

На рис. 5 показаны кривые потерь от конденсации, испарения и суммарные потери при исследованных давлениях на второй ступени сепарации и давлении 0,8 МПа на первой ступени для технологий с рециркуляцией газа и без рециркуляции. Из приведенных данных следует, что потери от испарения возрастают при использовании технологии с рециркуляцией газа, в то время как потери от конденсации значительно уменьшаются. Следовательно, для исключения потерь углеводородов из резервуаров в системе сбора и подготовки нефти следует использовать различные приемы их герметизации, например, систему улавливания легких фракций.

Главные преимущества технологии сепарации нефти с рециркуляцией газа при давлении $P_1 = 0,6$ МПа и $P_2 = 0,102$ МПа представлены в табл. 3.

Таблица 3. Технологические показатели и характеристика разгазированной нефти

Параметры	Технология	
	с рециркуляцией газа	без рециркуляции газа
Выход нефти, кг/ч	142 886	142 450
Суммарные потери, кмоль/ч	3,78	13,55
Вязкость нефти, сП	3,41	3,64
Молекулярная масса нефти	190,1	191,4
Плотность нефти, кг/м ³	834,7	835,4

Из приведенных данных следует, что выход разгазированной нефти увеличивается, значительно уменьшаются общие потери углеводородов за счет сокращения потерь от конденсации, вязкость, плотность и молекулярная масса нефти уменьшаются, т.е. она приобретает более ценные потребительские свойства.

Используя результаты моделирования, можно оперативно оценить изменение количества и качества разгазированной нефти и величины потерь углеводородов для любого состава сырой нефти и различных условий сепарации при внедрении технологии двухступенчатой сепарации нефти с рециркуляцией газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тронов В.П., Сахобудинов Р.З., Закиев Ф.А., Ибрагимов Н.М. // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 1. — С. 57–59.
2. Фаттахов Р.Б., Тронов В.П. // РНТС Нефтепромышленное дело. — 1992. — Вып. 9. — С. 6–9.

Thermodynamic modelling two-phase oil and gas separation process was produced by HYSYS programme. Preferences were demonstrated for used technology of second stage separation gas recycling.

УДК 622.323

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

В.В. ФИЛИН, Л.К. АЛТУНИНА, В.А. КУВШИНОВ, В.В. ВАЛЕВСКИЙ

В работе рассмотрено влияние на продолжительность физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения таких факторов, как пуски-остановки скважин и обработки их призабойных зон, циклическое заводнение продуктивных пластов и др. Предлагается расчёты экономической эффективности применения новых технологий увеличения нефтеизвлечения осуществлять с учётом этих факторов.

Лабораторные эксперименты, промысловые испытания и широкое внедрение новых технологий повышения нефтеизвлечения доказали их высокую эффективность. Лабораторные исследования новых технологий проводились либо на образцах кернов [10, 15, 20, 32], либо на моделях (имитирующих пластовые системы), созданных из естественных материалов (дезинтегрированные керны терригенных и карбонатных пород, кварцевый песок, искусственно сцементированные образцы породы и др.) [1, 5, 10, 11, 32], либо на моделях трещиновато-пористых сред, выполненных из искусственных материалов (оргстекло, спеченный стеклянный порошок и др.) [15, 16, 32]. В последнем случае пластовая система имитировалась, чаще всего, единичной трещиной с ее постоянным раскрытием. В качестве фильтрующихся составов использовались пластовые жидкости, суспензии и полимер-дисперсные системы (ПДС), водные растворы полимеров, гелеобразующие композиции (ГОК), эмульсионные и эмульсионно-дисперсные составы на основе углеводородного сырья (ЭПДС), полимер-гелевые системы (ПГС) и др. В подавляющем большинстве лабораторных экспериментов фильтрационные процессы изучаются при постоянных перепадах давления. Вырабатываемые, на основе этих экспериментов, технологии промышленного испытания и применения физико-химических МУН (ФХ МУН)

также предусматривают закачку композиций и составов в пластовые системы при постоянных давлениях, в пределах 10% от рабочего давления в нагнетательных линиях промысловых трубопроводов. В работах [2,6,7,9,11,17,18,21] указывается, что продолжительность действия новых технологий составляет 1–26 и более месяцев. При этом ни в перечисленных работах, ни в других 23 рассмотренных статьях и монографиях, вышедших в свет в 2000–2003 гг. на эту тему, не показано влияние производственно-технических факторов (остановки-запуски скважин, связанные с их капитальным и текущим ремонтами и ремонтами нагнетательных трубопроводов КНС, цикличность заводнения и др.) на эффективность той или иной технологии повышения нефтеизвлечения (физико-химические методы увеличения нефтеотдачи – ФХ МУН). Исключение составляют только специализированные публикации, посвященные оценке эффективности МУН, например [8,12,32,33], и в которых либо перечисляются параметры работающих скважин и некоторые факторы, влияющие на их режимы работы; либо оценка осуществляется в привязке к сугубо конкретным геологическим условиям залежи.

