

## Физико-химические технологии с применением гелей, золей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки

Представлены результаты лабораторных исследований, промысловых испытаний и промышленного использования новых физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки, в том числе залежей высоковязких нефтей. В основе технологий лежит концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических интеллектуальных систем – гелей, золей и нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ, сохраняющих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения и регулирования фильтрационных потоков. Опытные-промышленные испытания композиций на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей, в России, Китае, Вьетнаме, Омане и Германии, показали их технологическую эффективность: увеличение коэффициентов нефтевытеснения и охвата пласта при одновременной интенсификации разработки. Масштабное промышленное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности России, расширению ее топливно-энергетической базы.

**Ключевые слова:** увеличение нефтеотдачи, изоляция водопритока, технологии, паротепловое воздействие, высоковязкая нефть, реология, растворы, гели, золи, ПАВ, полимеры.

Запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире, по оценкам экспертов, превышают 1 трлн. тонн и в развитых промышленных странах рассматриваются как существенный резерв добычи нефти. Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая по этому показателю только государствам Ближнего Востока и Венесуэле (Муслимов, 2012; Якуцени и др., 2007). Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет. На долю активных приходится треть всех разведанных запасов, 67% – это трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти – 13 %, малопроницаемые коллекторы – 36 %. В Западной Сибири около 47 % текущих запасов нефти приходится на коллектора с низкой проницаемостью, более 25 % – Волго-Уральской НГП и 19 % – в Тимано-Печорской провинции (Якуцени и др., 2007). Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и дальнейшего увеличения ее добычи необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи (Муслимов, 2012), сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта базовым воздействием и коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки.

В Институте химии нефти СО РАН созданы 8 новых промышленных технологий увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока для месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a; Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б; Алтунина, Кувшинов, 1995; Алтунина и др., 2010; Altunina et al., 2011; Алтунина и др., 2011a; Алтунина и др., 2012; Altunina et al., 2014). Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации нефтевытесняющего флюида, гелей и золей не-

посредственно в пласте (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a). Разработаны физико-химические основы методов увеличения нефтеотдачи с применением химических интеллектуальных систем: гелеобразующих систем и композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ), сохраняющих, саморегулирующих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Алтунина, Кувшинов, 1995). Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти на поздней стадии разработки создана технология чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ, генерирующими непосредственно в пласте  $\text{CO}_2$  и щелочную буферную систему (композиции НИНКА<sup>®</sup>) (Алтунина и др., 2010; Altunina et al., 2011).

Созданы гель-технологии, увеличивающие охват пласта заводнением и паротепловым воздействием. В них используются термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов (Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б). Исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей различных типов для неоднородных пластов с проницаемостью в интервале от 0.01 до 10 мкм<sup>2</sup>. Предложены термотропные гелеобразующие системы: полимерные на основе эфиров целлюлозы и неорганические системы «соль алюминия – карбамид – вода» с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 30-320 °С. С их использованием разработаны пять гель-технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, которые промышленно используются на месторождениях Западной Си-

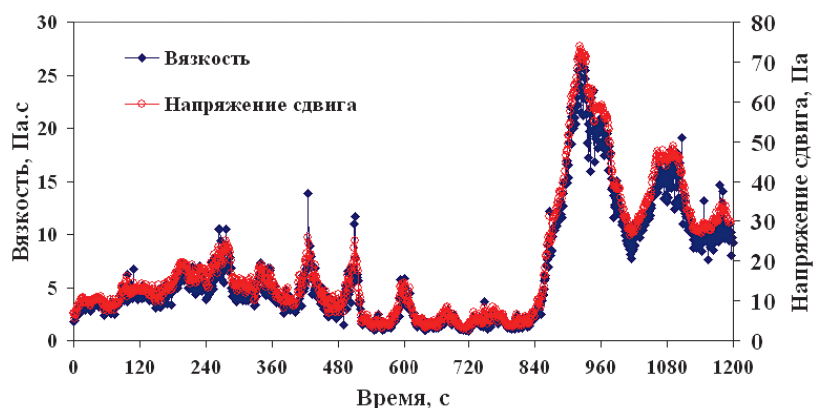


Рис. 1. Изменение вязкости и напряжения сдвига от времени для раствора композиции ГАЛКА®-С на основе системы соль алюминия – карбамид – вода (термостатирование при  $T=150\text{ }^{\circ}\text{C}$  и скорости сдвига  $3\text{ c}^{-1}$ ).

бири и республики Коми (Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a; Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б). Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Гелеобразующую способность термотропных систем изучали путем измерений вязкости и напряжения сдвига с помощью ротационного вискозиметра Haake RheoStress 600 при температуре от 20 до  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлении до 50 атм в динамических условиях (при всестороннем сжатии). При температуре  $100\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$  через определенное время раствор превращается в твердообразный гель коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией и пределом текучести 25–90 Па (Рис. 1, 2).

