

На правах рукописи

Ленченкова Любовь Евгеньевна

**Повышение эффективности выработки  
трудноизвлекаемых запасов нефти физико-химическими  
методами**

Специальность 25.00.17 –

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Уфа 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете

Научный консультант: доктор геолого-минералогических наук, профессор  
Токарев М.А.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
Горбунов А.Т.

доктор технических наук, профессор  
Дияшев Р.Н.

доктор геолого-минералогических наук, профессор  
Лозин Е.В.

Ведущее предприятие: ОАО «Гипровостокнефть»

Защита состоится 15 марта 2002 года в 10<sup>30</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Автореферат разослан \_\_\_\_\_ 2002 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
д-р техн. наук, доцент

Матвеев Ю.Г.



## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность проблемы**

Обеспечение полноты выработки углеводородного сырья из недр относится к одной из наиболее актуальных задач нефтяной промышленности.

Как известно, современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется осложнением условий разработки нефтяных месторождений, определяющим фактором которого, наряду с известной диспропорцией между подготовкой запасов нефти и их извлечением, является существенное ухудшение их структуры, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Последнее обусловлено как вступлением большого числа высокопродуктивных залежей и месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся интенсивным снижением добычи нефти и резким ростом обводненности, так и неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку. Подавляющая часть этих месторождений находится на поздней стадии разработки, большая часть остаточных запасов нефти по ним относится к трудноизвлекаемым (низкопроницаемые пласты небольшой толщины, подгазовые залежи, высоковязкие нефти и т.д.).

Вводимые в разработку новые залежи и месторождения приурочены к коллекторам низкой проницаемости, характеризуются сложным строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон, повышенной вязкостью нефти.

Извлечение остаточных или вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов нефти связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и эксплуатации скважин. Как правило, разработка этих запасов с применением традиционных технологий заводнения характе-

ризуется низкими темпами добычи нефти и коэффициентами ее извлечения из пласта.

Аналогичная ситуация характерна для нефтяной отрасли не только нашей страны, но и многих ведущих компаний мира, которые также испытывают угрозу падения добычи нефти при неизменном или даже повышенном росте ее потребления.

Решение проблемы повышения степени выработки запасов нефти связано с прогнозированием и предупреждением причин формирования остаточной нефти. Известно, что к этим причинам относятся неоднородное строение коллектора, различия в свойствах пластовой нефти и вытесняющего агента, усиливающиеся в условиях проявления аномальновязких свойств нефти, неоднородное поле скоростей фильтрации и градиентов давления. Все эти причины обуславливают преждевременный прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины, низкие коэффициенты вытеснения нефти из пористой среды и охвата пластов дренированием.

Проблемами разработки теоретических и прикладных аспектов применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в различное время занимались Р.Х.Алмаев, Л.К.Алтунина, Г.А.Бабалаян, Л.Н.Бученков, В.Е.Гавура, А.Ш.Газизов, А.Т.Горбунов, В.В.Девликамов, Р.Н.Дияшев, Ю.П.Желтов, С.А.Жданов, Е.В.Лозин, И.Л.Мархасин, М.Л.Сургучев, М.Н.Саттаров и многие другие исследователи.

Учитывая реально сложившуюся ситуацию, следует признать, что только широкомасштабное внедрение новых технологий и методов, заметно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти и вдохнуть жизнь в истощенные запасы. Поэтому с каждым годом возрастает внимание ученых и производителей к методам повышения нефтеотдачи пластов, в проектах развития и применения которых значительное место отводится расширению физико-химических ме-

тодов воздействия на пласт. Причем в долгосрочных программах развития методов повышения нефтеотдачи пластов в большинстве случаев предусматривается опережающее развитие физико-химических методов с применением композиций на основе НПАВ и различных осадкогелеобразующих растворов.

### **Цель работы**

Научное обоснование и разработка новых эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов на объектах с трудноизвлекаемыми запасами с использованием композиций химических реагентов с учетом геолого-физических и технологических условий их применения.

Проведение промысловых экспериментов по уточнению и обоснованию оптимальных параметров разработанных технологий увеличения нефтеотдачи пластов и оценка технологической и экономической эффективности в различных условиях.

### **Задачи исследований**

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

1) анализ результатов внедрения в различных геолого-физических условиях физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов и обоснование необходимости создания новых и улучшения существующих методов, направленных на увеличение коэффициентов вытеснения и охвата, а также комплексного воздействия на пласт;

2) обобщение отечественного и зарубежного опыта применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в различных геолого-физических и технологических условиях с позиций их возможного использования на объектах АНК «Башнефть» и ОАО «Оренбургнефть»;

3) разработка и внедрение новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов с использованием гелеобразующих составов на основе силикатов, основанных на образовании в заводненных и промытых водой участках зон с повышенным фильтрационным сопротивлением, обеспечивающих перераспределение закачиваемой воды по интервалам пласта и вовлечение в активную разработку низкопроницаемых пропластков, характеризующихся повышенной остаточной нефтенасыщенностью;

4) экспериментальные, теоретические исследования и внедрение новых технологий на основе применения композиций НПAB с высокими нефтewытесняющими свойствами, химически стабильными в условиях слабопроницаемых карбонатных коллекторов, предупреждающие потери ПАВ за счет адсорбционных, деструкционных процессов, а также перераспределения между водой и нефтью.

### **Методы решения поставленных задач**

1. При анализе и обобщении промыслового материала использованы современные математические методы с широким применением ЭВМ.

2. При проведении экспериментальных исследований использовались современные лабораторные методы, такие как: хроматография, ЯМР, спектрофотометрия и другие. Экспериментальное моделирование процессов вытеснения нефти водой и различными химическими реагентами осуществлялось с использованием различных критериев подобия.

3. При оценке эффективности новых технологий в промысловых условиях на месторождениях республики Башкортостан и Оренбургской области проводились гидродинамические, геофизические, лабораторные и промысловые исследования.

## **Научная новизна**

1. Уточнены и дополнены критерии эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов, находящихся на поздней стадии, в различных геолого-физических и технологических условиях разработки, позволяющие выявить наиболее перспективные технологии, условия их эффективного применения при текущем и долгосрочном планировании.

2. Установлена возможность образования геля с регулируемыми реологическими свойствами в промытых зонах пласта на основе жидких силикатных гелей и других химических реагентов.

3. Обоснована целесообразность развития методов извлечения остаточной нефти и ограничения добычи попутной воды в условиях ухудшения структуры остаточных запасов нефти путем увеличения коэффициента охвата пласта закачиваемой водой на основе использования нефелина и соляной кислоты применительно к условиям разработки нефтяных залежей заводнением.

4. Изучены причины и механизм разрушения ПАВ под действием пластовой системы объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам, и разработаны способы предупреждения потерь реагента за счет использования специальных ингибиторов химической деструкции и понизителей адсорбции.

5. Определены оптимальные условия применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе силиката натрия, нефелина и композиций ПАВ с другими реагентами, позволяющие эффективнее вытеснять остаточную нефть из неоднородных пластов.

## **Практическая ценность работы и реализация в промышленности**

1. Предложенный и обоснованный критериальный подход к применению основных физико-химических МУН, выполненный на основе обобщен-



ния большого количества лабораторного и промышленного материала, позволяет выявить наиболее эффективные технологии, условия их применения и перспективы дальнейшего использования, а также более достоверно прогнозировать эффективность МУН и планировать их долгосрочное внедрение для конкретных объектов.

2. Обоснована, разработана и испытана в промышленных условиях на 12 участках Арланского месторождения (НГДУ «Арланнефть») технология увеличения нефтеотдачи на основе жидкого стекла и других химреагентов. Закачка большеобъемных оторочек композиций позволяет блокировать обводненные зоны пласта, подключать в работу ранее не охваченные заводнением пропластки, регулируя тем самым коэффициент охвата пласта заводнением. Предложенная технология не чувствительна к пластовым водам высокой минерализации. Это позволяет рассматривать предложенную технологию как перспективную для применения на объектах, находящихся на поздней стадии разработки с заводнением высокоминерализованными пластовыми водами.

3. Для реализации разработанной гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла предложены и внедрены оригинальные технические решения по приготовлению и закачке большеобъемных оторочек.

4. Разработана, обоснована и внедрена на 18 участках ряда месторождений ОАО «Оренбургнефть» гелеобразующая композиция на основе нефелина. Основными преимуществами технологии являются: высокие прочностные характеристики образующихся гелей; возможность управлять процессами гелеобразования в пористой среде в сочетании с дешевизной и наличием достаточно больших ресурсов для крупномасштабного применения.

5. Обоснована, разработана и внедрена для условий карбонатных коллекторов Арланского месторождения АНК «Башнефть» технология увеличения конечной нефтеотдачи с использованием водных растворов композиций

на основе НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 с высокой технологической и экономической эффективностью.

6. Технология увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов на основе использования НПАВ сдана Ведомственной комиссии б. МНП СССР, разработан РД 39-052-90 «Инструкция по применению композиции на основе НПАВ в условиях каширо-подольских отложений Арланского месторождения для повышения нефтеотдачи пластов» и рекомендован для широкого использования нефтедобывающими компаниями.

7. Предложены и использованы на опытных участках технология и технические средства для приготовления и закачки водных растворов композиции на основе НПАВ в водонагнетательные скважины в НГДУ «Арлан-нефть».