В ОАО "Юганскнефтегаз" (НК "ЮКОС") ФХ МУН применялись в течение почти 15 лет на 18-ти нефтяных месторождениях [2,3,19,22]. Подавляющее большинство этих месторождений находится на заключительной стадии разработки и на всех месторождениях применяется искусственное заводнение. В продуктивные пласты, представленные в основном, песчаниками и алевролитами, закачивались такие составы и композиции, как "Гивпан", сшитые полимерные системы (СПС) и большеобъемные гелевые системы (БГС) на основе ПАА, ПГС "Темпоскрин", ГОК "Галка" и др. При закачке композиций и составов использовались передвижные установки отечественного и зарубежного производства УПГР-ГОС, УПХР-2, DUC-20, BJ Services – 115 и др., имевшие системы мониторинга, обеспечивающие считывание и запись технологического процесса. Перед проведением работ на выбранных участках проводились геофизические, гидродинамические и индикаторные исследования скважин. В частности, индикаторными исследованиями (Герасименко Ю.В., Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Шадымухамедов С.А. и др., "ЮганскНИПИнефть" и УФ "ЮганскНИПИнефть") зафиксированы скорости фильтрации от 25–30 до 300–400 м/сут. Индикаторные исследования велись также в ходе опытно-промышленных закачек и после них.

Испытаниям и широкому применению ФХ МУН предшествовали, в течении длительного времени, такие гидродинамические МУН, как повышение пластового давления (p_n), циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков путём переключения рядов нагнетательных скважин блочного заводнения, а также комбинирование этих методов. При циклическом заводнении величина рпл изменялась в пределах от +18,5% до – 16,2% от начального пластового. Изменение направлений фильтрационных потоков производилось как с одновременным изменением пластовых давлений (аналог циклического заводнения), так и без него. Изучение последствий гидродинамических МУН позволило выдвинуть гипотезу о переформировании структуры порового пространства продуктивных пластов в ходе их разработки [25–27]. Переформирование структуры порового пространства пластов в ходе разработки нефтяных месторождений подтверждаются микроскопическими исследованиями керна материала [4]. Вторичное состояние порового пространства должно быть учтено как в лабораторных экспериментах (раскрытие и смыкание трещин при изменениях давления нагнетания), так и при проведении опытно-промышленных испытаний той или иной композиции (состава). Эти же исследования [25–27] легли в основу изобретения способа разработки нефтяных месторождений [29].

На рис. 1 представлены данные по 12 нефтяным месторождениям ОАО "Юганскнефтегаз" о влиянии таких факторов, как остановки-запуски скважин, обусловленные различными технико-технологическими причинами, обработки ПЗП, гидродинамические МУН на длительность действия новых технологий. Анализу подвергалось 6–28 и более скважин экспериментальных участков месторождений. Всего было проанализировано 2042 скважины. Дозэкспериментальный период работы анализируемых скважин рассматривался за 1,5–2,2 года. Предыстория того или иного месторождения, связанная с изменениями систем их разработки, рассматривалась в течение всех предшествующих закачкам композиций (составов) стадий разработки. За базу сравнения принята средняя обводненность продукции совокупности скважин экспериментальных участков месторождений, но при этом учитывалась и обводненность продукции каждой скважины этих участков. При достижении обводненности продукции доэкспериментального уровня, такая скважина исключалась из анализа общего количества скважин рассматриваемого участка. Эти данные представлены в работе [28]. В этой же работе приведены усреднённые данные о продолжительности эффекта совокупности различных композиций в зависимости от количества воздействий производственно-технических факторов (ПТФ).

Из приводимых на рис. 1 данных следует, что наибольшей продолжительностью эффекта и стойкостью к воздействию отрицательных факторов обладают БГС и СПС. Но их объёмы, закачиваемые в продуктивные пласты, в 18–40 раз превосходят количества других закачиваемых композиций (составов). По-видимому, при прочих равных условиях, большие объёмы закачиваемых составов требуют и большего времени на их возможную деструкцию и потерю закупоривающихся свойств. В этих условиях превалирующими становятся стоимостной, природно-климатический (морозостойчивость компонентов и композиций из них; необходимость остановок работы скважин на время структурообразования композиций в зимний период и др.) и организационно-технический (наличие спецтехники для приготовления составов и возможность их доставки к месту использования; наличие требуемых, для данных геологических условий, компонентов композиций, прочность и техническая исправность конструкции скважин и нагнетательных трубопроводов и другие) факторы. Из анализа работ [2,3,7,9,12–14,17,18,32,33 и др.] следует, что при средних приросте добычи нефти на 12–29% и снижении обводненности добываемой продукции на 8–18% от применения ФХ МУН, их экономически целесообразными являются сроки действия (продолжительность эффекта) не менее 3,5–4,5 месяцев при соответствующей конъюнктуре нефтяного рынка. Эти данные совпадают с результатами 4х–6ти воздействий ПТФ,

приводимых на рис. 1 и в работе [28]. Изначально более высоковязкие (БГС, СПС и др.) и содержащие мелкодисперсные частицы (ПГС, ПДС, ЭПДС и др.) составы интенсивнее реагируют на соляно-кислотные (СКО), комплексные (КОПЗП) и циклические (ЦКО) (соляная, фтористоводородная кислоты, ПАВ) обработки ПЗП, проводимые перед закачкой. При возрастании количества предшествующих обработок от 0–1 до 6–7 продолжительность эффекта композиций и составов увеличивается в 1,9–2,8 раза (рис. 1, г). При этом отличается [19] меньшее количество приостановок закачек БГС, СПС, ПДС и др. и продавливание их водой в глубь пласта.