Величина предела текучести увеличивается с возрастанием скорости нагружения. Вид реологических зависимостей указывает на вязкоупругие свойства гелей. Следует отметить, что в области скоростей сдвига  $0.01\text{--}5\text{ c}^{-1}$  при высоких давлениях, в условиях всестороннего сжатия, напряжение сдвига и вязкость гелей в системах: соль алюминия – карбамид – вода и ЭЦ – вода имеют значения на несколько порядков выше (Рис. 1, 2), чем при атмосферном давлении (Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и

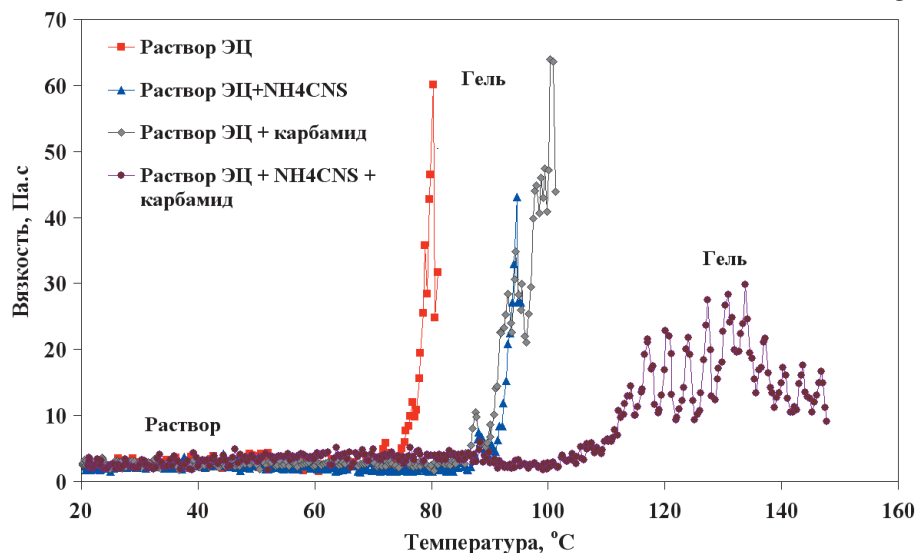


Рис. 2. Изменение вязкости при фазовом переходе раствор – гель для композиций МЕТКА® на основе системы: простой эфир целлюлозы – полимер с нижней критической температурой растворения (НКТП) – вода при скорости сдвига  $3\text{ c}^{-1}$ .

др., 2011б). Добавление к раствору ЭЦ карбамида и роданида аммония приводит к увеличению температуры гелеобразования, при этом действие добавок аддитивно: при совместном введении карбамида и роданида аммония температура гелеобразования может быть выше  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  (Рис. 2) (Алтунина и др., 2011б). Гели устойчивы и сохраняют свои реологические характеристики при высоких температурах – вплоть до  $150\text{--}200\text{ }^{\circ}\text{C}$ . На основании результатов исследования кинетики гелеобразования и реологических характеристик систем: соль алюминия – карбамид – вода – ПАВ и ЭЦ – вода созданы композиции ГАЛКА® и МЕТКА® с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур  $30\text{--}320\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Применение термообратимых полимерных гелей (композиций МЕТКА®) многообразно, они используются в ряде технологий. Так, за 1998–2003 г. проведена закачка композиций МЕТКА® в 382 скважины, дополнительная добыча нефти составила 480 тыс. тонн. Эффективность технологии в среднем 1300 тонн дополнительно добытой нефти на скважино-обработку. Все реагенты – продукты многотоннажного промышленного производства.

В газодобывающих скважинах на Мыльджинском газоконденсатном месторождении испытана технология ликвидации заколонных перетоков воды. В 2006–2007 гг. на 24 скв. месторождений ОАО «Руснефть» проведены работы по ограничению водопритока и ликвидации заколонных перетоков. В 2007 г. успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии на 9 скважинах на месторождениях Ликваер, Джибаль и Далила в Омани. После закачки гелеобразующей композиции снижается обводненность и увеличиваются дебиты по нефти.

На месторождении Ляохэ, КНР, проведены опытно-промышленные испытания технологии ограничения водопритока с применением термообратимых полимерных гелей МЕТКА® при паротепловом воздействии. В 2005–2006 гг. проведена закачка гелеобразующей композиции МЕТКА® в две пароциклические скважины на залежи высоковязкой нефти месторождения Гаошен (часть месторождения Ляохэ).

В ноябре 2005 г. произведена закачка 120 т композиции МЕТКА® и 4400 т пара в пароциклическую скважину Гао3-6-0155, в июне 2006 г. – 110 т композиции МЕТКА® и 3900 тонн пара в скважину Гао3-6-0163 месторождения Гаошен (Рис. 3). После закачки композиции снижается обводненность и увеличиваются дебиты по нефти. Гель-технология с применением композиций МЕТКА® экологически безопасна и экономически эффективна. Ее можно рекомендовать для повышения эффективности паротеплового воздействия, ограничения водопритока на залежах высоковязкой нефти.

Для повышения эффективности системы паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского мес-

торожения за счет селективного ограничения водопритока в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) с применением композиции МЕТКА. С 01.07.2014 г. по 05.08.2014 г. ООО «ОСК» произведена закачка композиции МЕТКА в 5 добывающих скважин: 7185, 6170, 3083, 4243 и 2678. Объем закачки композиции МЕТКА находился в интервале 19-95 м<sup>3</sup>. После закачки композиции МЕТКА наблюдается увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности продукции, например (Рис. 4).

Для увеличения нефтеотдачи месторождений с высоко неоднородными коллекторами на поздней стадии разработки перспективно использовать сочетание гелей и нефтевытесняющих композиций. После изоляции высокопроницаемых обводнившихся пластов путем их блокирования гелем необходимо интенсифицировать фильтрацию жидкости в низкопроницаемом пласте. Поэтому необходима комплексная технология – сначала воздействие гелеобразующей композицией, увеличивающей охват объекта заводнением или паротепловым воздействием, а затем – нефтевытесняющей композицией, интенсифицирующей разработку низкопроницаемого пласта и увеличивающей коэффициент нефтевытеснения.

