



Любовь Алтунина, д.т.н., проф., директор Института химии нефти СО РАН

Владимир Кувшинов, к.х.н., ведущий научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти ИХН СО РАН

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕВЫТЭСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ЩЕЛОЧНОСТЬЮ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН

Развитие нефтедобывающей отрасли России сопровождается последовательным совершенствованием технологий нефтеизвлечения. В последнее время все более актуальными становятся задачи применения новых методов эффективного воздействия на пласты с целью увеличения нефтеотдачи. К сожалению, последние десятилетия характеризуются тенденцией снижения среднего проектного коэффициента нефтеотдачи, который составляет сегодня около 36%. Как отмечалось на коллегии Минэнерго РФ 24 октября 2001 года, посвященной проблемам применения в нефтяных компаниях современных технологий по повышению нефтеотдачи пластов, эта величина могла бы быть еще меньше (около 34%), если бы на месторождениях применялись только обычные технологии заводнения. Дополнительный прирост нефтеотдачи (около 2%) достигнут за счет применения нефтяными компаниями методов увеличения нефтеотдачи. При благоприятных условиях применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России уже в ближайшее время может существенно повлиять на развитие нефтяной промышленности, обеспечивая дополнительный прирост извлекаемых запасов и текущей добычи нефти как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых месторождениях.

В ходе развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи отчетливо прослеживается тенденция наделять нефтевытесняющий флюид элементами саморегулирования, позволяющими ему длительное время сохранять свои функции в пласте. В ИХН СО РАН реализован один из вариантов этой тенденции, основанный на представлениях о нефтевытесняющем флюиде как физико-химической системы, обладающей отрицательной обратной связью. Эти представления были положены в основу разработки физико-химических принципов подбора композиций ПАВ с учетом термодинамических и кинетических параметров системы нефть—порода—водная фаза, влияющих на вытеснение нефти из пористой среды. Предложено использовать щелочные буферные системы с максимумом буферной емкости в интервале 9,0–10,5 ед. рН для обеспечения отрицательной обратной связи в нефтевытесняющих композициях ИХН, позволяющей им сохранять, саморегулировать комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [1–6].

Выбор щелочных буферных систем обусловлен важной ролью физико-химических процессов с участием гидроксил-ионов в механизме вытеснения нефти из капиллярно-пористой среды пласта водными растворами ПАВ. К числу таких взаимодействий относятся реакции нейтрализации кислотных групп, омыление сложноэфирных связей, депротонирование донорных гетероатомов гетероатомных соединений неф-

ти, ассоциация гидроксил-ионов с ароматическими фрагментами молекул нефтяных компонентов, влияние на структуру воды и, тем самым, на гидрофобное связывание, на конформационную подвижность гидрофобных частей ПАВ. В результате этих взаимодействий снижается межфазное натяжение и межфазная вязкость на границе нефть—вода, увеличивается смачиваемость водой породы коллектора и уменьшаются потери ПАВ вследствие адсорбции на породе [1–3].

Наиболее перспективны для промышленного применения на месторождениях Западной Сибири композиции ИХН на основе ПАВ и аммиачной буферной системы, образуемой аммиаком и аммиачной селитрой — дешевыми промышленными продуктами, имеющими практически неограниченную сырьевую базу. Отличительная особенность композиций ИХН состоит в том, что их компоненты являются составной частью геохимических циклов азота, углерода и кислорода. Это обеспечивает их экологическую приемлемость и многофункциональность: компоненты служат источником питания аборигенной пластовой микрофлоры, естественными индикаторами-трассерами фильтрационных потоков в залежи и др.

Для закачки в зимнее время в северных районах предложены низкозастывающие композиции ИХН-60 и ИХН-100 — маловязкие, пожаробезопасные жидкости с температурой замерзания $-33 \div -55$ °С. Композиции ИХН обеспечивают прирост коэффициента вытеснения на 10–20%, снижают набухаемость глин, дезмульгируют водонефтяные эмульсии. Они могут применяться в широком интервале пластовых температур и пластовых вод, при разработке низкопроницаемых и неоднородных пластов. В процессе вытеснения нефти композициями ИХН подвижность фильтруемой жидкости возрастает в 3–7 раз, что указывает на возможность значительного увеличения приемистости нагнетательных скважин при проведении обработки призабойной зоны пласта. Удельные потери ПАВ (адсорбция) на керновом материале при вытеснении нефти составляют 0,2–0,6 мг/г [1].