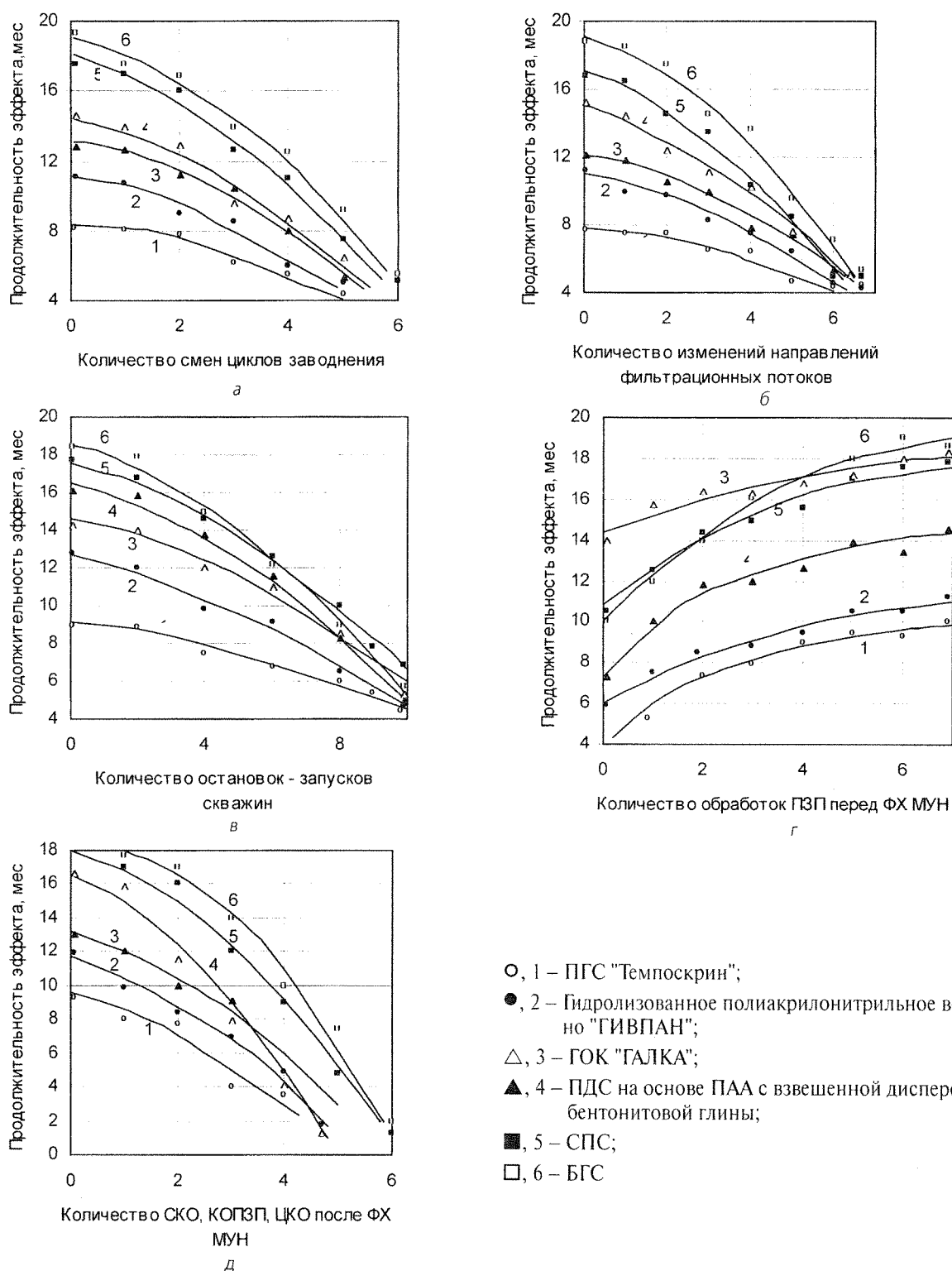


Рис. 1. Изменения эффективности новых технологий нефтеизвлечения от производственно-технических факторов

По-видимому, предшествующие закачкам композиций и составов, кислотные обработки способствуют более глубокому проникновению этих составов в поровое пространство пласта. Нами было также отмечено, что и продолжительность действия составов и композиций, и их эффективность (прирост добычи нефти, снижение обводнённости продукции) существенно возрастают после предварительных кислотных обработок в сочетании с принудительной очисткой ПЗП от продуктов реакции [30]. Изначально менее вязкие композиции (например, ГОК ГАЛКА и др.) и не содержащие мелкодисперсных частиц менее интенсивно реагируют на кислотные обработки, предшествующие ФХ МУН. Прирост их продолжительности эффекта составляет 1,3–1,6 раза (рис. 1, з).