Для увеличения нефтеотдачи залежей с трудно извлекаемыми запасами, в частности, юрских отложений Западной Сибири и пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, в Институте химии

нефти СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки. В качестве гелеобразующих композиций предложено использовать следующие термотропные системы: неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА® на основе солей алюминия и карбамида; полимерные гелеобразующие композиции МЕТКА на основе простых эфиров целлюлозы и карбамида. В качестве нефтевытесняющих – композиции ИХН-60, ИХН-100 на основе ПАВ и щелочной буферной системы; композиции НИНКА на основе ПАВ, солей аммония и карбамида, образующие CO<sub>2</sub> и щелочную буферную систему непосредственно в пласте; композиции ИХН-ПРО и ГБК с регулируемой вязкостью и щелочностью на основе ПАВ, неорганической буферной системы и многоатомного спирта, совместимые с минерализованными пластовыми водами. Указанные композиции обладают взаимодополняющими составом и физико-химическими свойствами, приводящими к синергетическому усилению их функций.

В ТПП Лангепаснефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 2001 г. на Лас-Еганском и в 2011 г. на Урьевском месторождениях, пласт ЮВ<sub>1</sub>, успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии за-

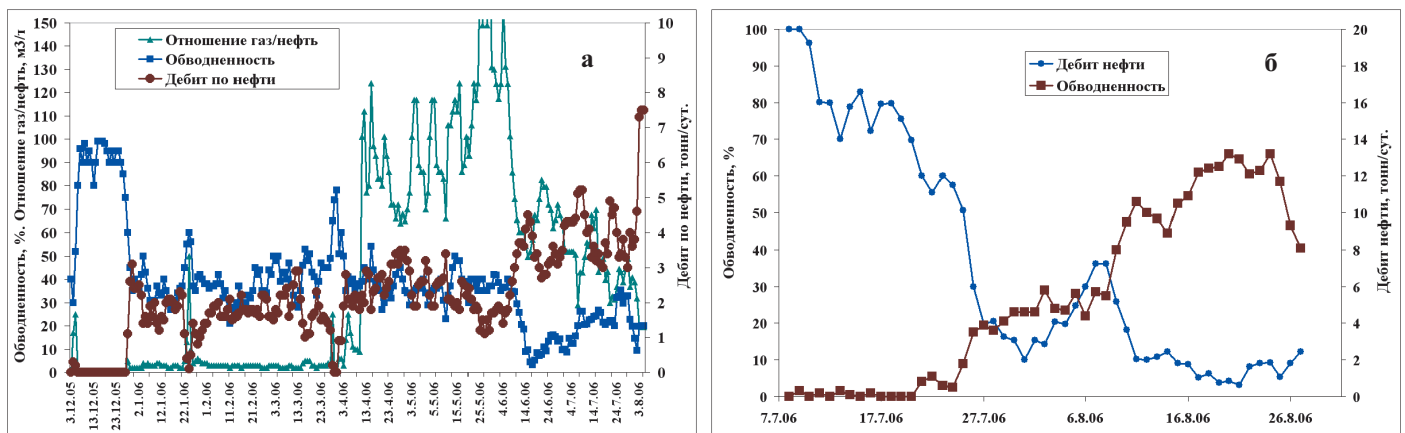


Рис. 3. Характеристики работы пароциклических скважин Gao3-6-0155 (а) и Gao3-6-0163 (б) залежи высоковязкой нефти месторождения Гаошен после закачки композиции МЕТКА® и пара в ноябре 2005 г. и в июне 2006 г., соответственно.

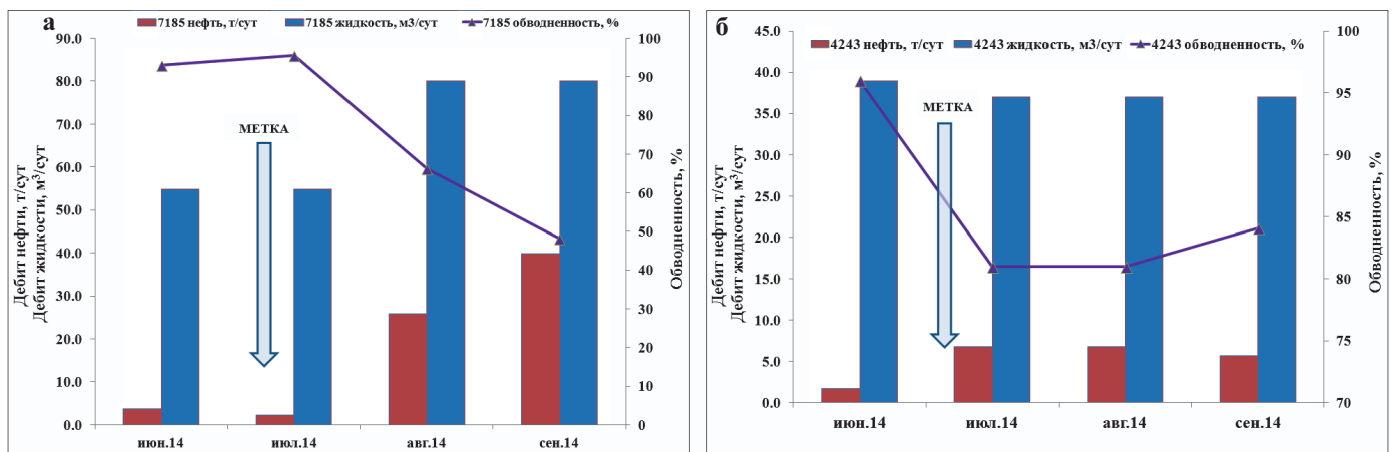


Рис. 4. Результаты ОПР по селективному ограничению водопритока с применением композиции МЕТКА на участке паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в июне – сентябре 2014 г.: увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности продукции.