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на заседаниях ученых советов НИИнефтеотдача, БашНИПИнефть, УГНТУ, ОренбургНИПИнефть, ТатНИПИнефть, технических совещаниях АНК «Башнефть», Оренбургской нефтяной компании, на Российских и международных семинарах, конференциях, симпозиумах: конференции «Творческие возможности молодых нефтяников» (г. Альметьевск, 1987 г.), конференции «Поверхностно-активные вещества и сырье для их производства» (г. Шебекино, 1988 г.), республиканской научно-практической конференции «Новые методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти в республике» (г. Уфа, 1990 г.), Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России» (г. Уфа, 1995 г.), научно-практической конференции «Системный анализ процессов разработки нефтяных месторождений, транспорта нефти и нефтепродуктов» (г. Уфа, 1996 г.), втором международном симпозиуме «Нетрадиционные источники сырья

и проблемы его освоения» (г. Санкт-Петербург, 1997 г.), второй Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 1997 г.), первом международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (г. Москва, 1997 г.), научно-практической конференции «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий» (г. Бугульма, 1997 г.), научной конференции «Методы кибернетики химико-технологических процессов» (г. Уфа, 1999 г.), третьем конгрессе нефтепромышленников России «Проблемы нефти и газа» (г. Уфа, 2001 г.).

### **Структура работы**

Диссертация состоит из введения, семи разделов, списка использованных источников, состоящего из 171 наименования. Объем работы составляет 370 страниц машинописного текста, в том числе содержит 133 рисунка и 67 таблиц.

### **Публикации**

Основное содержание диссертационной работы изложено в трех монографиях и 49 статьях (в т.ч. 15 тезисах к докладам), двух руководящих документах, шести патентах.

При работе над диссертацией автор использовал как самостоятельные исследования, так и выполненные в соавторстве с сотрудниками НИИнефтеотдача, БашНИПИнефть и УГНТУ, фондовые материалы по НИР.

Автор выражает благодарность за помощь и внимание к работе научному консультанту проф. Токареву М.А.; за научные консультации и ценные рекомендации проф. Фахретдинову Р.Н., проф. Хайрединову Н.Ш., проф. Андрееву В.Н., д.т.н. Алмаеву Р.Х., доц. Кабирову М.М., доц. Шамаеву Г.А., к.х.н. Хлебникову В.Н.; за предоставленные материалы – к.г.-м.н. Асмоловскому В.С., Гайнуллину К.Х., к.т.н. Персиянцеву М.Н.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность и важность проблемы совершенствования и создания более эффективных физико-химических методов извлечения трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти, а также сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, выносимые на защиту, практическая ценность работы и реализация ее в промышленности.

**В первом разделе** изложено современное состояние проблемы обеспечения полноты выработки запасов нефти из залежей при их заводнении. В первую очередь отмечено резкое ухудшение качественного состояния сырьевой базы всей нефтедобывающей отрасли, связанное с тем, что высокопродуктивные месторождения в основном выработаны, в активной разработке находятся месторождения, преимущественно содержащие трудноизвлекаемые запасы, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам, нефтегазовым залежам с обширными водоплавающими зонами, высоковязкими нефтями, залежами, находящимися на больших глубинах и с аномальными свойствами нефтей. Кроме того, основные месторождения страны, в том числе Урало-Поволжья, вступили в стадию падающей добычи нефти и интенсивного обводнения добываемой продукции.

Так, средняя нефтеотдача на месторождениях России не превышает 40-43%, или около 60-57% начальных запасов нефти останутся неизвлеченными. В табл. 1 приведены сведения по проектным и текущим коэффициентам нефтеотдачи по некоторым месторождениям Урало-Поволжского региона, длительное время разрабатываемым на жестко-водонапорном режиме. Приведенные данные свидетельствуют о том, что высокие значения конечной нефтеотдачи пластов могут быть достигнуты при благоприятном стечении факторов, влияющих на отдельные показатели эффективности процесса заводне-

Таблица 1

**Коэффициенты нефтеотдачи по некоторым залежам, длительно разрабатываемым на жестко-водонапорном режиме**

Залежь или месторождение	Пласт	Вязкость нефти, мПа·с	Коэффициент нефтеотдачи	
			проектный	текущий (обводнен.)
Бавлинское	Д <sub>1</sub>	2,40	0,593	0,491 (91)
Альметьевская	Д <sub>1</sub> +Д <sub>0</sub>	4,00	0,548	0,427 (69)
Южно-Ромашкинская	Д <sub>1</sub>	5,00	0,543	0,414 (84)
Абдрахмановская	Д <sub>1</sub>	2,74	0,568	0,436 (80)
Миннибаевская	Д <sub>1</sub> +Д <sub>0</sub>	2,80	0,560	0,442 (84)
Мухановское (III объект)	Д <sub>1</sub> +Д <sub>4</sub>	0,77	0,590	0,520 (80)
Дмитровское	С <sub>3</sub>	1,48	0,650	0,510 (82)
Кулешовское	А <sub>3</sub>	0,65	0,620	0,560 (94)
Туймазинское	Д <sub>1</sub>	2,55	0,608	0,577 (95)
Туймазинское	Д <sub>2</sub>	2,60	0,523	0,490 (91)
Константиновское	Д <sub>2</sub>	1,46	0,602	0,567 (95)
Леонидовская, Серафимов- ская площади	Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub>	2,50	0,592	0,577 (94)
Арланская площадь	С <sub>1</sub> <sup>2h</sup>	18,00	0,493	0,449 (95)
Вятская площадь	С <sub>1</sub> <sup>2h</sup>	19,00	0,510	0,350 (92)
Арланская площадь	С <sub>2</sub> <sup>2k</sup>	8,00	0,212	0,074 (41)
Николо-Березовская пло- щадь	С <sub>1</sub> <sup>2h</sup>	17,00	0,384	0,315 (93)
Белебеевское	Д <sub>1</sub>	4,00	0,200	0,150 (97)
Шкаповское	Д <sub>1</sub>		0,551	0,534 (97)
Зольненское	Б <sub>1</sub> +Б <sub>2</sub>		0,653	0,653 (96)
Бобровское	А <sub>4</sub>	1,50	0,500	0,430 (74,9)
	Б <sub>2</sub>	1,40	0,500	0,446 (75,3)
	Т <sub>2</sub>	2,60	0,450	0,278 (70,6)
Покровское	А <sub>4</sub>	3,30	0,500	0,608 (84)
	Б <sub>2</sub>	2,90	0,600	0,602 (80,3)
Тананыкское	Б <sub>2</sub>	24,7	0,300	0,084 (76,5)
	Т <sub>1</sub>	1,38	0,370	0,296 (81,3)

ния. Сопоставление текущих значений нефтеотдачи пластов с высокими проектными конечными значениями показывает, что последние могут быть вполне реальны и достижимы.

Однако, несмотря на отдельные высокие показатели коэффициентов нефтеотдачи, эффективность извлекаемых запасов нефти из нефтеносных пластов в целом характеризуется как неудовлетворительная не только в нашей стране, но и во всех странах мира. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии коэффициент конечной нефтеотдачи составляет 24-27%, в Иране – 16-17%, в США, Канаде, странах Западной Европы, Саудовской Аравии – 33-37%. Остаточные запасы нефти достигают в разных странах в среднем 50-57% от первоначальных геологических запасов. Еще в более широком диапазоне (30-90%) изменяются остаточные запасы по отдельным разрабатываемым месторождениям.

В нашей стране за последнее десятилетие существенно снизилось соотношение прироста запасов к добыче, так в 1991 г. оно составило 180,9%, последующий период отмечен падением этого показателя, минимальный прирост пришелся на 1995 г., но не превысило 50,6%. Начиная с 1996 г. прирост запасов нефти по отношению к ее добыче вырос до 70%, хотя он далек от оптимистического состояния добычи в России.

В целом последние годы характеризуются ухудшением структуры запасов нефти страны, увеличением объема трудноизвлекаемых запасов. Доля активных запасов, оцененная в 1999 г., едва достигает 40% от общего объема остаточных запасов нефти. Следовательно перспектива всей нефтедобывающей отрасли и научных изысканий в частности связана с разработкой трудноизвлекаемых запасов.

В общем виде по оценке специалистов структура трудноизвлекаемых запасов в стране распределяется следующим образом: низкопроницаемые

коллекторы составляют 43%, подгазовые зоны – 12%, высоковязкие нефти – 10% и пласты, залегающие на больших глубинах, – 7%.

В условиях сложившегося положения со структурой запасов нефти России наряду с увеличением добычи нефти за счет ввода новых скважин, важное значение приобретает применение более эффективных технологий нефтеизвлечения и увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами.

В настоящее время при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти усилия ученых направлены на создание технологий, обеспечивающих увеличение конечной выработки запасов нефти за счет улучшения охвата пласта воздействием, что подтверждается следующими данными. Наибольшее количество МУН, основанных на увеличении коэффициента охвата, приходится на месторождения АОТ «Лукойл-Когалымнефтегаз» – 83%, дальше в порядке убывания следует ОАО «Татнефть» – 79,1%, АНК «Башнефть» – 66%, ОАО «Оренбургнефть» – 49,8%. В последнем объединении самая высокая доля МУН, приходящаяся на методы увеличения коэффициента вытеснения, – порядка 33,2%, для сравнения данный показатель в АНК «Башнефть» не превышает 16,5%, еще ниже в ОАО «Татнефть» – 3,5%. По комбинированным технологиям воздействия ситуация выглядит следующим образом: наибольший объем приходится на долю ОАО «Сургутнефтегаз» – 57,9%, по АНК «Башнефть», ОАО «Татнефть» и ОАО «Оренбургнефть» на данный вид воздействия приходится по 17%.