Картина явлений меняется наоборот в случаях кислотных обработок после применения ФХ МУН – продолжительность эффекта любых из рассмотренных композиций и составов существенно уменьшается (рис. 1, д). В ряде случаев (иногда до 5% скважин) отмечается увеличение обводнённости продукции до первоначального уровня и более сразу после применения 1–2 кислотных обработок [19]. Вероятно, кислотные обработки в сочетании с периодическими закачками воды при продавливании составов и композиций в глубь пласта, изменяющиеся при этом давления нагнетания жидкостей, а также интенсификация добычи продукции приводят к формированию новых каналов движения пластовых и закачиваемых вод. В формировании новых каналов движения воды принимают также участие и деструкция композиций и составов под действием кислоты, и изменения как структуры, так и фазовой проницаемости пористой среды, и изменения смачиваемости этой среды и т.п. процессы. Механизм этих процессов, физико-химическая сущность их протекания имеют сложный характер и недостаточно полно изучены [1,3,4,8,14,15,20,24,32], но тем не менее, полученные результаты позволяют учитывать их при проектировании разработки нефтяных месторождений с применением ФХ МУН, потокоотклоняющих технологий, методов интенсификации добычи нефти, снижения водопитока в скважины.

На рис. 2. представлены результаты исследования совместного влияния на дебит нефти и обводнённость продукции ФХ МУН и вышеперечисленных гидродинамических воздействий (помимо обычного стационарного искусственного заводнения).

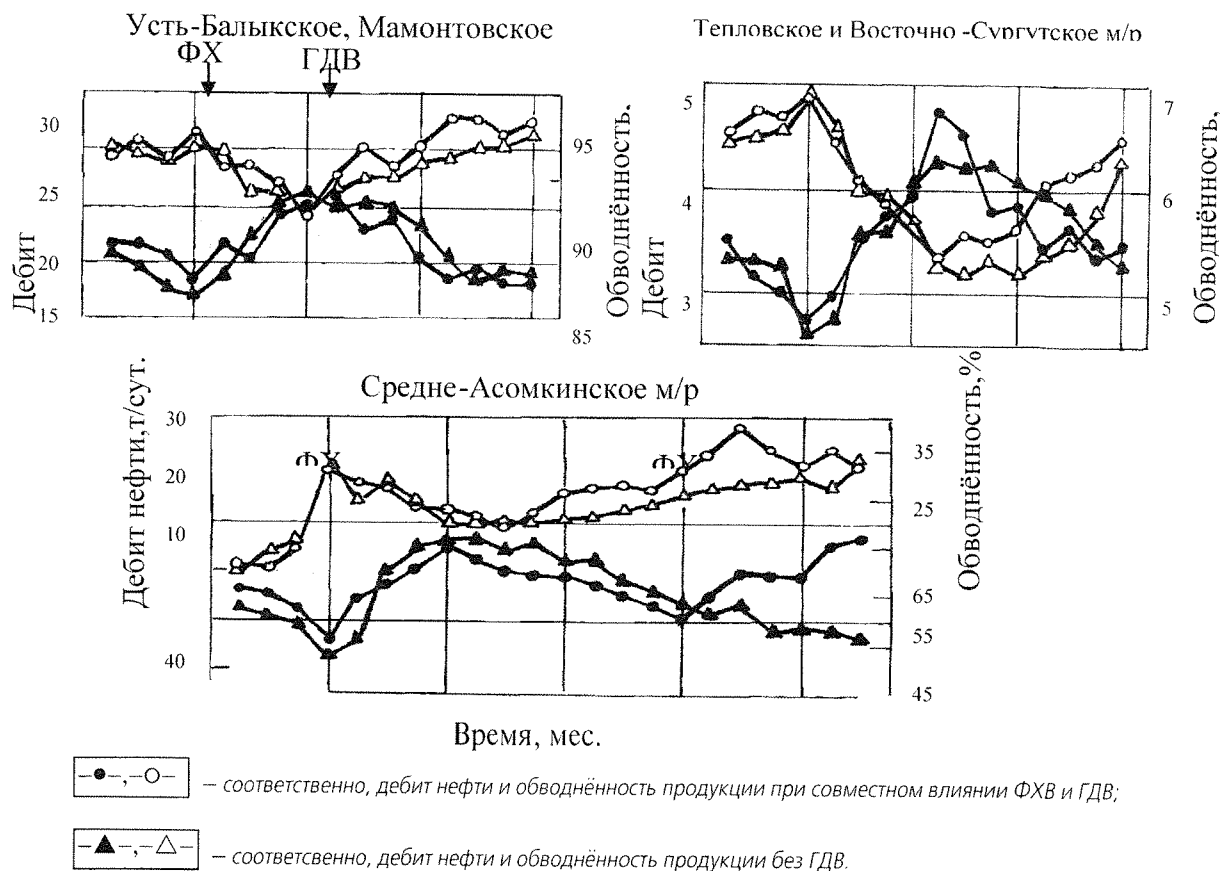


Рис. 2. Изменение показателей разработки от влияния физико-химических (ФХВ) и гидродинамических (ГДВ) воздействий на продуктивные пласты

Результаты опытно-промышленных испытаний новых технологий увеличения нефтеизвлечения, проводившиеся на экспериментальных участках разных месторождений нами были совмещены во времени с гидродинамическими воздействиями на пластовые системы, осуществлявшиеся в те же периоды, в соответствии с действующими проектными системами разработки. Анализ также подвергались результаты применения ФХ МУН на тех же месторождениях.