ИХН СО РАН совместно с СибНИИНП разработана технология обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин с применением композиций ИХН в целях интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, основанная на способности композиций ИХН снижать фильтрационные сопротивления в призабойных зонах скважин, уменьшать остаточную нефтенасыщенность, снижать набухаемость глин (глинистого цемента коллектора, фильтрата бурового раствора), деструктурировать межфазные слои на границе нефть—порода—вода. Технология применима в различных геолого-физических условиях месторождений, для пластов с температурой 20–120 °С, проницаемостью 0,005–



0.500 мкм², причем наибольший эффект достигается для низкопроницаемых неоднородных коллекторов, в частности, юрских и меловых отложений, типичных для Западной Сибири. Такая технология используется для:

- увеличения приемистости нагнетательных скважин;
- освоения скважин под нагнетание воды после бурения или отработки на нефть;
- проведения работ по перестрелу продуктивной толщи пласта, дополнительной перфорации (дострелу) пропластков в нагнетательных скважинах, освоения скважин, переведенных под закачку воды на другие горизонты.

Для ОПЗ применялись композиции ИХН на основе ПАВ и щелочных буферных систем — аммиачной и боратной. По результатам применения на месторождениях Западной Сибири наиболее технологичными оказались композиции ИХН-60 и ИХН-100 на основе ПАВ и аммиачной буферной системы. ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ» начало промышленный выпуск композиции ИХН-100 (ТУ 2458-058-17197708-01), полученной на основе поверхностно-активных веществ, солей аммония и аммиачной воды с массовой долей основного вещества 50%. Композиции поставляются железнодорожными цистернами. Физико-химические свойства композиций ИХН-100 приведены в табл. 1.

Физико-химические свойства композиций ИХН-100

Параметр	Значение параметра
Плотность, кг/м ³ , при 20°С	1050-1070
Вязкость, МПа_с, при 20°С	2.8-4.3
при 50°С	1.6-3.0
Водородный показатель, рН	10.5
Межфазное натяжение на границе с нефтью, мН/м, при 20°С	0.2
Температура помутнения, °С	> 100
Температура замерзания, °С	минус 33 — минус 55

Технология предусматривает периодическую обработку призабойных зон скважин композициями ИХН в объеме 3-10 м³ композиции на 1 метр нефтенасыщенной толщины пласта. Возможна закачка композиций ИХН через КНС. В результате ОПЗ нагнетательных скважин, находящихся в зонах с низкими коллекторскими свойствами, или низкопродуктивного месторождения в целом, увеличивается приемистость и охват пласта заводнением. Периодичность обработок обеспечивает под-

держание достигнутого оптимального уровня закачки воды и отбора жидкости. Добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательными, реагируют снижением обводненности продукции и увеличением дебитов нефти. В Западной Сибири проведено более 160 обработок призабойных зон скважин композициями ИХН.

За период 1984-1987 гг. на месторождениях ПО «Томскнефть» было проведено 128 обработок призабойных зон в 119 нагнетательных скважинах, в одной скважине проведена трехкратная и в трех — двухкратная ОПЗ. По результатам были проведены предварительные и приемочные испытания технологии. Основные результаты по предварительным испытаниям приведены в табл. 2. Успешность ОПЗ составила 82,2%, среднее увеличение приемистости нагнетательных скважин — 67%, продолжительность эффекта — от 2,5 до 16 месяцев. После проведения ОПЗ композициями ИХН наблюдалось подключение к разработке ранее не работающих интервалов пласта. Так, в скважине юрской залежи до и после ОПЗ композицией ИХН-100 были построены профили приемистости по результатам измерения с РГД-4. До обработки пласт принимал воду только в интервале 2611-2611,6 м, работающая мощность пласта составляла 0,6 м, приемистость 48 м³/сут. После закачки 13 м³ композиции ИХН-100 начали принимать воду 2 интервала: 2611-2612,8 м и 2615,4-2615,8 м, суммарная работающая толщина увеличилась и стала равной 2,2 м при том же давлении нагнетания, при этом приемистость увеличилась с 48 до 320 м³/сут.