**Во втором разделе** представлены результаты обзорно-аналитической работы по наиболее перспективным методам ограничения водопритокков и снижения обводненности добываемой продукции, направленных на решение проблемы охвата пласта заводнением, продемонстрировавших высокую технологическую и экономическую эффективность в различных геолого-физических условиях. Большую самостоятельную группу составляют мето-

ды, основанные на вытеснении нефти водными растворами ПАВ, кислот, щелочей, пенных систем и др.

Показано, что регулирование процесса разработки нефтяных залежей в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в трех направлениях:

- уменьшение объема попутно-добываемой воды за счет вовлечения в разработку слабопроницаемых пластов, содержащих значительные запасы остаточной нефти, а также широкого применения способов ограничения притока вод к забоям добываемых скважин и движение их по промытым пластам;

- обеспечение полноты вытеснения нефти из обводнившихся пластов путем улучшения нефтевытесняющей способности закачиваемых в пласт вод;

- комбинированное воздействие путем применения методов ограничения водопритокков и повышения коэффициента нефтевытеснения.

В свою очередь технологии на основе применения различных водоизолирующих составов условно разделены на следующие группы:

- 1) методы, основанные на закачке в пласт элементоорганических соединений;

- 2) методы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов;

- 3) методы, основанные на применении неорганических водоизолирующих реагентов;

- 4) методы, основанные на использовании отходов различных нефтеперерабатывающих и других производств.

Задачи сегодняшнего дня состоят в создании новых научно-технических решений, направленных на интенсификацию добычи нефти, вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и увеличении неф-



теотдачи пластов, а также в усовершенствовании уже известных МУН, показавших высокую эффективность в конкретных геолого-физических условиях. Проблема разработки эффективных физико-химических МУН, являясь узловой во всей нефтедобывающей отрасли, в первую очередь связана с отсутствием надежных эффективных технологий, способных «работать» в различных геолого-физических условиях, что обусловлено низким уровнем научно-методического и информационного сопровождения разрабатываемых технологий.

**В третьем разделе** изложены пути повышения эффективности применения физико-химических методов воздействия на пласт. Эффективность применения МУН на конкретном объекте разработки зависит от различных факторов, таких как: потенциальные возможности метода, критические факторы применимости метода, остаточная нефтенасыщенность и ее распределение в пласте, техническое состояние пробуренных скважин, отпускная цена на нефть и реагенты на момент внедрения МУН, экологические факторы и др.

На основе многолетних лабораторных исследований, широкомасштабных промышленных внедрений МУН пластов в России и за рубежом, уточнены количественные критерии эффективного их применения, а именно:

- применение полимерного заводнения ограничено низкими значениями вязкостей нефтей (до 10 мПа·с), проницаемостей пород (более 0,1 мкм<sup>2</sup>), а также температур (до 70<sup>0</sup>С);

- использование мицеллярных растворов также ограничено невысокими значениями проницаемостей (более 0,1 мкм<sup>2</sup>) и температур (до 70<sup>0</sup>С), минерализацией пластовой воды менее 25 мг/л, вязкостью нефти менее 10-15 мПа·с;

- заводнение пластов с применением ПАВ имеет ограничение по вязкости нефти до 25 мПа·с, содержанию глин до 10%, толщине пласта не более 25 м и температуре пласта до 70<sup>0</sup>С;

- силикатно-щелочное заводнение имеет ограничение по вязкости нефти до 100 мПа·с, проницаемости пласта более 0,1 мкм<sup>2</sup>, содержанию глин до 5-10%, текущей обводненности добываемой жидкости менее 60%.

В заключении раздела приведена классификация нефтяных месторождений по параметрам, отражающим геолого-физические и физико-химические свойства пластовых систем, с применением метода главных компонент и дискриминантного анализа.

Данный подход применяется при долгосрочном планировании и прогнозе эффективности МУН и апробирован во многих нефтедобывающих регионах страны. Например, для группирования месторождений Башкортостана рассмотрено 686 объектов по 14 наиболее информативным параметрам. С помощью метода главных компонент и дискриминантного анализа выделено шесть однородных групп. К первой группе относились месторождения терригенного девона, ко второй – месторождения, представленные терригенными коллекторами каменноугольного возраста, группы с третьей по шестую включительно представлены карбонатными коллекторами (3 – фаменского, 4 – каширо-подольского, 5 – верей-башкирского и турнейского, 6 – сакмарско-артинского возраста). Для прогнозирования МУН определены центры группирования. Для первой группы – Туймазинское месторождение Д<sub>1</sub>, Д<sub>2</sub>; Сергеевское, Д<sub>кн</sub>; Уршакское, Д<sub>1</sub>; для второй – Арланское месторождение, С<sub>1</sub>-С<sub>3</sub>, третья группа представлена Копей-Кубовским месторождением, Д<sub>фам</sub>; четвертая группа – Арланским месторождением, каширо-подольские отложения; пятая группа - Тарасовским месторождением, С<sub>тур</sub> и шестая группа – Озеркинским, Р<sub>1</sub>. С учетом геолого-физических критериев эффективности применения МУН наиболее целесообразно применение композиций ПАВ на объек-

тах 1, 2 и 4 групп, прирост нефтеотдачи изменяется в диапазоне от 2,2 до 6,3%. Силикатно-щелочное заводнение может быть успешно реализовано на месторождениях, входящих во 2 группу, прирост нефтеотдачи составляет в среднем 5%.

Несмотря на широту применяемых МУН во всех без исключения нефтедобывающих регионах, необходимо констатировать, что проблема эффективного освоения недр в Российской нефтяной промышленности решена недостаточно полно. Одним из важных направлений решения этой проблемы является отбор приоритетов в целях исключения практики распыления финансовых и интеллектуальных ресурсов по всему спектру научно-технической деятельности, связанной с решением проблемы увеличения конечной нефтеотдачи пластов физико-химическими методами, а также их концентрации на создании наиболее важных технологий с учетом геолого-физических и технологических критериев их эффективного применения.

В последние годы в отрасли применялись или находятся в стадии промышленного внедрения ряд технологий, воздействующих на коэффициент охвата, основанных на использовании различных гелеобразующих составов. Они способны избирательно фильтроваться в обводненные интервалы высокопроницаемых пластов, создавая искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод.

**В четвертом разделе** приведены результаты экспериментальных и промысловых исследований новой гелеобразующей композиции с регулируемым временем загеливания, выполненные для условий Арланского месторождения.

Арланское месторождение характеризуется многопластовостью, сложностью строения продуктивных пластов, изменчивостью коллекторских свойств, повышенной вязкостью и аномальными свойствами нефти. Текущее состояние разработки месторождения отличается высокой неравномерной

обводненностью пластов и низким охватом воздействия при обычном заводнении. Это позволяет рассматривать Арланское месторождение как перспективный объект применения гелеобразующих композиций с целью улучшения фильтрации нефти, повышения охвата пластов вытеснением, снижения объемов попутно-добываемой воды и увеличения нефтеотдачи.

В большинстве случаев залежи нефти приурочены к нескольким продуктивным пластам, отличающимся эффективной толщиной, коэффициентом проницаемости, пористостью, а также термобарическими условиями, либо относительно монолитные пласты имеют послойную неоднородность. При выборе систем разработки в один объект объединяются несколько нефтенасыщенных пластов.

В результате процесса заводнения послойно неоднородные пласты, имеющие различные характеристики, охвачены воздействием неодинаково. Так, пласты или отдельные пропластки монолитного пласта, имеющие низкую проницаемость, отстают в вытеснении нефти. По мере продвижения фронта вытеснения нефти гидродинамическое сопротивление высокопроницаемого пласта уменьшается, и после прорыва воды в добывающие скважины вытесняющая вода в основном фильтруется по высокопроницаемому пласту, не вытесняя нефть из низкопроницаемых пропластков.

При этом снижается эффективность процесса разработки нефтяной залежи, ухудшаются его технико-экономические показатели.

В случаях прорыва воды по высокопроницаемым прослоям в низкопроницаемых пластах остается значительное количество остаточной нефти, которая не может быть извлечена без использования определенных методов воздействия. Например, это достигается путем использования различных гелеобразующих составов, в частности, наиболее распространены силикатные гели с силикатнонатриевым основанием.

Экспериментальные исследования гелеобразующих композиций на основе силиката натрия, с целью получения прочных и длительное время стабильных гелей в моделируемых условиях пласта, проводились автором с применением следующих методик по оценке их физико-химических свойств:

- 1) определение вязкостных свойств гелеобразующих составов;
- 2) определение времени начала гелеобразования силикатного раствора;
- 3) определение реологических свойств гелей;
- 4) определение модуля упругости геля.

В ходе лабораторных экспериментов обоснован оптимальный состав гелеобразующих композиций для применения в технологиях регулирования коэффициента охвата и снижения обводненности на Арланском месторождении: жидкое стекло – 6% масс., соляная кислота – 1% масс., полиакриламид – 0,05% масс. С целью повышения прочности силикатных гелей в гелеобразующий состав вводились добавки твердых наполнителей: бентонитовой глины и древесных опилок. Концентрация твердых наполнителей в силикатном растворе составляла 10-20%. Стабильность суспензий твердых частиц в технологических жидкостях достигалась за счет добавления в раствор полиакриламида с концентрацией от 0,01 до 0,1% масс. (по основному веществу).