ях, но на участках, где отсутствовали гидродинамические воздействия. При анализе сопоставлялись участки месторождений, имеющие близкие значения фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Представленные на рис. 1, 2 и в работе [28] данные показывают, что и характер изменений продолжительности того или иного ФХ МУН, и их интенсивность от воздействий ПТФ имеют идентичный вид. Это позволяет осуществить оценку продолжительности эффекта любого из применяющихся ФХ МУН в безразмерных единицах (рис. 3–5).

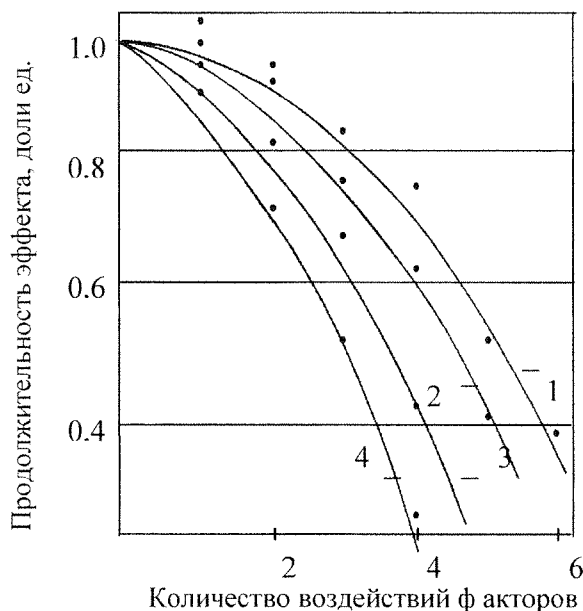
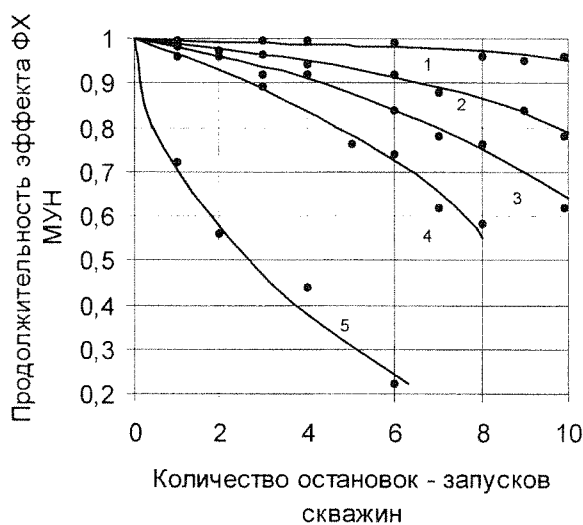


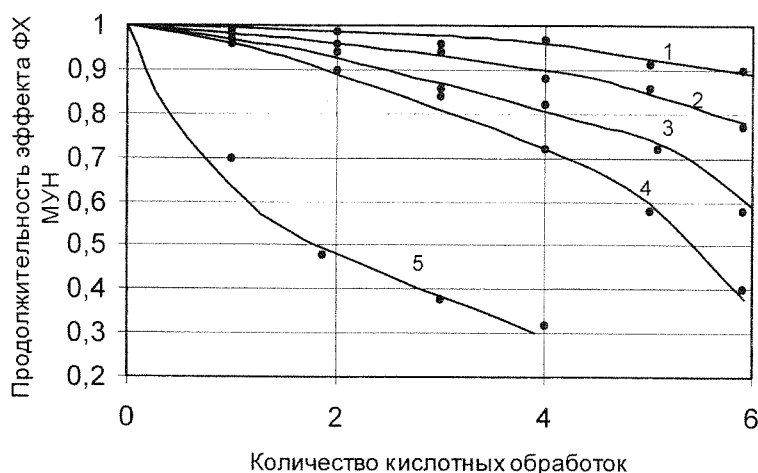
Рис. 3. Эффективность ФХ МУН при циклическом заводнении с различной амплитудой изменения пластового давления
1, 2, 3, 4 – амплитуды, соответственно $\pm 5, \pm 10, \pm 15, \pm 18\%$ от величины начального пластового давления

Совокупность данных, приводимых на рис. 1–4 была подвергнута ер анализу, результаты которого показали следующее.



