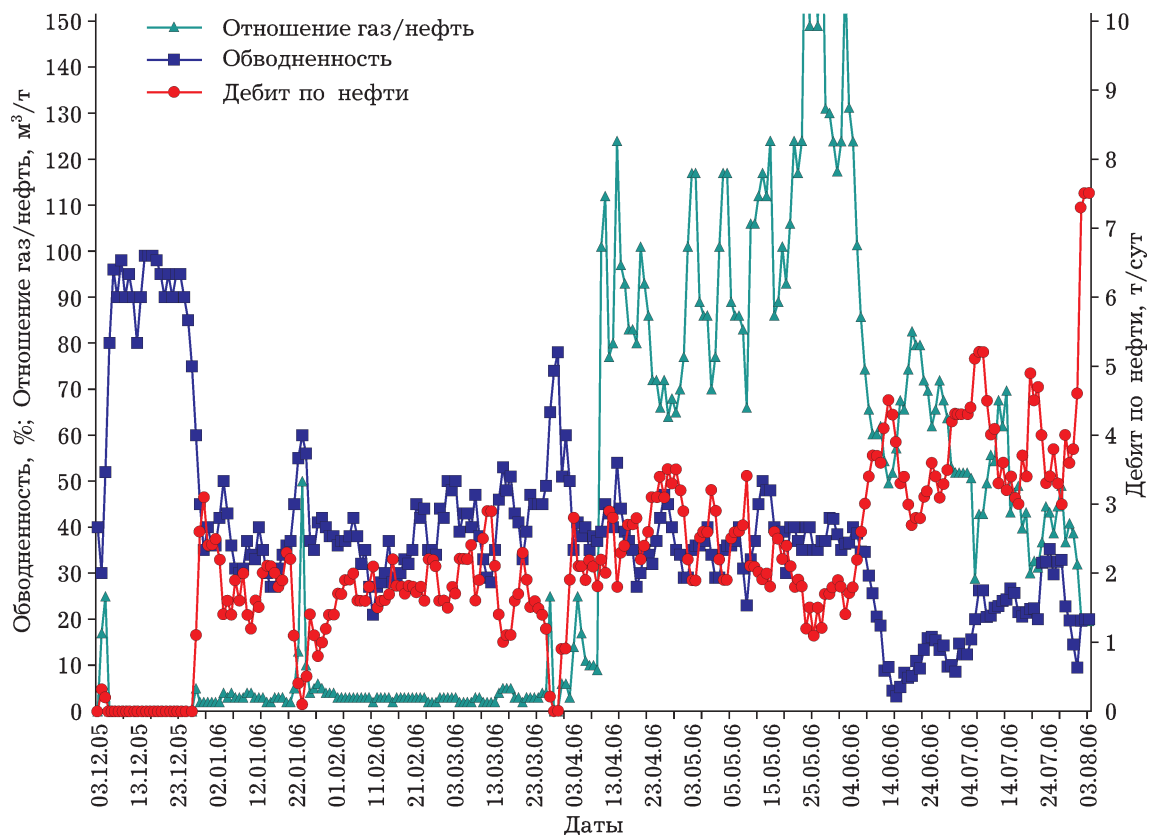


Рис. 8. Характеристики работы пароциклической скважины Гао3-6-0155 залежи высоковязкой нефти месторождения Гаошен после закачки композиции МЕТКА и пара в ноябре 2005 г.

На месторождении Гаошен (Ляохэ, КНР) в 2005–2006 гг. на двух скважинах успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии повышения эффективности пароциклического воздействия на залежь высоковязкой нефти с применением композиции МЕТКА для ограничения водопритока [13] (рис. 8). В 2006–2007 гг. на 24 скважинах месторождений ОАО «РуссНефть» проведены работы по ограничению водопритока и ликвидации заколонных перетоков. В 2007 г. так же успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии на 9 скважинах на месторождениях Ликваер, Джибаль и Далила в Омане. После закачки гелеобразующей композиции снижается обводненность и увеличиваются дебиты по нефти.

Комплексные технологии с применением термообратимых полимерных гелей при заводнении и паротепловом воздействии служат дополнительным резервом увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей.

Выводы

1. Для увеличения нефтеотдачи высоко-неоднородных пластов на основе растворов полимеров с нижней критической температурой растворения – простых эфиров целлюлозы – созданы термообратимые гелеобразующие системы, способные непосредственно в пласте образовывать гели под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя.