При закачке в пласт предложенный на основании лабораторных исследований гелеобразующий состав, состоящий из жидкого стекла, соляной кислоты и полиакриламида, позволяет заметно ограничить движение воды по промытым зонам пласта за счет избирательной фильтрации композиции в высокопроницаемых прослоях неоднородного пласта. Данный подход, несомненно, приведет к перераспределению закачиваемой воды по толщине пласта и подключению в работу низкопроницаемых прослоев, характеризующихся более высокой нефтенасыщенностью.

Эти выводы позволили сформулировать содержание основных задач промысловых экспериментов и выбрать базовое месторождение для их проведения.

С учетом геолого-физических особенностей и технологических условий разработки основных объектов для проведения промысловых испытаний были выбраны продуктивные пласты терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения, которые характеризуются выраженной послойной неоднородностью, приводящей к ухудшению охвата их воздействием при закачке воды.

В условиях Арланского месторождения при водонапорном режиме неизбежным и естественным является обводнение добывающих скважин и продуктивных пластов. На темп роста обводненности продукции скважин оказывает влияние повышенная вязкость и проявление структурно-механических свойств пластовых нефтей.

В работе представлены характерные кривые изменения обводненности продукции добывающих скважин опытных очагов. Анализ динамики обводненности, выполненный с начала разработки, позволил выявить ряд особенностей. Период безводной эксплуатации практически всех скважин сравнительно невелик, и безводная добыча нефти составляет небольшую долю от общей добычи нефти на исследуемом объекте. Следует отметить, что на различных стадиях обводнения добываемой продукции темп его роста различен. Так, сравнительно быстро достигается обводненность продукции скважин до 80%, далее рост обводненности существенно снижается, и даже стабилизируется на определенном значении и годами не меняется. Сохранение доли воды в добываемой продукции на одном уровне в течение длительного времени (при неизменных условиях эксплуатации) свидетельствует о практически полном обводнении потока жидкости в одном из прослоев или даже в отдельном пласте в зоне дренирования скважин и служит сигналом для прове-

дения водоограничительных мероприятий путем закачки изолирующих составов в обводнившиеся пропластки.

Текущая обводненность добываемой жидкости на опытных участках перед началом эксперимента составляла: на Арланской площади – 96,2%, на Николо-Березовской площади – 93,7%.

При проведении промысловых экспериментов были поставлены задачи, связанные с оценкой влияния на эффективность применения испытываемой технологии следующих факторов: тип коллектора, степень расчлененности объекта разработки, наличие и степень гидродинамической связи между пропластками неоднородного пласта, соотношение коэффициентов проницаемости отдельных пропластков, величина и преобладающая форма остаточной нефтенасыщенности пласта, степень обводненности продукции отдельных скважин и опытного участка в целом, приемистость водонагнетательных скважин, объемы закачиваемых оторочек на метр работающей толщины пласта, периодичность закачки гелеобразующего состава. Кроме того, в задачу промыслового эксперимента входила отработка технологии и выбор технических средств для организации подготовки и закачки гелеобразующих растворов в скважины и оценка влияния показателей их работ.

Выбор опытных участков для закачки гелеобразующих составов производился по результатам тщательного анализа геологического строения и физических свойств продуктивных пластов, состояния и особенностей выработки запасов нефти на опытных участках, наличия гидродинамической связи между скважинами и пропластками, отсутствия заколонных перетоков и т.д. В связи с этим предварительно выполнены следующие работы:

- 1) по карте разработки объекта были определены гидродинамически обособленные участки, состоящие из нескольких нагнетательных и окружающих их добывающих скважин. Приемистость нагнетательных скважин была не меньше  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;

2) в масштабе карты разработки строилась схема расположения скважино-точек выбираемого опытного участка, на которую наносились водонагнетательные и добывающие скважины до третьего ряда включительно и проводились границы распространения коллекторов по каждому пласту, выделенному в каждом объекте разработки. При этом были использованы зональные карты;

3) изучались результаты геофизических измерений в скважинах, выполненных как при бурении, так и при последующей эксплуатации скважин, профили приемистости и притока жидкостей, гидродинамических исследований при неустановившихся режимах. Обобщались данные исследования кернов, определялась нефтенасыщенность пород продуктивного пласта, глинистость и др;

4) для анализа гидродинамической обстановки в районе опытных скважин, литолого-фациальной характеристики продуктивных пластов, литологической связанности отдельных пластов пропластков, характера выработанности их строилась блок-диаграмма с указанием возможных путей движения гелеобразующего состава и наиболее вероятные зоны образования геля;

5) для приближенной оценки величины и типа остаточной нефтенасыщенности были построены карты распределения удельных начальных запасов нефти по скважинам, карты суммарных отборов нефти с начала разработки.

В результате была получена приближенная картина общего распределения остаточных запасов нефти по зонам расположения скважин, основанная на логических принципах;

б) изучалось распределение закачиваемой воды по добывающим скважинам путем построения карты суммарных отборов воды и основных направлений движения воды по пластам;



7) строились графики изменения обводненности продукции добывающих скважин и графики изменения дебитов скважин во времени;

8) изучалось техническое состояние скважин (герметичность обсадной колонны, отсутствие движения воды по негерметичности цементного камня в вышележащие пласты и т.д.);

9) строились характеристики вытеснения нефти по всем опытным участкам.

Технология апробирована в промышленных условиях на 12 опытных участках. Удельный технологический эффект от данной технологии составил 37 т на 1 т композиции. На способ воздействия получен патент № 2163965.

Анализ промышленных работ, выполненных в ходе закачки гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла в нагнетательные скважины, показал следующие результаты:

- по всему фонду нагнетательных скважин ухудшение фильтрационных параметров пласта (по исследованиям КПД). Это указывает на формирование в поровом пространстве пласта гелеобразующего состава (табл. 2);

- отмечено повышение охвата нефтеводонасыщенного пласта воздействием за счет подключения в работу дополнительных пропластков и выравнивание профиля приемистости из-за ограничения поступления закачиваемой воды в обводненные зоны;

- растет средний дебит добывающих скважин, снижается обводненность или остается практически неизменной по всему фонду анализируемых добывающих скважин (71 доб. скв.). Наибольшее относительное снижение обводненности продукции скважин происходит в диапазоне 92-97%, продолжительность эффекта колеблется от 7 до 15 месяцев.

Для реализации разработанной технологии на Арланском месторождении предложены и внедрены в производство оригинальные технологические решения по приготовлению и закачке большеобъемных оторочек гелеобра-

Таблица 2

**Результаты исследования нагнетательных скважин методом КПД на Арланском месторождении**

Номер скважины	Параметры пласта до закачки гелеобразующей композиции			Параметры пласта после закачки гелеобразующей композиции		
	приемистость, м <sup>3</sup> /сут	коэффициент гидропроводности, мкм <sup>2</sup> ·см/мПа·с	коэффициент пьезопроводности, м <sup>2</sup> /с	приемистость, м <sup>3</sup> /сут	коэффициент гидропроводности, мкм <sup>2</sup> ·см/мПа·с	коэффициент пьезопроводности, м <sup>2</sup> /с
2326	320	0,77	0,75	270	0,37	0,35
2138	595	0,45	0,55	487	0,19	0,25
895	191	0,17	0,25	80	0,16	0,23
6946	1812	2,71	1,4	1087	0,67	0,34
1300	1435	1,54	0,75	957	1,36	0,65
6837	1020	2,25	3,15	872	1,40	1,95
6096	206	0,33	0,40	165	0,21	0,26
1440	1399	1,48	0,80	1295	1,35	0,70

зующих композиций. Определена технологическая и экономическая эффективность реализуемого метода воздействия. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 28 тыс. т, объем попутно-добываемой воды снизился на 350 тыс. м<sup>3</sup>, только за 1993-97 г.г. получено 2231,5 млн. руб. прибыли (в ценах 1998 г).

В качестве гелеобразующих составов могут быть использованы различные химические продукты, часто являющиеся полупродуктами или отходами химических производств. В связи с этим возникает задача выбора более дешевых и доступных химических продуктов для приготовления гелеобразующих композиций, эффективно «работающих» в различных геолого-физических и технологических условиях добычи нефти.

В НИИнефтеотдача автором под руководством проф. Фахретдинова Р.Н. была изучена возможность применения для составления гелеобразующей композиции нефелина. В ходе лабораторных экспериментов установлено, что минеральные кислоты и нефелин, представляющий собой алюмосиликат натрия и калия, в определенных условиях формируют гелеобразующие композиции с различной вязкостью и временем гелеобразования. Основным преимуществом нефелина, используемого в качестве гелеобразующего материала, является дешевизна, наличие достаточно больших ресурсов для крупномасштабного применения в сочетании с возможностью управления процессами гелеобразования в пористой среде, высокими технологическими показателями: устойчивостью в пористой среде, насыщенной высокоминерализованными водами и остаточной нефтью, способностью существенно изменять фильтрационные сопротивления обводненных зон пласта.

**В пятом разделе** экспериментально установлено, что при взаимодействии минеральных кислот с нефелиновым концентратом образуются гелеобразующие композиции с регулируемыми параметрами (плотностью, вязко-

стью, временем гелеобразования) и состоящие из аморфных, положительно заряженных поликремниевых кислот.