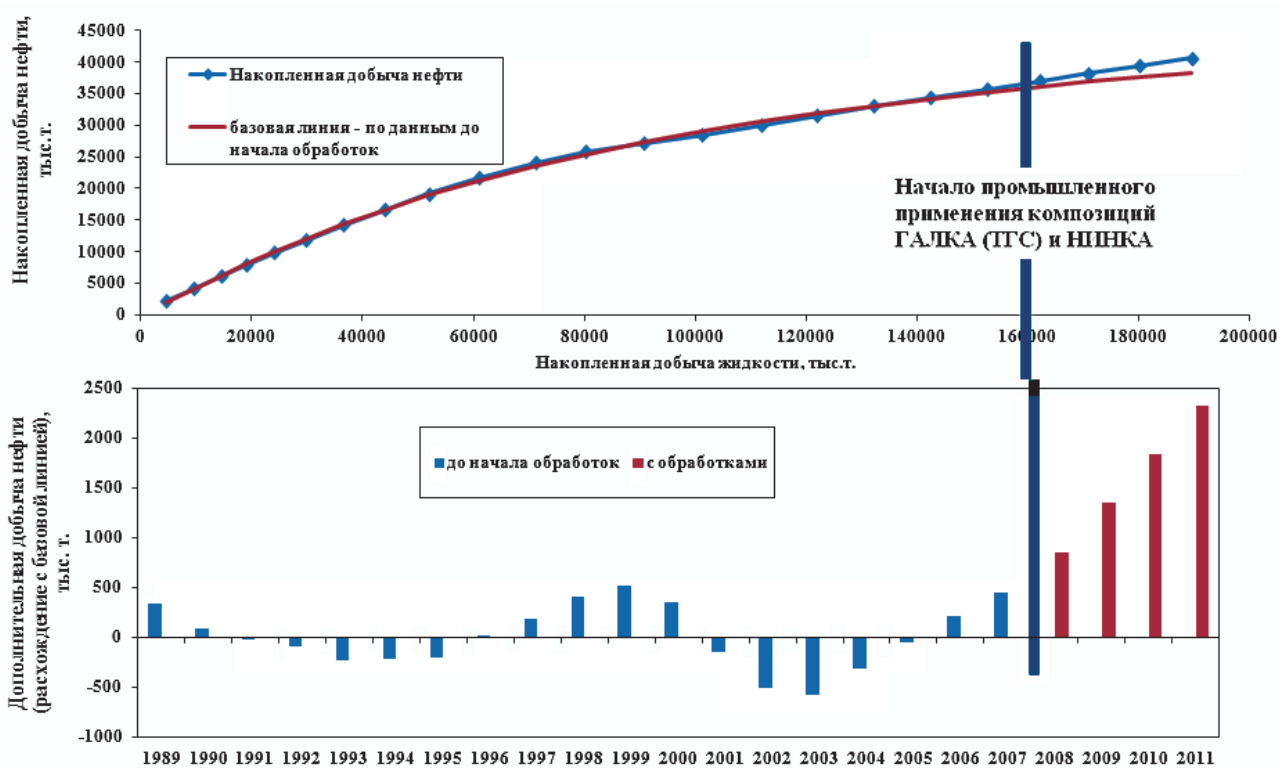


Рис. 5. Анализ эффективности промышленного применения в 2008-2011 гг. технологий повышения нефтеотдачи на Усинском месторождении: увеличение добычи нефти в добывающих скважинах в результате закачки композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® в 41 паронагнетательную скважину.

качки гелеобразующей и нефтewетесняющей композиций. На Лас-Еганском месторождении в 3 нагнетательные скважины произведена закачка композиции ГАЛКА-термогель-У в количестве 6, 10 и 18 т и композиции ИХН-100 в количестве 30, 50 и 48 т. В 2011 г. в ТПП Лангепаснефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на объектах Урьевского месторождения АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub> (участок с 3 нагнетательными и 6 добывающими скважинами) и ЮВ<sub>1</sub> (участок с 9 нагнетательными скважинами), где на всех нагнетательных и добывающих скважинах участка ранее был выполнен ГРП, успешно проведены испытания комплексной технологии последовательной закачки сначала высокоплотного раствора гелеобразующей композиции МЕТКА® для тампонирования нижней части трещин ГРП, а затем нефтewетесняющей композиции ИХН-100 для интенсифика-

ции выработки низкопроницаемой матрицы коллектора меловых и юрских отложений. Результаты анализа промысловых данных показали, что совместное действие композиций приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, подключению низко проницаемых пропластков и интенсификации их разработки, что выражается в снижении обводненности добываемой продукции и увеличению дебитов как по нефти, так и по жидкости эксплуатационных скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными. Так, дополнительная добыча нефти на участке Лас-Еганском месторождения в январе 2001 – октябре 2002 г. составила 4.4 тыс. т (Алтунина, Кувшинов, 2007а; Алтунина и др., 2011а). Технология рекомендована к промышленному применению на месторождениях Западной Сибири.