1 – Текущие и профилактические ремонты устьевого оборудования скважин, кустовых замерных установок, выкидных линий и систем сбора продукции; 2 – Текущие и капитальные ремонты скважин (ТикРС) с применением жидкости глушения, обеспечивающей противо-
водавление на пласт $P_{пл}$ на 3–5 % больше пластового давления $P_{пл}$ [$P_{пл} = (1,03...1,05)P_{пл}$]; 3 – ТикРС при $P_{пл} = (1,06...1,08)P_{пл}$;
4 – ТикРС при $P_{пл} = (1,09...1,12)P_{пл}$; 5 – КРС с принудительной закачкой жидкости глушения с устья скважины и поглощения жидкости
глушения

Рис. 4. Изменения продолжительности эффекта ФХ МУН от остановок запусков скважин



1 — соляно-кислотные ванны; 2 — простые соляно-кислотные обработки; 3 — комбинированные (HCl + HF) кислотные обработки; 4 — комплексные (HCl + ПАВ + Нефрас + HF + ПАВ) кислотные обработки (КОПЗП); 5 — циклические (HCl + ПАВ + HF + ПАВ) обработки (ЦКО)

Рис. 5. Изменения продолжительности эффекта ФХ МУН от видов кислотных обработок ПЗП после воздействия на пласт композициями (составами) увеличения нефтеотдачи

При этом за значение 1,0 принималось максимальное средне-статистическое время, которое было отмечено на том или ином месторождении (участке) при проведении опытно-промышленного эксперимента по закачке той или иной композиции (состава) при котором воздействия ПТФ были минимальными (единичными). Например, для ПГС "Темпоскрин" это время составляло 7–9 мес., для ГОК ГАЛКА — 14–18 мес., "Гивпан" — 5–8 мес. и т.д. Очевидно, что полное отсутствие влияния ПТФ, а также правильный подбор закачиваемой композиции или состава к конкретным геолого-промысловым условиям [10,13,14,17,24,31,32] могут обеспечить продолжительность эффекта большую, чем средне-статистическая.

Наибольшему количеству гидродинамических воздействий и их максимальной интенсивности подвергались Усть-Балыкское и Мамонтовское месторождения, которые разрабатываются, соответственно, с 1964 и 1967 г.г. Промежуточное положение по количеству и интенсивности гидродинамических воздействий занимают Тепловское, Южно-Сургутское, Восточно-Сургутское месторождения (разрабатываются, соответственно с 1978, 1976 и 1987 г.г.). Наименьшее количество гидродинамических воздействий произведено на Средне-Асомкинском месторождении (Фаинская группа), которое разрабатывается с 1989 г. Причём, на первых пяти месторождениях были применены практически все известные методы гидродинамических воздействий, продолжительность которых исчислялась годами, и с амплитудой изменения рпл, указанной выше. На Средне-Асомкинском и др. месторождениях Фаинской группы имели место только единичные, экспериментальные увеличения рпл на 5–9% с целью повышения дебитов. В настоящее время на большинстве месторождений осуществлён переход работы цехов ППД с циклического на стационарный режим заводнения.

Из данных рис. 2 следует, что чем больше гидродинамических воздействий предшествовало ФХ МУН, тем интенсивнее снижается эффект закачек ГОК, ПДС и др. составов в случаях повторения этих воздействий или совместного применения того и другого МУН. Причём, без гидродинамических воздействий продолжительность действия ФХ МУН существенно увеличивается. Учитывая результаты исследований [4,25–27], влияние изменений $r_{пл}$ при циклическом заводнении на эффективность ФХ МУН, по-видимому, заключается в следующем.

При увеличении $r_{пл}$ происходит и увеличение раскрытости естественных трещин горной породы и системы трещин, образовавшейся при бурении скважин и развившейся в ходе разработки месторождения. При этом, сформировавшаяся структура композиции или состава "отлипает" (отрывается) от стенок трещин, освобождая канал для прорыва закачиваемой воды. Движущаяся вода разрушает структуру закачанного состава и вымывает его из порового пространства. В продукции скважин увеличивается содержание закачанного состава и индикаторной жидкости, если при этом проводились трассерные исследования. В течение следующей части цикла снижение рпл приводит к частичному смыканию трещин. При определённом значении $r_{пл}$ объём трещин, обусловленный соответствующей степенью их раскрытости, становится сопоставимым с объёмом, оставшегося в поровом пространстве, состава. Фильтрационные каналы вновь становятся перекрытыми и эффект воздействия ФХ МУН продолжается. Последующее понижение $r_{пл}$, обусловленное продолжением полуцикла заводнения, приводит к столь значительному смыканию порового пространства под воздействием налегающей толщи горных пород, что дебиты скважин по жидкости уменьшаются на 22–36%, а по отдельным участкам — на 42%. Вероятно, в этих условиях структуры, оставшейся в поровом пространстве части составов и композиций, претерпевают значительные физические изменения. Последующее увеличение $r_{пл}$, обусловленное следующим циклом заводнения приводит к росту дебитов скважин по жидкости, но прирост доли нефти существенно ниже или полностью отсутствует. При этом необходимо учесть, что рассматриваемый цикл заводнения по времени его протекания, может совпадать со средними сроками "жизни" составов и композиций.