В ходе изучения процесса растворения нефелина в растворе соляной кислоты концентрацией 7-9% масс. установлено, что с увеличением времени перемешивания от 30 до 60 мин количество непрореагировавшего осадка снижается от 30 до 18%, а в случаях использования вод с минерализацией 20-25 г/л - до 5-10%. Экспериментально показано, что при увеличении концентрации нефелина до 10% масс. наблюдается пропорциональное увеличение общего количества кремния в растворе (переходит 51-53% кремния). При концентрациях нефелина в композиции более 10% масс. содержание кремния в растворе стабилизируется.

В результате полученных экспериментальных данных по изучению влияния различных факторов (концентрации компонентов гелеобразующей композиции, химического состава, общей минерализации воды, температуры, типа коллектора и характера пористой среды, содержания остаточной нефти в породе и т.д.) на время гелеобразования композиции нефелина (3-10% масс.) и соляной кислоты (6-10% масс.) в закачиваемой в пласт сточной воде Красноярского месторождения установлено:

- с увеличением концентрации соляной кислоты от 6 до 10% масс. при концентрации нефелина 7-10% масс. время гелеобразования заметно изменяется, проходя через максимум при концентрации соляной кислоты 9-10% масс.;

- при использовании 8% масс. нефелина, приготовленного на 6-7%-ных растворах соляной кислоты, время гелеобразования составляет 12 ч, с увеличением содержания нефелина до 10% масс. время гелеобразования увеличивается до 20 ч;

- с повышением температуры от 20 до 45<sup>0</sup>С происходило уменьшение вязкости композиции. Так, при концентрации нефелина 10% масс. и соляной кислоты 7% масс. вязкость раствора снижается от 2,6 до 2,3 мм<sup>2</sup>/с;

- наблюдается увеличение вязкости исходного гелевого раствора и времени гелеобразования от 3 до 10 суток при содержании карбонатов свыше 1%. При увеличении карбонатов более 2% происходит взаимодействие монокремниевой кислоты и карбонатов щелочных и щелочноземельных металлов с образованием солей кремниевых кислот, выпадающих в осадок.

Изучены фильтрационные характеристики гелеобразующего состава на высокопроницаемых насыпных моделях (8,1 мкм<sup>2</sup>) и на единичных естественных образцах пород (0,234 мкм<sup>2</sup>) Красноярского месторождения и получено при градиентах давления для насыпных моделей 8 МПа/м и для естественных кернов – 19,4 МПа/м отсутствие фильтрации, указывающее на формирование гелевой массы в пористой среде.

Проведены промышленные испытания гелеобразующего состава на основе нефелина и соляной кислоты на 18 опытных участках месторождений ОАО «Оренбургнефть», в т.ч. на 10 нагнетательных и одной добывающей скважине Красноярского месторождения, на 3 нагнетательных и одной добывающей скважине Ново-Кудринского месторождения, по одной нагнетательной скважине Западно-Степановского и Султангулово-Заглядинского месторождений и одной добывающей скважине Саврушинского месторождения в период с 1992 по 2000 г.г. В табл. 3 приведены некоторые сведения по технологической эффективности применения гелеобразующей композиции на основе нефелина. Исследовано в промышленных условиях влияние закачки гелеобразующего состава на показатели работы добывающих и нагнетательных скважин, коэффициент охвата пласта воздействием, стабильность геля и др.

Таблица 3

**Сведения по технологической эффективности гелеобразующей технологии УНП на основе нефелина в ОАО «Оренбургнефть»**

Месторождение, пласт	Номер очаговой нагнетательной скважины	Дата закачки	Расход технологической жидкости, м <sup>3</sup>	Продолжительность эффекта, мес	Дополнительная добыча нефти, т	Удельный эффект, т/т
Красноярское, В <sub>1</sub> +В <sub>2</sub>	224	08.92	50	55	16650	333,0
	171	03.93	45	21	5000	111,0
	59	08.93	12	20	1765	147,0
	99	11.93	50	44	10500	210,0
	159	07.96	35	24	9898	282,8
	139	09.97	30	12	1907	63,5
	149	11.97	30	24	7482	249,4
	167	12.97	40	30	11293	282,3
Ново-Кудринское, В <sub>1</sub>	379	07.97	31	12	2609	84,1
	42	09.97	70	12	1803	25,7
	350	08.97	30	14	532	17,9

При этом установлено, что положительная реакция на закачку геля 73,4% анализируемых добывающих скважин Красноярского месторождения и 46% - скважин Ново-Кудринского месторождения, выраженная в снижении обводненности в среднем на 10-15%, увеличение дебитов по нефти на 30-40%, коэффициентов охвата на 25-40%. В качестве примера на рис. 1 приведены показатели разработки по очагу скв. № 224 Красноярского месторождения, а на рис. 2 - типичные профили приемистости по нагнетательной скважине 224. Определена технологическая эффективность от закачки композиции нефелина, составляющая 96495,2 т, в т.ч. от применения технологии в нагнетательных скважинах 93675,2 т, в добывающих – 2820 т. Средняя эффективность на 1 скв/обр на Красноярском месторождении составила 2608,8 т (от закачек 1992-1993 г.г.) и 2383,3 т (от закачек 1996-1997 г.г.), удельная технологическая эффективность - 863,8 и 244 т/т соответственно. На Ново-



Рис. 1. Показатели разработки опытного участка скважины 224 Красноярского месторождения:

$q_n$  – дебит нефти;  $q_{\text{ж}}$  – дебит жидкости;  $n$  – обводненность добываемой продукции

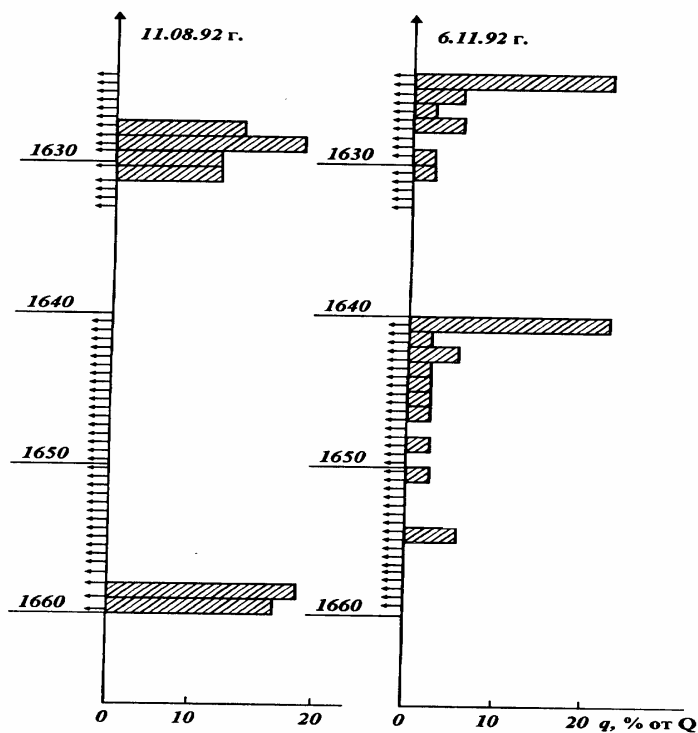


Рис. 2. Профили приемистости нагнетательной скважины 224 Красноярского месторождения (пласты  $T_1$  и  $B_2$ ) до (а) и после (б) обработки пласта

Кудринском месторождении дополнительно получено 4944 т нефти или 824 т на 1 скв/обр, с удельной технологической эффективностью 30,7 т/т. Продолжительность эффекта изменилась от 12 до 55 месяцев.

**В шестом разделе** проанализированы и обобщены экспериментальные и промысловые исследования, выявляющие причины низкой эффективности применения ПАВ для вытеснения остаточной нефти, связанные с потерями поверхностной активности за счет значительных адсорбционных и деструктивных процессов, высокой чувствительностью к качеству воды (наличие кислорода, микроорганизмов, механических примесей), большими значениями межфазного натяжения между нефтью и растворами ПАВ, перераспределением ПАВ между нефтью и водой. Предложены различные технологические приемы, повышающие эффективность применения НПАВ в пластовых условиях, а именно: изменение pH рабочей композиции с ПАВ; предварительное подавление центров адсорбции на породе за счет закачки «жертвенных» реагентов; защита эфирных атомов кислорода оксиэтиленовой части молекулы НПАВ и повышение устойчивости к гидролизу путем ввода в систему детергентов с сульфонатными группами.

Исследованы причины химической нестабильности НПАВ в моделируемых условиях карбонатных пород, представленных каширо-подольскими отложениями Арланского месторождения, и предложена методика определения степени стабильности НПАВ.

Проведенные исследования по определению химической стабильности НПАВ и степени химической деструкции на различных моделях пласта позволили:

- выявить химическое взаимодействие НПАВ с активными компонентами пластовой системы: нефтеносной породы, пластовой нефти и воды;
- количественно определить степень химической деструкции НПАВ и массовую концентрацию стабильного НПАВ;



- оценить целесообразность применения НПАВ для условий конкретного объекта разработки.

Экспериментально доказано, что разрушение НПАВ происходит под действием температуры, давления пласта, пластовой воды, породы, рН пластовой среды. Выделены продукты химической деструкции НПАВ для условий каширо-подольских отложений и показано, что в результате частичного разрушения НПАВ Неонола АФ<sub>9</sub>-12 происходит снижение его поверхностной активности до 38-40%.

Предложены эффективные реагенты-стабилизаторы химической деструкции НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 для ингибирования каталитически активных компонентов пластовой среды путем введения в состав нефтewытесняющих композиций электроннодонорных и электронноакцепторных добавок.