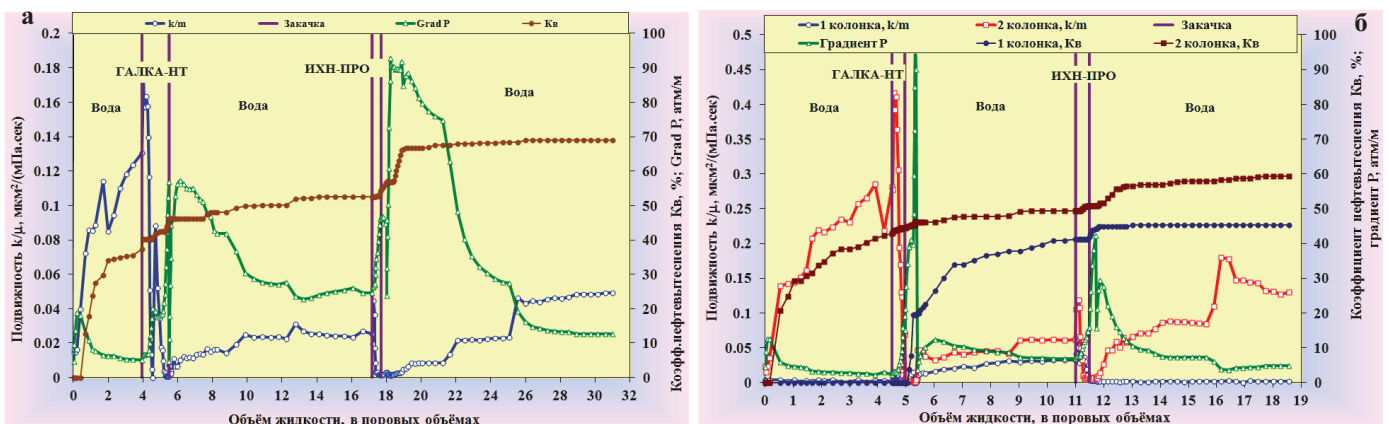


Рис. 6. Влияние закачки композиции ГАЛКА®-HT, образующей золь, и композиции ИХН-ПРО на фильтрационные характеристики (подвижность) и вытеснение нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения из линейной (а) и неоднородной (б) нефтенасыщенных моделей пласта при 20-23 °С. Исходная газовая проницаемость моделей: а – 2.274 мкм<sup>2</sup>; б – 1 колонка – 0.504, 2 – 2.793 мкм<sup>2</sup>.



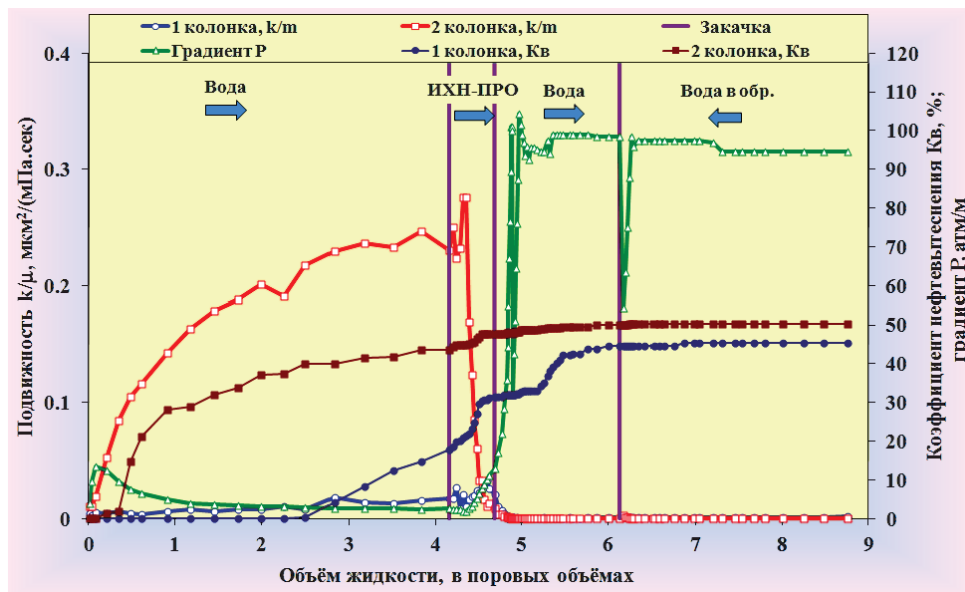


Рис. 7. Влияние закачки композиции ИХН-ПРО на фильтрационные характеристики (подвижность) и вытеснение нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения из неоднородной модели пласта при 23 °С в условиях, моделирующих реагенто-циклическую обработку добывающих скважин по «холодной» технологии. Исходная газопроницаемость: 1 колонка – 0.563 мкм<sup>2</sup>, 2 – 2.653 мкм<sup>2</sup>.

Создана комплексная технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти, добываемой методом паротеплового воздействия, путем закачки композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® (Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина и др., 2010; Алтунина и др., 2011a). В 2009-2011 гг. при площадной закачке пара в 41 паронагнетательную скважину пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения произведена закачка композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® (Рис. 5). Объем закачки каждой композиции составлял 100-220 тонн на скважино-обработку, всего было закачено 7.7 тыс. тонн композиций. После закачки композиций в добывающих скважинах, гидродинамически связанных с нагнетательными, наблюдается увеличение дебитов по нефти на 4-12 тонн/сут., снижение обводненности на 5-20 %. Дополнительная добыча нефти составила около 100.0 тыс. тонн. Технология эффективна для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых и высоко неоднородных коллекторов, на ранней и на поздней стадии разработки месторождений. Общий анализ по годам по всем скважинам показывает эффективность используемых технологий повышения нефтеотдачи (Рис. 5).