Опытный участок для проведения приемочных испытаний был выбран СибНИИИП и ПО «Томскнефть» в районе нагнетательных скважин пласта А₁, который близок к изолированному. Приемочные испытания подтвердили результаты, полученные при предварительных испытаниях. Оценка технологической эффективности ОПЗ с учетом влияния на окружающие добывающие скважины показала, что за счет проведения ОПЗ дополнительно закачано 165,2 тыс м³ воды и извлечено 104,0 тыс. т нефти. Изменение характеристик вытеснения после проведения ОПЗ композициями ИХН указывает на возможность увеличения нефтеотдачи. Это может быть достигнуто поддержанием новой характеристики вытеснения путем периодических ОПЗ нагнетательных скважин, при этом компенсация отбора жидкости закачкой должна соответствовать проектной.

Технология обработки призабойных зон скважин композициями ИХН с целью интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи была

Анализ результатов применения композиций ИХН для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин на месторождениях ПО «Томскнефть» за 1984-87 гг.

Год обработки	Наименование	Кол-во скв.	Успешность, %	Суммарная закачка, м ³		Прирост закачки, м ³ /сут		Приемистость средняя, м ³ /сут.	
				до обр.	после обр.	по всем скв.	по одной скв.	до обр.	после обр.
1984	Промысловые данные	2	100	450	494	44	22	225	247
1984	Итого:	2	100	450	494	44	22	225	247
1985	Геофизические данные	14	78	1482	3025	1543	110	106	216
1985	Промысловые данные	12	91	1712	3032	1320	110	143	253
1985	Данные УПНП и КРС	7	86	749	1390	641	92	107	199
1985	Итого:	33	85	1314	2482	1168	104	118	223
1986	Геофизические данные	18	61	1609	2792.5	1183.5	65.8	89	155
1986	Промысловые данные	52	69.2	5148	6831	1683	32.4	99	131.4
1986	Данные УПНП и КРС	48	95.8	5320	11193	5873	122	110	233.2
1986	Итого:	118	75.3	4026	6939	2913	73.4	99	173
1987	Геофизические данные	3	100	116	384	268	89	39	123
1987	Промысловые данные	17	71	4655	5491	836	49	274	323
1987	Данные УПНП и КРС	19	88	3401	5477	2077	109	179	288
1987	Итого:	39	86.3	2724	3784	1060	82	164	245
1984-87гг	Совместные данные (геофиз, пром, УПНП)			1220	2335.5	1115.5	79.7	87	166.8
1984-87гг	Геофизические данные	35	79.7	3207	6101.5	2894.5	82.7	91.6	164.7
1984-87гг	Промысловые данные	83	77.1	11515	15354	4883	58.8	132.1	235.8
1984-87гг	Данные УПНП и КРС	74	89.9	9470	18060	8590	116.1	127.9	240.1
1984-87гг	Итого:	119	82.2	8064	13205	5141.5	86.6	127.3	213.5

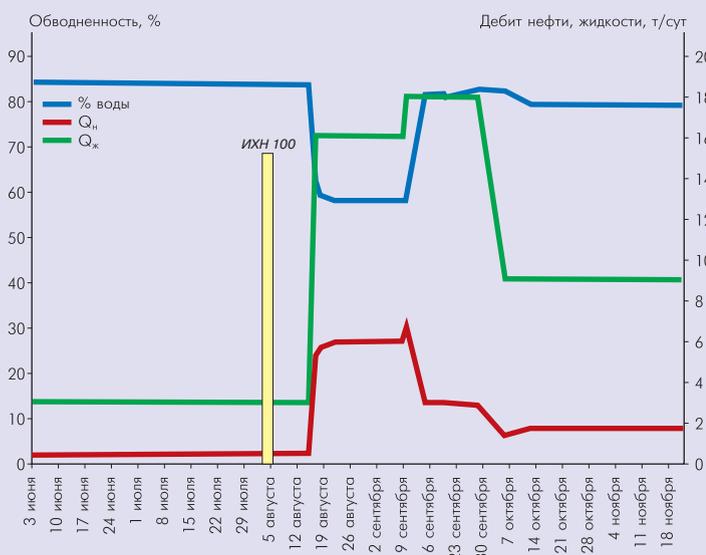


Рис. 1

Результаты закачки композиции ИХН-100 в нагнетательную скважину залежи юрских отложений (реакция добывающей скважины)