Учитывая, что важнейшим фактором, определяющим механизм вытеснения нефти из пористых сред водными растворами композиций ПАВ, а также технологическую и экономическую целесообразность применения рассматриваемого способа воздействия является адсорбция, этот процесс изучен в условиях карбонатных коллекторов и рекомендованы пути ее снижения.

Результаты определений удельной адсорбции Неонола АФ<sub>9</sub>-12 и композиционных составов приведены на рис. 3.

Результаты лабораторных экспериментов показали, что Неонол АФ<sub>9</sub>-12 в моделируемых условиях пласта заметно адсорбируется на карбонатной породе, снижая эффективность его применения. Добавление технических лигносульфонатов и проксамина способствует уменьшению потерь активного реагента практически в 2 раза, обеспечивая улучшение технологической эффективности процессов вытеснения нефти из пористой среды и прирост коэффициента нефтеотдачи при использовании выбранной композиции в условиях карбонатных коллекторов Вятской площади Арланского месторождения.

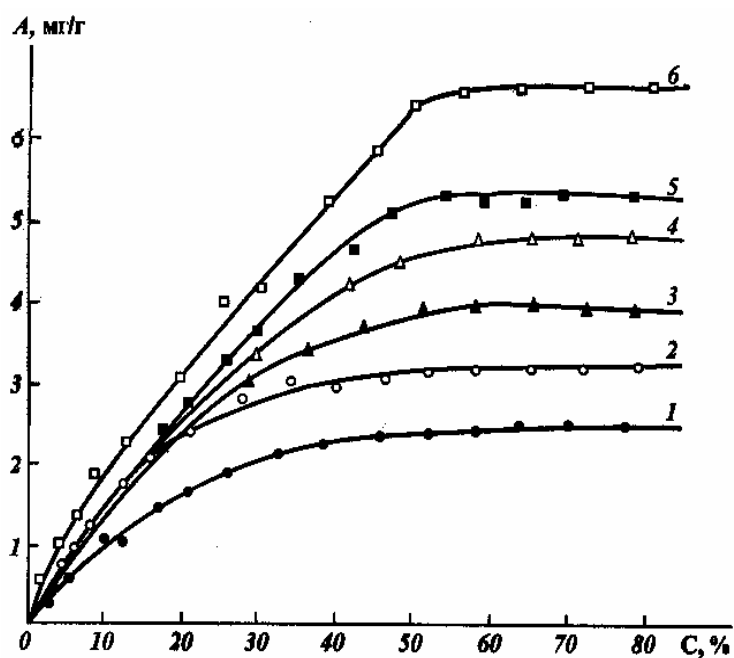


Рис. 3. Зависимости удельной адсорбции ПАВ Неонола АФ<sub>9</sub>-12 и композиций на его основе от концентрации в водном растворе:

- 1, 2 - в динамических условиях;
- 1 - АФ<sub>9</sub>-12 + ЛГС + проксамин;
- 2 - АФ<sub>9</sub>-12 + ЛГС (0,5%);
- 3, 4, 5, 6 - в статических условиях;
- 3 - АФ<sub>9</sub>-12 + ЛГС + проксамин;
- 4 - АФ<sub>9</sub>-12 + ЛГС (1,2%);
- 5 - АФ<sub>9</sub>-12 + ЛГС (0,5%);
- 6 - АФ<sub>9</sub>-12

С целью изучения изменения концентрации АФ<sub>9</sub>-12 в пластовых условиях каширо-подольских горизонтов Вятской площади была произведена закачка композиции ПАВ с последующим изливом нагнетательной скважины 13339, с общим объемом изливаемой жидкости - 142 м<sup>3</sup>. Данные по определению концентрации Неонола АФ<sub>9</sub>-12 в процессе излива отражены на графике рис. 4.

По результатам наблюдений за изменением концентраций НПАВ при изливе рассчитаны потери ПАВ на адсорбцию в конкретном случае. Потери ПАВ составляют 18%, учитывая, что деструкция Неонола АФ<sub>9</sub>-12 составляет

8-10%, другие потери включая адсорбцию составляют, практически ту же величину.

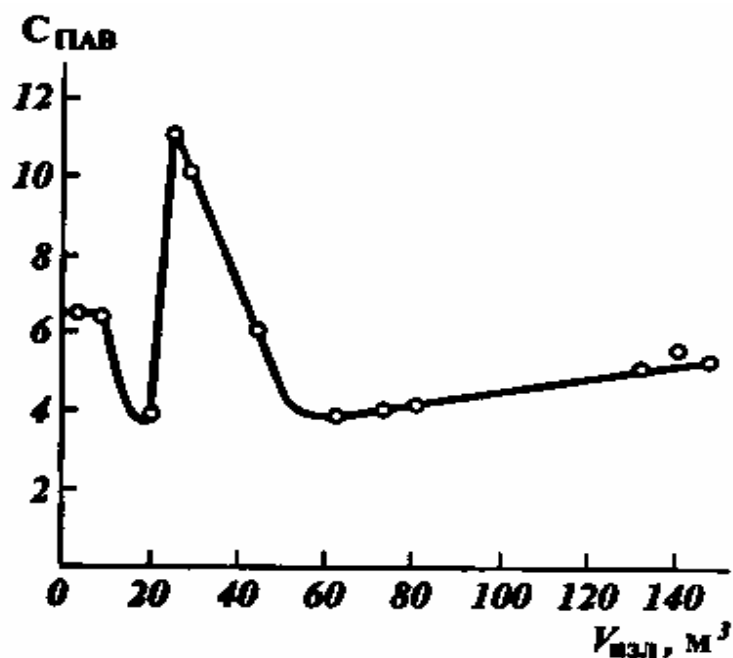


Рис. 4. Результаты изменения концентрации НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 в композиции с лигносульфонатом и проксамином в процессе излива скв. 13339 Вятской площади Арланского месторождения

Выбрана и обоснована для промысловых испытаний композиция на основе Неонола АФ<sub>9</sub>-12, лигносульфоната, проксамина в соотношении 4:1:0,4, устойчивая к химической деструкции в пластовых условиях, снижающая адсорбцию активного НПАВ - АФ<sub>9</sub>-12 и обладающая высокими нефтewытесняющими свойствами.

В седьмом разделе приведены результаты промысловых испытаний химически стабильной низко-адсорбционной композиции, состоящей из Неонола АФ<sub>9</sub>-12, лигносульфоната и проксамина на каширо-подольских отложениях Вятской площади Арланского месторождения на 3 опытных очагах (18 нагнетательных скважин) с 09.1988 по 11.1992 г., с объемом внедрения – 3059 т Неонола АФ<sub>9</sub>-12, 745 т лигносульфоната, 188 т проксамина. В разделе

изложено обоснование выбора опытных участков для проведения промышленного эксперимента по изучению эффективности метода увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи залежей в карбонатных коллекторах. Приведены основные положения выбора технологии и техники приготовления и закачки водных растворов композиций на основе НПАВ АФ<sub>9</sub>-12. Выполнены работы по анализу и обобщению результатов промышленных испытаний технологии.

Учитывая, что для слабопроницаемых карбонатных коллекторов проблема повышения нефтеотдачи особенно актуальна, так как геолого-физические условия этих объектов неблагоприятны для применения существующих методов улучшения полноты выработки запасов нефти, для промышленных экспериментов композиции на основе НПАВ выбраны залежи нефти в карбонатных отложениях каширо-подольских горизонтов Вятской площади Арланского месторождения. Породы-коллекторы рассматриваемого объекта характеризуются высокой неоднородностью, осложнены трещиноватостью, сложным строением пустотного пространства, представленного трещинами, кавернами и порами. Нефти характеризуются повышенной плотностью, значительной вязкостью, высоким содержанием структурообразующих компонентов – асфальтенов, смолистых веществ и парафинов.

В проекте разработки рассматриваемого месторождения обосновано, что прогнозные коэффициенты нефтеотдачи по отдельным пластам изменяются от 0,14 до 0,26, составляя в среднем 0,208. При их выборе учтены прерывистый характер строения коллектора, повышенная вязкость нефти, малая нефтенасыщенность пластов и ухудшенные характеристики коллекторских свойств. Для дальнейшей эксплуатации объекта принято площадное заводнение при плотности сетки скважин 8 га/скв. по девятиточечной обращенной схеме их размещения.

Автором на основе анализа основных положений методики расчетов конечного коэффициента нефтеотдачи, а также изучения динамики разработ-

ки пластов каширо-подольских отложений Арланского месторождения показано, что принятое значение конечной нефтеотдачи, по-видимому, является завышенным по следующим причинам:

1) коэффициент вытеснения, по лабораторным данным равный 0,60, является завышенным. В наших исследованиях на линейных моделях коэффициент вытеснения не превышал 0,50;

2) коэффициент охвата пласта воздействием при проектировании разработки рассчитан по небольшому объему информации о неоднородности пластов;

3) при прогнозировании коэффициента нефтеотдачи не учитывалась особенность свойств пластовых нефтей, связанная с проявлением аномалий вязкости.