ИХН СО РАН для повышения эффективности комплек-

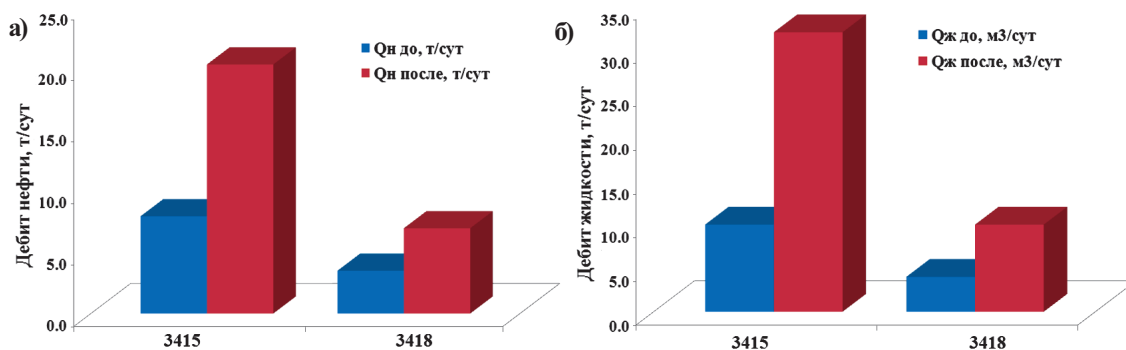


Рис. 8. Результаты ОПР с применением нефтевытесняющей композиции ИХН-ПРО на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти и по жидкости (скв. №№ 3415, 3418).

сного паротеплового и физико-химического воздействия была предложена внутрипластовая термотропная генерация гелей и золь с авторегулируемой вязкостью. Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА®, можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гель). При образовании золя вязкость системы увеличивается в десятки и сотни раз, но система остается подвижной. Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны для перераспределения фильтрационных потоков в любом месте пласта. Для увеличения охвата пласта закачкой пара была предложена градиентная закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА®-С – сначала закачивается менее концентрированная система, образующая в пласте золь, которую можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью доотмыва нефти и перераспределения потоков, а затем более концентрированная система, образующая в пласте гель – неподвижный экран.

Исследование реологических характеристик растворов, золь и гелей композиции ГАЛКА®-С методом ротационной вискозиметрии показало, что при температуре 100-150 °С растворы твердой товарной формы (ТТФ) композиции ГАЛКА®, разбавленные в 8-10 раз, образуют подвижные золи, их вязкость не превышает 500-900 мПа·с, при тех же условиях растворы ТТФ композиции ГАЛКА®, разбавленные в 5 раз, образуют неподвижные гели с вязкостью в интервале 30 000-160 000 мПа·с. В условиях всестороннего сжатия гель является твердообразным телом коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией, с пределом текучести порядка десятков Па.

Паротепловое воздействие является хотя и эффективной, но технологически сложной и высоко затратной системой разработки. Поэтому перспективно применение физико-химических методов без паротеплового воздействия. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия при 20-40 °С, в частности, пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, предлагается использовать золи на основе низкотемператур-

физико-химических методов без паротеплового воздействия. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия при 20-40 °С, в частности, пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, предлагается использовать золи на основе низкотемператур-

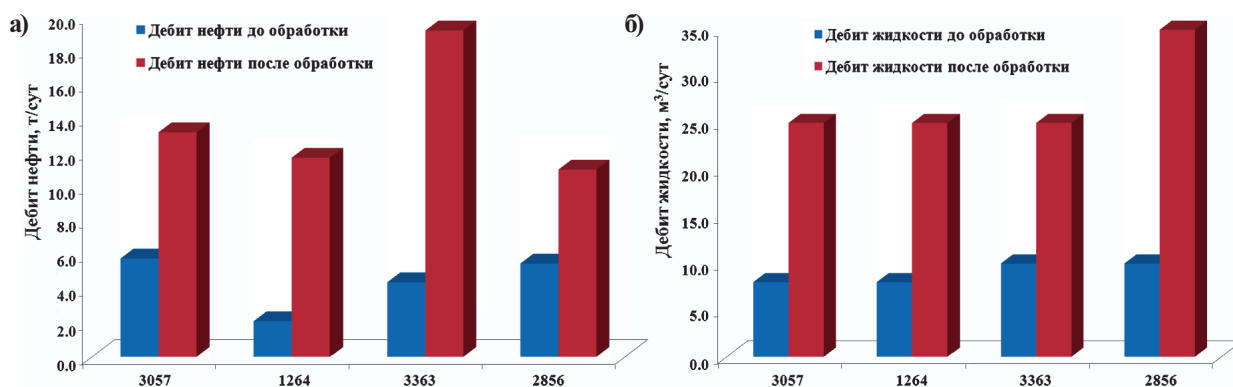


Рис. 9. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК. пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти и по жидкости (скв. №№ 3057, 1264, 3363, 2856).

ной гелеобразующей композиции ГАЛКА®-НТ, а также композиции на основе ПАВ, в которых гидролиз карбамида осуществляется с применением ферментативного катализа (НИНКА®, нетрольная композиция) или композиции ИХН-ПРО.

Проведены лабораторные исследования по созданию подвижных оторочек золь на основе композиции ГАЛКА®-НТ для эффективного вытеснения высоковязкой нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Экспериментально исследованы реологические и фильтрационные характеристики и нефтевытесняющая способность зольей на основе композиции ГАЛКА®-НТ при температуре 20-23 °С на линейных и неоднородных моделях пласта в условиях, моделирующих естественный режим разработки пермо-карбоневой залежи (Рис. 2). Установлено, что использование золь композиции ГАЛКА®-НТ при разработке залежей вязких нефтей с низкой пластовой температурой позволяет повысить эффективность вытеснения нефти не только за счет увеличения охвата пласта, но и за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения. При этом может производиться и градиентная закачка – сначала закачивается менее концентрированная композиция, образующая в пласте золь, который можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью перераспределения потоков и для осуществления поршневого вытеснения нефти, а затем более концентрированная система, образующая в плас-

те гель – неподвижный экран. Разработана компьютерная программа расчета объема подвижных оторочек золь на основе композиции ГАЛКА®-НТ для вытеснения нефти при 20-23 °С, проведен расчет оптимальных объемов композиций и необходимого количества хим. реагентов для проведения работ, составлены схемы закачки композиций и воды.