2. Исследование кинетики гелеобразования и реологических характеристик в системе ЭЦ – водная фаза показало, что при достижении температуры гелеобразования (фазового перехода раствор – гель) происходит резкое увеличение вязкости (в 5–100 раз). В области скоростей сдвига $0.5\text{--}5\text{ с}^{-1}$ гель представляет собой твердообразное тело с вязкоупругими свойствами. Гели сохраняют свои реологические характеристики при высоких температурах, вплоть до $150\text{--}220\text{ }^{\circ}\text{C}$. Установлен температурный гистерезис фазового перехода раствор –

гель: температура разжижения на 30–50 °С ниже температуры гелеобразования.

3. Экспериментальные исследования влияния добавок электролитов и неэлектролитов на температуру и время гелеобразования растворов ЭЦ показали, что наибольшее влияние оказывают анионы, при этом действие добавок аддитивно.

4. При исследовании фильтрации воды и нефти через модель пласта из природного кернового материала установлено, что образование геля в породе пласта приводит к селективному снижению фазовой проницаемости породы по воде: градиент давления при фильтрации воды через гель в 2–3 раза выше, чем при фильтрации нефти.

5. Гелеобразующие композиции демонстрируют высокую эффективность в увеличении охвата на моделях неоднородного пласта с проницаемостью пропластков, различающейся в 3–20 раз, что позволило рекомендовать их для регулирования фильтрационных потоков пластовых флюидов, ограничения водопритока высоконеоднородных коллекторов, в том числе и залежей высоковязких нефтей.

6. С применением термообратимых полимерных гелей разработаны новые технологии для ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах, увеличения охвата пласта при заводнении и паротепловом воздействии. Результаты опытно-промышленных испытаний технологий на месторождениях России, Китая и Омана свидетельствуют об их экономической эффективности и экологической безопасности. Срок окупаемости затрат составляет 5–9 мес. Все реагенты – продукты многотоннажного промышленного производства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Lakatos I., Lakatos-Szabo J. // Progr. Oilfield Chem. / I. Lakatos (Ed.). Smart Fields, Smart Wells and Smart Technologies. 2007. Vol. 7. P. 59–74.
- 2 Боксерман А., Мищенко И. // Технологии ТЭК. 2006. № 8. С. 30–33.
- 3 Максудов Р., Орлов Г., Осипов А. // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36–40.
- 4 Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 424 с.
- 5 Гумерский Х. Х., Жданов С. А., Гомзигов В. К. // Нефт. хоз-во. 2000. № 5. С. 38–40.
- 6 Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П., Зискин Е. А., Малютина Г. С. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 424 с.
- 7 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Усп. химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.
- 8 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Хим. уст. разв. 2001. Т. 9, № 9. С. 331–344.
- 9 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Нефтеотдача. 2002. № 5. С. 28–35.
- 10 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Дорохов В. П., Гусев В. В. // Нефтехимия. 1999. Т. 39, № 1. С. 42–47.
- 11 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Shirgazin R. G. // 66th EAGE Conference & Exhibition “Water Shutoff Technology Employing Gel-Forming Systems”. Paris, France, 2004. 1 CD-ROM. Paper F014.
- 12 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Технологии ТЭК. 2004. Т. 19, № 6 (19). С. 44–50.
- 13 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Технологии ТЭК. 2007. Т. 32, № 1 (32). С. 46–52.
- 14 Ребиндер Р. А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. М.: Наука, 1978. 368 с.
- 15 Папков С. П. Физико-химические основы переработки растворов полимеров. М.: Химия, 1971. 364 с.
- 16 Петропавловский Г. А. Гидрофильные частично замещенные эфиры целлюлозы и их модификация путем химического сшивания. Л.: Наука, 1988. 298 с.
- 17 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A. // Thermoreversible Polymer Gels for Increased Efficiency of Cyclic-Steam Well Treatment. Vienna, Austria, 2006. 1 CD-ROM. 68th EAGE Conference & Exhibition “Opportunities in Marine Areas”. Paper D030.
- 18 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A. // Progress in Mining and Oilfield Chemistry / I. Lakatos (Ed.). Recent Advances in Enhanced Oil and Gas Recovery. 2001. Vol. 3. P. 67–76.
- 19 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A. // Progress in Mining and Oilfield Chemistry / I. Lakatos (Ed.). Focus on Remaining Oil and Gas Reserves. 2003. Vol. 4. P. 117–126.
- 20 Кувшинов В. А., Алтунина Л. К., Шевлюк В. В., Вараксин В. В., Легеза С. Л., Остапенко О. А. // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 2. С. 72–73.