В разделе приведены результаты анализа решений следующих задач эксперимента:

1) отработана технология приготовления и закачки водных растворов композиций НПАВ с концентрацией АФ<sub>9</sub>-12 5-6% масс. и содержащие технические лигносульфонаты, проксамин или КОРБ в соотношении 4:1:0,1;

2) оценено влияние закачки водных растворов композиции АФ<sub>9</sub>-12, лигносульфоната, проксамина, КОРБ на работу водонагнетательных скважин: приемистость, давление нагнетания и на характер распределения закачиваемой воды по продуктивным пластам объекта разработки;

3) определена величина адсорбции основного НПАВ АФ<sub>9</sub>-12 на породе в условиях вытеснения остаточной нефти в реальных нефтеводонасыщенных пластах;

4) проанализировано влияние закачки водных растворов композиций на основе АФ<sub>9</sub>-12 на показатели работы добывающих скважин: дебиты по жидкости, обводненность добываемой продукции, средние дебиты скважин на опытных участках;

5) определен прирост добычи нефти за счет более полного вытеснения нефти из пористой среды и прироста конечного коэффициента нефтеотдачи.

После закачки композиции на основе НПАВ был проведен излив нагнетательной скважины № 13339, в процессе которого определялось содержание Неонола АФ<sub>9</sub>-12 в изливаемой воде.

По всем нагнетательным скважинам опытных участков проведены исследования методом снятия кривых падения давления (КПД). Результаты этих исследований показали, что нагнетательные скважины по разному реагировали на закачку композиции НПАВ. По большей части скважин произошло улучшение фильтрационных характеристик пласта и увеличение охвата пласта воздействием по толщине.

По значительной части водонагнетательных скважин наблюдается рост охвата пластов нагнетанием и снижение давления нагнетания, что очевидно свидетельствует об улучшении охвата пласта воздействием и отмыве остаточной нефти.

Анализ характера изменения обводненности добываемой жидкости на опытных объектах показал, что по значительной части скважин обнаруживается существенное снижение обводненности добываемой жидкости. Это обстоятельство является важным доказательством улучшения выработанности запасов нефти за счет более полного вытеснения нефти из пористой среды и увеличения охвата пласта воздействием. Установлены зависимости в характере изменения обводненности. На малообводненных скважинах, в продукции которых содержание воды не превышает 15%, в течение всего промышленного эксперимента (более 7 лет) обводненность практически не меняется и находится на уровне, соответствующем значениям на начало эксперимента. При начальной обводненности от 15-20% до 60-70%, как правило, происходит снижение обводненности в течение 6-7 лет. На скважинах с начальным содержанием воды в продукции более 70% наблюдается снижение темпа роста обводненности в течение всего анализируемого периода.

В целом закачка водных растворов композиций на основе НП АВ АФ<sub>9</sub>-12 в нефтяные залежи каширо-подольских отложений Вятской площади Арланского месторождения привела к положительным изменениям в работе скважин, а именно:

- 1) произошло существенное снижение давления нагнетания;
- 2) по большинству нагнетательных скважин наблюдается увеличение приемистости и улучшение фильтрационных характеристик пласта;
- 3) увеличился охват пласта воздействием закачиваемой композиции по толщине по данным расходомерии;
- 4) увеличились дебиты добывающих скважин, в среднем на 24%;
- 5) установлено значительное снижение обводненности или темпа роста обводненности практически всего фонда добывающих скважин на всех трех опытных участках.

В заключении раздела приведены результаты расчетов дополнительно добытой нефти за счет применения разработанного метода увеличения конечной нефтеотдачи пластов тремя способами: а) по характеру изменения обводненности продукции скважин после закачки композиции на основе НП АВ; б) путем сравнения основных технологических показателей разработки опытных участков и остальной части залежи, рассчитанных в зависимости от безразмерного времени разработки; в) по характеристикам вытеснения.

Первый способ расчета количества дополнительно добытой нефти основывается на тщательном анализе закономерностей изменения обводненности добываемой жидкости по каждой добывающей скважине в течение всего эксперимента. С учетом закономерностей динамики обводненности добываемой продукции получены формулы для расчета количества дополнительно добытой нефти благодаря снижению содержания воды в продукции скважин и за счет удержания роста обводненности добываемой жидкости. Для прогнозирования расчетной обводненности продукции скважин предложена

и использована зависимость последующей обводненности от предыдущей. Параметры эмпирической зависимости оценены статистическим методом на основе использования многочисленной информации по скважинам Вятской площади.

По второму способу построены графики изменения текущей нефтеотдачи пластов опытных участков и остальной части залежей нефти в зависимости от безразмерного времени разработки.

Показано, что в результате применения предложенной технологии текущая нефтеотдача повысилась на 1,7-2,0%.

Общее количество дополнительно добытой нефти на трех опытных участках Вятской площади составило 136,2 тыс. т по способу сравнения показателей разработки опытных участков и остальной части залежи, 133,7 тыс.т – по характеру изменения обводненности продукции скважин и 137,2 тыс. т – по характеристикам вытеснения.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

1. На основе анализа и обобщения результатов лабораторных и промышленных исследований, выполненных в различных геолого-физических условиях за последние 15 лет, уточнены и дополнены критерии эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-физических и технологических особенностей строения и состояния разработки нефтяных месторождений.

2. В условиях ухудшения структуры запасов нефти, связанных с ростом доли трудноизвлекаемых запасов и переходом крупных месторождений на позднюю стадию разработки, показана необходимость приоритетного развития методов увеличения коэффициента охвата залежей воздействием с использованием осадкогелеобразующих композиций, в том числе на основе применения побочных продуктов нефтяных и нефтехимических производств. Отмечено, что, несмотря на большое количество реализуемых проектов в



данном направлении, технологическая эффективность их не всегда удовлетворительна. Поэтому имеет важное значение разработка и применение более эффективных прогрессивных физико-химических методов извлечения остаточной нефти.

3. На основе результатов лабораторных исследований и теоретических обобщений установлена возможность образования геля с регулируемыми свойствами в промытых объемах пласта на основе жидкого стекла, соляной кислоты и полимеров, что позволило разработать новую технологию увеличения нефтеотдачи пластов (пат. № 2163965).

4. Разработана, научно-технически обоснована и испытана в промышленных условиях технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе нефелина и соляной кислоты, показавшая высокую эффективность в условиях терригенных пластов месторождений Оренбуржья. Образующиеся гели в пластовых условиях отличаются от известных высокими технологическими показателями: стабильностью в пористой среде, насыщенной высокоминерализованными водами и остаточной нефтью, способностью существенно изменять фильтрационные сопротивления обводненных зон пласта и др.

5. Осуществлено промышленное внедрение технологий увеличения конечной нефтеотдачи пластов на основе использования жидкого стекла и нефелина на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» и АНК «Башнефть», позволивших получить 124,5 тыс. т дополнительной нефти и сократить объемы попутнодобываемой воды на 415,5 тыс. м<sup>3</sup>.

6. На основе комплекса теоретических и экспериментальных исследований по оценке влияния различных факторов на состояние ПАВ в условиях карбонатных коллекторов разработаны способы и выбраны химические реагенты, снижающие высокие потери ПАВ за счет адсорбционных и деструкционных процессов под действием пластовой системы и перехода в нефтяную фазу. Предложены и обоснованы композиции химических реагентов для увеличения нефтеотдачи в условиях нефтяных залежей, приуроченных к кар-

бонатным отложениям каширо-подольских горизонтов среднего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

7. Научно обоснована целесообразность проведения крупномасштабного промыслового эксперимента по испытанию технологии увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов (пат. № 1653404) на Арланском месторождении. Организация и проведение промышленного внедрения, выполненные под научным руководством автора, позволили извлечь дополнительной нефти за счет увеличения нефтеотдачи в количестве 133,6 тыс. т. Анализ и обобщение результатов промыслового эксперимента показали достаточную эффективность технологии и перспективность ее применения в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.

**Основные положения диссертационной работы отражены в следующих печатных трудах, опубликованных автором лично или в соавторстве:**

1. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. -М.: Недра, 1998. –394 с.

2. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов: Учеб. пособие. -Уфа: УГНТУ, 1998. –225 с.

3. Персиянцев М.Н., Кабиров М.М., Ленченкова Л.Е. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов. -Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. –220 с.

4. Ленченкова Л.Е. Опытные работы по испытанию технологии применения высококонцентрированных ПАВ в условиях карбонатных коллекторов: Тез. докл. //Творческие возможности молодых нефтяников. -Альметьевск, 1987. –С. 54.

5. Ленченкова Л.Е., Нигматуллина Р.Ф. Испытание технологий на основе неионогенных ПАВ для повышения нефтеотдачи каширо-подольских

отложений Арланского месторождения: Тез. докл. //Поверхностно-активные вещества и сырье для их производства. -Щебекино, 1988. –С. 37.

6. Ганиев Р.Р., Щебланова Л.А., Ленченкова Л.Е. Первые результаты применения композиций на основе НПАВ для повышения эффективности разработки слабопроницаемых карбонатных коллекторов: Тез. докл. //Новые методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти в республике. -Уфа: УНИ, 1990. –С. 105.

7. Гиниятуллина Р.П., Гайсин Д.К., Ленченкова Л.Е. Результаты первого цикла закачки композиции НПАВ в каширо-подольские отложения Вятской площади //Сб. науч. тр. БашНИПИнефть, 1990. -Вып. 81. -С. 118-125.

8. Ленченкова Л.Е., Фахретдинов Р.Н., Ганиев Р.Р., Галимов И.М. Инструкция по применению композиций на основе НПАВ в условиях каширо-подольских отложений Арланского месторождения для повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-052-90. –М., 1990. – 28 с.

9. Ленченкова Л.Е., Фахретдинов Р.Н., Ганиев Р.Р., Ленчевский А.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов //Нефтяное хозяйство. -1992. -№ 1. -С. 18-20.