Последующая закачка одной или нескольких оторочек нефтевытесняющих композиций – ИХН-ПРО, НИНКА® – приводит к дальнейшему доотмыву нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта, при этом достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения (Рис. 6).

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработаны нефтевытесняющие композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью ИХН-ПРО на основе ПАВ, щелочной неорганической буферной системы и многоатомного спирта, имеющие низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С). Композиции ИХН-ПРО имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах от 1.1 до 1.3 кг/м³, вязкость – от десятков до сотен мПа·с. Композиции применимы в интервале температур от 10 до 40 °С, в том числе при естественном режиме разработки залежей высоковязких нефтей. Высокая нефтевытесняющая способность,

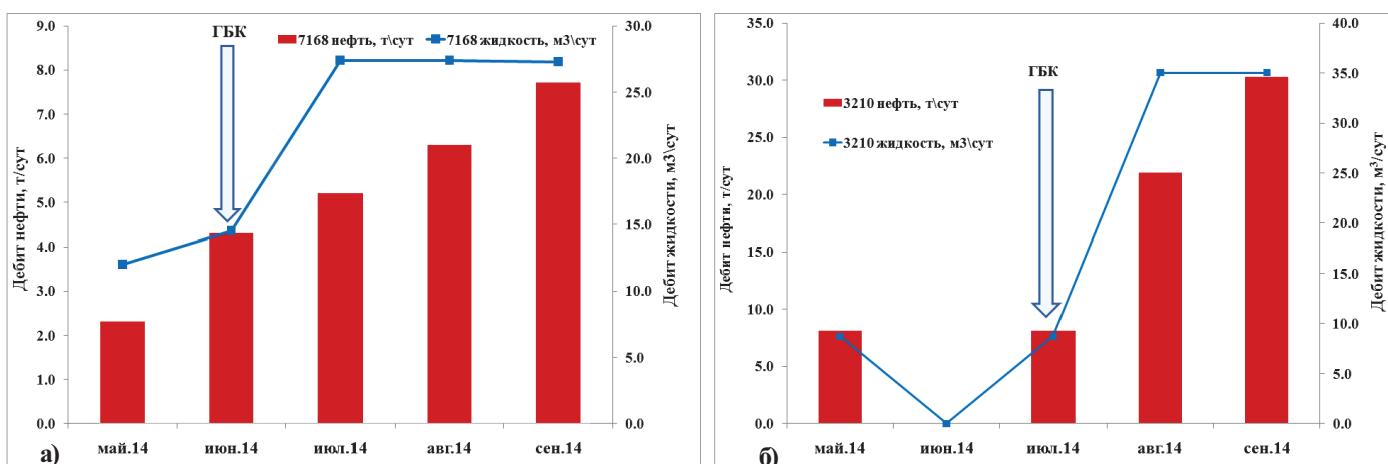


Рис. 10. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения №№ 7168, 3210.

совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта (Рис. 6, 7). Кроме того, закачка подвижных оторочек композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью в нагнетательные скважины может приводить к выравниванию подвижностей вытесняющего агента и нефти, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, выравниванию фронта вытеснения, ограничению прорывов вытесняющего агента в добывающие скважины, увеличению коэффициента охвата пластов воздействием.

Кроме закачки композиций на основе ПАВ в нагнетательные скважины, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия предлагается реагентоциклик (аналогично пароциклике). В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта (Рис. 7).

Разработанные композиции ИХН-ПРО на основе ПАВ могут быть использованы для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не охваченных тепловым воздействием, либо путем закачки в нагнетательные скважины на различных стадиях разработки, в том числе и совместно с гелеобразующими композициями, либо путем закачки в добывающие скважины методом реагентоциклики.

Для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин по жидкости и нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения без паротеплового воздействия в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы с применением композиции ИХН-ПРО. С 30.08.2014 по 27.09.2014 ООО «ОСК» произведена закачка композиции ИХН-ПРО в 4 добывающие скважины: 3415, 3418, 3420 и 527. Объем закачки композиции ИХН-ПРО находился в интервале 24-45.5 м<sup>3</sup>. После закачки композиции ИХН-ПРО наблюдается увеличение дебитов и по нефти, и по жидкости (Рис. 8).

Для интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности добывающих скважин ИХН СО РАН разработана кислотная композиция ГБК. ГБК – нефтывытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру заморозки (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур, от 10 до 130 °С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными

породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

В 2014 г. на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением композиции ГБК. С 29.05.2014 по 26.07.2014 ООО «ОСК» произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважин: 3057, 3065, 3363, 2856, 2948, 7168, 2949, 2804, 3210 и 2927. Объем закачки композиции ГБК находился в интервале 30-50 м<sup>3</sup>, объем концентрата композиции ГБК – 9-15 м<sup>3</sup>. После закачки композиции ГБК наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5 – 14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости – на 15-25 м<sup>3</sup>/сут. (Рис. 9-10).