Аналогичная картина наблюдается в связи с остановками и пусками скважин (рис.1, 2, 4). Эти операции наиболее часто обусловлены текущими и капитальными ремонтами скважин, скважинного и устьевого оборудования, систем промышленного транспорта продукции скважин. Глушение скважины на месторождения ОАО "Юганскнефтегаз" осуществляется преимущественно водными растворами NaCl и CaCl₂. В ряде случаев плотность этих растворов создаёт противодавление столба жидкости на пласт на 8–12% больше величины пластового давления. На некоторых месторождениях отмечаются поглощения жидкости глушения при промывках скважин уже при противодавлениях на пласт на 2–4% превышающих гидростатическое. В определённых аварийных ситуациях длины НКТ, находящихся в скважине, не хватает для полноценной замены менее плотной жидкости на более плотную и тогда в скважину принудительно, т.е. под высоким давлением закачивается необходимое количество жидкости глушения. Такие операции и поглощения приводят к двойным отрицательным последствиям. Во-первых, в призабойной зоне скважин происходят изменения фазовых проницаемостей для нефти и воды и оттеснение нефти в глубь пласта. Как показывает практика разработки месторождений, в этих случаях вызов притока жидкости и выведение скважин на требуемый режим по дебиту нефти может продолжаться 12–18 и более суток, что, естественно, снижает оценку эффективности ФХ МУН. Во-вторых, при достаточно высоких давлениях принудительной закачки жидкости глушения в продуктивных пластах происходят процессы, идентичные вышеописанному при циклическом заводнении.

Совокупность данных, приводимых на рис.1–5 была подвергнута дисперсионному анализу, результаты которого показали следующее.

Наибольшее влияние на продолжительность эффекта закачиваемых композиций и составов оказывают такие ПТФ и их сочетания, как смена циклов заводнения; изменения направлений фильтрационных потоков; соляно-кислотные и комплексные глиноокислотные обработки ПЗП после ФХ МУН (отношение дисперсий $\Theta = 26,7\text{--}65,1$, что значительно больше значений критерия Фишера $F = 2,4\text{--}3,0$ при вероятности $P = 0,95$). В несколько меньшей степени на продолжительность эффекта ФХ МУН влияют такие ПТФ и их сочетания, как изменения направлений фильтрационных потоков; остановки – запуски скважин; обработки ПЗП, предшествовавшие ФХ МУН ($\Theta = 13,3\text{--}18,1 > F = 1,7\text{--}3$ при $P = 0,95$). Примечательным является тот факт, что равноценное интегральное воздействие всех рассмотренных ПТФ на продолжительность эффекта ФХ МУН сводит эту продолжительность до практически незначимой величины 1,5–2,0 мес. ($\Theta = 1,68 \approx F = 1,7$ при $P = 0,95$). По-видимому, это и служит причиной малоэффективного применения некоторых ФХ МУН на ряде нефтяных месторождений различных регионов [11, 13, 14, 18, 31 и др.]. При проведении анализа было отмечено также, что и на продолжительность эффекта ФХ МУН и на прирост нефтеизвлечения влияют длительность разработки месторождения и его стадия; интенсивность ГДВ, предшествовавших и имеющих место в момент применения ФХ МУН; интенсивность закачки композиций (составов) в продуктивные пласты и объёмы этих композиций в момент времени, соответствующий той или иной величине пластового давления при циклическом заводнении.

Таким образом, наибольшей эффективности воздействия ФХ МУН как по длительности воздействия, так и по интенсивности можно достичь при применении этих методов без перечисленных методов, а также минимизацией количества остановок действующих скважин и КСКО, КОПЗП, ЦКО, проводимых после применения ФХ МУН. Расчёты экономической эффективности применения ФХ МУН должны осуществляться с учётом влияния рассмотренных факторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Гель-технологии для увеличения охвата тепловым воздействием залежей высоковязких нефтей // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. IV научно-производственная конференция. – Сб. докладов. – Самара, 2001. – С. 36–40.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Работы института химии нефти СО РАН в области физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 2-й научно-практической конференции. – Томск: SST, 2001. – С. 4–6.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Гель-технологии увеличения нефтеотдачи пластов института химии нефти СО РАН // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. – Сб. докладов – Самара, 2002. – С. 59–62.
4. Буков О., Питкевич В. Керн богат информацией. Применение комплексных литолого-петрофизических исследований керна для обоснования эффективной нефтенасыщенности и уточнения фильтрационных характеристик пласта БС4-5 Приразломного месторождения // Вестник инжинирингового центра "ЮКОС". – М.: Изд. Дом "Нефть и капитал". – 2001. – № 1. – С. 12–19.
5. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Газизов А.А. Повышение нефтеотдачи обводненных карбонатных пластов модифицированными полимердисперсными системами // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: материалы 2-й научно-практической конференции. – Томск: SST, 2001. – С. 23–25.
6. Глебов А.В., Жуков В.А., Ширгазин Р.Г. Промышленное внедрение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Лангепасской группе месторождений НК "ЛУКОЙЛ" // Добыча, подготовка и транспорт нефти и газа: Материалы 2-й научно-практической конференции. – Томск: SST, 2001. – С. 13–14.
7. Гумерский Х.Х., Шахвердиев А.Х. Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки залежей. // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. – Сб. докладов. – Самара, 2002. – С. 16–19.
8. Дорошенко А.А., Бодрягин А.В., Митрофанов А.Д., Куприянов Ю.Д. Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении на основе дискретно-непрерывного моделирования // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. докладов IV научно-производственной конференции. – Самара, 2001. – С. 21–24.