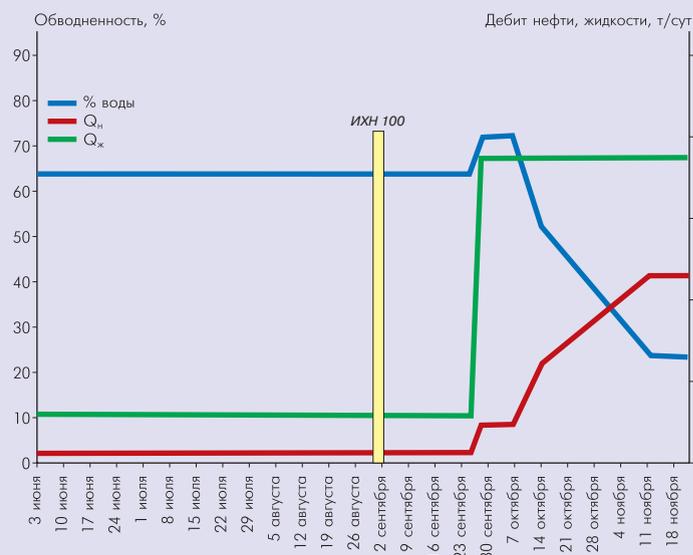


Рис. 2

Реакция добывающей скважины на закачку композиции ИХН-100 в нагнетательную скважину на залежи юрских отложений

сдана Ведомственной комиссии и рекомендована к промышленному использованию, выпущен руководящий документ РД 39-0148070-258-88Р. В августе-ноябре 2000 г. проведены опытно-промышленные работы с использованием композиций ИХН-100 для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи на нагнетательных и добывающих скважинах месторождений ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз». Закачка композиции ИХН-100 в нагнетательную скважину юрских отложений привела к увеличению приемистости от 40 м³/сут. максимально до 620 м³/сут., затем был поставлен штуцер диаметром 5 мм и в настоящее время скважина работает с приемистостью 230 м³/сут. со штуцером. Добывающая скважина, гидродинамически связанная с нагнетательной, реагирует увеличением дебитов нефти и снижением обводненности (Рис. 1). По двум другим нагнетательным скважинам юрских отложений до закачки композиций ИХН-100 были проведены кислотные обработки, поэтому увеличение приемистости было существенно меньше, однако добывающие скважины (см. например, Рис. 2) также отреагировали на закачку увеличением дебитов нефти и снижением обводненности.

При закачке композиции ИХН-100 в добывающую скважину юрских отложений наблюдалось увеличение приемистости по агрегату от 48 м³/сут. при 160 атм до 290 м³/сут. при 140 атм. Через трое суток после выдержки скважина была запущена в эксплуатацию и работает ЭЦН с дебитом 12 м³/сут.

Таким образом, применение композиций ИХН для ОПЗ скважин с целью увеличения приемистости, интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи технологически эффективно и экономически целесообразно. Срок окупаемости затрат 6-10 месяцев. Композиции ИХН рекомендуется применять и в комплексных технологиях увеличения нефтеотдачи для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов: сначала осуществляется воздействие потокоотклоняющими композициями, увеличивающими охват объекта заводнением, а затем нефтевытесняющими композициями, интенсифицирующими разработку. Технологии позволяют эффективно перераспределять фильтрационные потоки пластовых флюидов и вовлекать в разработку пласты, ранее не охваченные заводнением.

Литература

- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ, Наука, Новосибирск, 1995.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием композиций на основе ПАВ: работы Института химии нефти СО РАН / Российский химический журнал, т. 39, № 5, с. 16-24, 1995.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. The Role of Heteroatomic Oil Compounds in the Formation of Oil — Water Boundary Layer. / Abstracts of 18th International Meeting on Organic Geochemistry. Maastricht. The Netherlands. — 1997. — D26. — p. 795 -796.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Боксерман А.А., Полковников В.В. Повышение нефтеотдачи путем внутрислоистой генерации систем с регулируемой вязкостью и щелочностью. / Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Ежегодник -М., Всерос. нефтегаз. науч.-исслед.институт, 1997, с. 222 — 235.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. 2001, № 9, с. 331 — 344.
- Altunina L.K. and Kuvshinov V.A. Evolution Tendencies of Physico-Chemical EOR Methods. — Proceedings of EUROPEC European Petroleum Conference Integrated Reservoir Management: «How Intergarion is Breaking Barriers and Adding Value», 24-25 October 2000, Paris, France, p. 515 — 523.