Масштабное промышленное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта базовым воздействием и коэффициент нефтывытеснения при одновременной интенсификации разработки, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического региона, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности России, расширению ее топливно-энергетической базы.

Работа выполнена при поддержке ФСП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование» в рамках мероприятия 1.3 Программы, Соглашение № 14.607.21.0022 от 05.06.2014.

## Литература

- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008a. V. 63. №1. P. 37-48.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery. *Oil & Gas Journal Russia*. 2008b. 5 (18). P. 64-72.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014. P. 10-11.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. CD-ROM. Paper A13. 11 p.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. № 6. С. 68-75.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И., Урсегов С. Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012. №7. С. 44-51.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами. *Технологии ТЭК*. 2007а. № 1 (32). С. 46-52.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. 1995.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). *Успехи химии*. 2007б. Т. 76. № 10. С. 1034-1052.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Залежи с труд-



ноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи. *Oil&Gas Journal Russia*. 2011a. № 6. С. 110-116.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи. *Химия в интересах устойчивого развития*. 2011b. № 19. №2. С. 127-136.

Муслимов Р.Х. России нужна новая стратегия освоения месторождений – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Матер. Межд. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2012. С. 4-9.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2007 (2). С. 1-11.

## Сведения об авторах

*Алтунина Любовь Константиновна* – доктор технических наук, профессор, директор Института химии нефти СО РАН, заслуженный деятель науки РФ

*Кувшинов Владимир Александрович* – кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник Института химии нефти Сибирского отделения РАН

*Кувшинов Иван Владимирович* – ведущий программист Института химии нефти СО РАН

Томск 634021 (Россия), пр. Академический, 4.

Тел: (3822) 491 623, 491 146, e-mail: alk@ipc.tsc.ru

## Gels, Sols and Surfactant Compounds Applied for Enhanced Oil Recovery at the Late Stage of Development

*L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov*

*Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia., e-mail: alk@ipc.tsc.ru*

**Abstract.** The article shows the results of laboratory tests, field tests and commercial use of new physical and chemical methods for enhanced oil recovery at the late stage of development, including high-viscosity oil. Technology is based on the following concept. Reservoir energy or injected heat transfer agent generates in the reservoir chemical intelligent systems - gels, sols and oil-displacing surfactant compounds that prolong set of properties favorable for oil displacement and control of filtration flow. Technological efficiency of such compositions is proven in the deposits with oil difficult to recover in Russia, China, Vietnam, Oman and Germany. Oil displacement efficiency and sweep efficiency are increased with simultaneous intensification of development. Application of new integrated technologies for enhanced oil recovery at industrial scale will contribute to the development of oil industry, expansion of fuel and energy base in Russia.

**Keywords:** enhanced oil recovery, water influx shutoff, technologies, steam treatment, high-viscosity oil, rheology, solutions, gels, surfactants, polymers.

### References

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008a. V. 63. №1. P. 37-48.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery. *Oil & Gas Journal Russia*. 2008b. 5 (18). P. 64-72.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21<sup>st</sup> World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014. P. 10-11.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. CD-ROM. Paper A13. 11 p.

Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Kompozitsii PAV dlya effektivnogo paroteplovogo vozdeystviya na plast [Surfactant compositions for efficient thermal-steam-stimulation]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. № 6. Pp. 68-75.

Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Ursegov S. Kompozitsii dlya uvelicheniya nefteotdachi zalezhey vysokovязkikh neftey [Compositions for enhanced high-viscosity oil reservoirs]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012. №7. Pp. 44-51.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi zalezhey vysokovязkikh neftey fiziko-khimicheskimi metodami [Improved high-viscosity oil recovery by using physicochemical methods]. *Tekhnologii TEK* [Energy technologies]. 2007a. № 1 (32). Pp. 46-52.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV [EOR by surfactant composition]. Novosibirsk: «Nauka» Publ. 1995.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov neftyanykh mestorozhdeniy [Enhanced oil recovery physicochemical methods]. *Uspekhi khimii* [Russian Chemical Reviews]. 2007b. V. 76. № 10. Pp. 1034-1052.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Zalezhi s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Kompleksnaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi [Deposits with hard to recover reservoirs. Complex technology of enhanced oil recovery]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2011a. № 6. Pp. 110-116.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A. Termoobratimye polimernye geli dlya uvelicheniya nefteotdachi [Thermoreversible polymer gels for enhanced oil recovery]. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya* [Chemistry for Sustainable Development]. 2011b. № 19. № 2. Pp. 127-136.

Muslimov R.Kh. Rossii nuzhna novaya strategiya osvoeniya mestorozhdeniy – optimizatsiya dobychi i maksimizatsiya KIN [Russia needs a new strategy of oil fields development – production optimization and maximization of EOR]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Vysokovязkie nefi i prirodnye bitumy: problemy i povysenie effektivnost razvedki i razrabotki mestorozhdeniy»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Heavy oil and natural bitumen: problems and improvement of exploration and development efficiency»]. Kazan: «FEN» Publ. 2012. Pp. 4-9.

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dinamika doli otnositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefi v obschem balance [Dynamics of relative content of reserves difficult to recover in overall balance]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology. Theory and practice]. 2007 (2). Pp. 1-11.

### Information about authors

*Lyubov' Altunina* – Doctor of Technical Sciences, Professor, Director of the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the RAS

*Vladimir Kuvshinov* – Candidate of Chemical Sciences, Leading researcher

*Ivan Kuvshinov* – Leading software engineer  
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the RAS

634021 Russia, Tomsk, Akademicheskii av., 4.

Tel: (3822) 491 623, 491 146