9. Дябин А.Г., Кан В.А., Соловьёв Е.В. Результаты внедрения приоритетных технологий ОАО РМНТК "Нефтеотдача" по повышению нефтеотдачи на объектах с трудноизвлекаемыми запасами ОАО "Нижневартовскнефтегаз" // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 74–78.
10. Зайнетдинов Т.И., Телин А.Г., Шишкова Л.В. Новые композиции глинистых дисперсных систем для регулирования проницаемости неоднородных пластов // Нефтепромысловое дело. — 1995. — № 8. — С. 31–38.
11. Казакова Л.В., Южанинов П.М., Миков А.И., Кашбиев Г.Г. Опыт применения потокоотклоняющих гидрофобных эмульсионных составов для увеличения нефтеотдачи высокообводненных коллекторов // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 2-й научно-практической конференции. — Томск: SST, 2001. — С. 16–17.
12. Катеев М.В., Аганин В.Ф., Попков В.И. и др. Повышение эффективности разработки однородных водоплавающих пластов // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 93–97.
13. Манырин В.Н., Кабо В.Я., Ковалева Г.А., Шарипов Р.Ш. Результаты реализации РПК "ОТО Продакшн лтд" новых технологий повышения нефтегазоотдачи пластов в различных нефтегазодобывающих районах России // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. докладов IV научно-производственной конференции. — Самара, 2001. — С. 10–13.
14. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л.Сургучёв, А.Т.Горбунов, Д.П.Забродин и др. — М.: Недра, 1991. — 347 с.: ил.
15. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтеотдачи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. — Уфа.: Гилем. — 1999. — С. 241–246.
16. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. — М.: Недра. — 1972. — С. 106–109.
17. Мишарин В.А., Булатов Р.А. и др. Результаты применения полимерных технологий на Лянторском месторождении // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 39–43.
18. Муслимов Р.Х., Шакиров А.Н., Исмагилов О.З., Землянская С.Г., Николаев В.И. Анализ технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов по объектам ЗАО "Татнефтеотдача" // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. докладов V научно-производственной конференции. — Самара, 2002. — С. 44–48.
19. Основные направления деятельности и технологии // Годовые отчёты ООО "Нефтехимсервис". — г. Нефтеюганск, ОАО НК "ЮКОС", ОАО "Юганскнефтегаз". — 1998, 1999, 2000, 2001.
20. Палий П.А., Швецов И.А. Исследования фильтрации малоконцентрированных суспензий через пористые среды / Тр. Гипровостокнефть. — 1974. — С. 65–75.
21. Праведников Н.К., Маслянец Ю.В., Вахитов Г.Г. и др. Направления развития технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации работы скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 20–23.
22. Промышленное использование гель-технологий с применением композиций ГАЛКА для увеличения нефтеотдачи на месторождениях НК "ЮКОС" / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Телин — Томск, Уфа, 2001.
23. Сафонов Е.Н., Лозин Е.В., Алмаев Р.Х. Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях Башкоркостана // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 29–31.
24. Телин А.Н. Сделать правильный выбор. О приоритетах при подборе химических методов увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений // Вестник инженерингового центра "ЮКОС". — М.: Изд. дом "Нефть и Капитал", 2001. — № 1. — С. 5–8.
25. Филин В.В. О формировании и развитии вторичной трещиноватости горных пород в процессе разработки нефтяных месторождений // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. — Тр. Всероссийской науч.-технич. конференции. В 2-х т. — Альметьевск: ЛНИ — ОАО "Татнефть", 2001. — т.1. — С. 87–92.
26. Филин В.В. О возможности прогнозирования и регулирования фильтрационных потоков при вытеснении нефти полимерными композициями // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции. В 2-х т. — Томск: SST, 2000. — т. 2. — С. 5–8.
27. Филин В.В., Степасюк А.В. Современные перемещения земной поверхности при добыче нефти в условиях циклического заводнения // Проблемы геологии и освоения недр: Тр.V Международного науч. симпозиума студентов, аспирантов, молодых учёных. — Томск: SST, 2001. — С. 387–388.
28. Филин В.В. Влияние на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно-технических факторов // Науч.-технич. журнал "Интервал. Передовые нефтегазовые технологии". — 2003. — № 4. — С. 57–60.
29. Филин В.В. Способ разработки месторождения. — Патент РФ. — А.С.2205944.
30. Филин В.В. О комплексе подготовительных работ в скважинах при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 2ой науч.-практической конференции. — Томск: SST, 2001. — С. 48–50.
31. Хисамов Р.С., Смирнов С.Р., Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. и др. Технологические основы совершенствования методов заводнения на поздней стадии разработки месторождений с применением физико-химических методов ПНП // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. докладов IV научно-производственной конференции. — Самара, 2001. — С. 14–20.
32. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. — Самара.: Российское представительство АК "ОТО Продакшн лтд". — 2000. — С. 109–121.
33. Яковлев С.А., Кашапов Х.З., Валеева Г.Х., Землянский В.В. Оценка фактической эффективности применения МУН, осуществлённых силами ОАО "ТН-Нефтехимсервис" на месторождениях ОАО "Татнефть" // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. V науч.-производ. конференция. — Сб. докладов. — Самара, 2002. — С. 147–148.