10. Пат. № 1653404. Состав для заводнения нефтяного пласта /Р.Н.Фахретдинов, И.М.Галимов, Р.Ф.Нигматуллина, Т.Д.Алибаева, Л.Е.Ленченкова, Т.Г.Кононова. –Опубл. 30.05.91 //БИ. –1991. -№ 20. –С. 231.

11. Хлебников В.Н., Ганиев Р.Р., Фахретдинов Р.Н., Ленченкова Л.Е. Применение композиций на основе ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов месторождений Башкортостана //Нефтепромысловое дело. –1994. -№ 3-4. -С. 13-19.

12. Хлебников В.Н., Андреева А.А., Бикбова А.А., Ленченкова Л.Е. Влияние минерализации на поверхностную и адсорбционную активность неионогенных поверхностно-активных веществ в условиях карбонатных коллекторов //Башкирский химический журнал. –Уфа, 1994. -Т. 1. -№ 4.-С. 30-34.

13. Хлебников В.Н., Андреева А.А., Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р. Исследование фазового поведения НПАВ в условиях карбонатных коллекторов //Башкирский химический журнал. –Уфа, 1995. -Т. 2. - № 1. -С. 53-57.

14. Ленченкова Л.Е. Разработка и испытание новых композиций для снижения обводненности нефти: Тез. докл. //Проблемы нефтегазового комплекса России. –Уфа, 1995. –С. 24.

15. Фахретдинов Р.Н., Ганиев Р.Р., Ленченкова Л.Е., Мухаметзянова Р.С. Новые гелеобразующие составы для повышения нефтеотдачи пластов: Тез. докл. //Проблемы нефтегазового комплекса России. –Уфа, 1995. –С. 59.

16. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Алмаев Р.Х. Инструкция по применению композиций на основе НПАВ в условиях низкопроницаемых коллекторов девонских отложений для увеличения нефтеотдачи. РД-39-5794688-268-88. -Уфа, 1988. –38 с.

17. Ленченкова Л.Е., Зюрин В.Г., Хатмуллин А.М., Асмоловский В.С. Промысловые испытания гелевой технологии на Арланском месторождении //Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. –Уфа, 1995. -Вып. 91. –С. 66-74.

18. Ленченкова Л.Е., Зюрин В.Г., Сайфутдинов Ф.Х. Совершенствование техники и технологии применения жидкого стекла в композиции с соляной кислотой для снижения обводненности скважин //Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. –Уфа, 1995. -Вып. 91. –С. 75-81.

19. Хлебников В.Н., Ганиев Р.Р., Ленченкова Л.Е. Фильтрационные исследования новых методов повышения нефтеотдачи с использованием растворителей и ПАВ //Нефтяное хозяйство. -1995. -№ 1. –С. 11-12.

20. Пат. № 2097539. Состав для регулирования проницаемости пласта и изоляции водопритоков /Р.Р.Ганиев, В.Н.Хлебников, Г.Х.Якименко, А.А.Андреева, А.А.Бикбова, Ю.Н.Ададунов, О.В.Даринцев, А.С.Сиротинский, Л.Е.Ленченкова. -Опубл. 27.11.97 //БИ. –1997. -№ 33. –С. 403.

21. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Мухаметзянова Р.С., Лукьянова Н.Ю. Гелеобразующие составы на основе побочных продуктов катализаторных производств для снижения обводненности добываемой продукции: Тез. докл. //Системный анализ процессов разработки нефтяных месторождений, транспорта нефти и нефтепродуктов. -Уфа, 1996. -С. 26.

22. Ганиев Р.Р., Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е., Андреева А.А., Асанбаева Д.Н. Разработка и испытание технологии повышения нефтеотдачи с применением композиций НПАВ для месторождения Жанаталап //Нефтепромысловое дело. – 1996. -№ 2. -С. 16-20.

23. Зюрин В.Г., Сайфутдинов Ф.Х., Ленченкова Л.Е. Промысловые испытания гелевых технологий на Арланском месторождении //Нефтяное хозяйство. –1996. -№ 2. -С. 36-38.

24. Ленченкова Л.Е. Экспериментальные результаты технологий ограничения водопритоков на основе применения гелевых систем для условий Зайкинского месторождения //Нетрадиционные источники сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. 2-го Междунар. симпоз. –СПб., 1997. -С. 150.

25. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Хлебников В.Н., Лукьянова Н.Ю. Экспериментальное обоснование новых технологий ограничения водопритоков с использованием гелевых составов на основе побочных продуктов нефтехимических производств //Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: Тез. докл. 2-й Междунар. науч. –техн. конф. ГАНГ. –М., 1997. -С. 87-88.

26. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Лукьянова Н.Ю., Мухаметзянова Р.С. Разработка новых гелеобразующих составов с регулируемым временем гелеобразования //Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: Тез. докл. 2-ой Междунар. науч. –техн. конф. ГАНГ. –М., 1997. -С. 87-88.

27. Пат. № 2097542. Состав для повышения нефтеотдачи и регулирования проницаемости пласта /В.Н.Хлебников, Р.Р.Ганиев, Л.Е.Ленченкова, А.А.Андреева, Ю.Н.Ададунов. –Опубл. 27.11.97 //БИ. –1997. -№ 33. –С. 403.

28. Ленченкова Л.Е., Печеркин М.Ф., Фахретдинов Р.Н., Ганиев Р.Р. Экспериментальное обоснование гелеобразующих составов на основе композиционных составов ОШ-2 с добавками флокулянтов для условий месторождений Западной Сибири: Тез. докл. //Проблемы гидродинамики, надежности и прочности в современном трубопроводном транспорте. -Уфа, 1997. -С. 85.

29. Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е. Гелеобразующие композиции для нефтеотдачи //Башкирский химический журнал. –1997. -Т. 4. -Вып. 1. –С. 47-49.

30. Ленченкова Л.Е. Разработка технологии ограничения водопритокков на основе применения осадкогелеобразующих систем для условий Западной Сибири //Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Тез. докл. 1-го Междунар. симпоз. –М.: ГАНГ, 1997. -С. 33.

31. Ленченкова Л.Е., Персиянцев М.Н. Анализ оценки технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов и области их применения: Тез. докл. 1-го Междунар. симпоз. //Наука и технология углеводородных дисперсных систем. –М.: ГАНГ, 1997. -С. 34.

32. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Персиянцев М.Н. Промысловый опыт применения гелеобразующих систем на Красноярском месторождении ОАО «Оренбургнефть» //Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Тез. докл. 1-го Междунар. симпоз. –М.: ГАНГ, 1997. -С. 35.

33. Заявка № 97100216. Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пласта и изоляции водопритокков /Р.Р.Ганиев, Н.Ю.Лукьянова, Л.Е.Ленченкова. –Опубл. 06.01.97 //БИ. -№ 3.

34. Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е. Кинетическая закономерность гелеобразования в солянокислотных растворах алюмосиликата //Башкирский химический журнал. - 1998. -Т. 5. -№ 4. –С. 18-21.

35. Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е. Новая гелеобразующая композиция для Арланского месторождения //Башкирский химический журнал. - 1998. -Т. 5. -№ 4. –С. 24-28.

36. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Ганиев Р.Р. Использование сточных вод для поддержания пластового давления при разработке продуктивных пластов Акинеевского опытного участка Арланского месторождения: //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Сб. науч. тр. –Уфа, 1996. -Вып. 56. -С. 146-148.

37. Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р., Фахретдинов Р.Н. Опыт применения химически стабильных малосорбируемых композиций для повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологии, Бугульма, 25-26 ноября, 1997: Сб. науч. тр. -Казань, 1998. -С. 38-40.

38. Ганиев Р.Р., Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов и использование НПАВ и растворителей //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика). –Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 173 -174.

39. Ленченкова Л.Е. Изучение физико-химических свойств гелеобразующих систем на основе алюмосиликатов //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика). –Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 193-195.

40. Ленченкова Л.Е., Мухаметзянова Р.С., Ганиев Р.Р., Рамазанов Р.Г. Разработка нового гелеобразующего состава для условий высокотемпературных пластов Южно-Ягунского месторождения //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика). –Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 206-208.

41. Ленченкова Л.Е., Лукьянова Н.Ю., Мухаметзянова Р.С., Ганиев Р.Р. Комплекс подготовительных работ в ходе реализации промыслового экспе-

римента по испытанию гелеобразующего состава на основе алюмосиликатов //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудно-извлекаемых запасов (теория и практика). –Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 226-229.

42. Ленченкова Л.Е., Зюрин В.Г., Ключарев А.В. Первые результаты опытно-промышленных работ гелеобразующих технологий на Арланском месторождении //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика). -Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 233-237.

43. Ганиев Р.Р., Султанов В.Г., Рамазанов Р.Г., Ленченкова Л.Е. Промысловый опыт испытания водоизолирующей композиции на основе реагента «Кристаллит» в обводненных коллекторах Южно-Ягунского месторождения //Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика). -Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. -С. 239-240.

44. Ленченкова Л.Е. Новая технология воздействия на процесс разработки карбонатных коллекторов – практическая реализация эксперимента: Тез. докл. //Методы кибернетики химико-технологических процессов. -Уфа, 1999. -Т. 2. -Кн. 2. –С. 54.

45. Ленченкова Л.Е., Асмоловский В.С., Зюрин В.Г. Применение гелеобразующих композиций на основе побочных продуктов нефтехимических производств для повышения нефтеотдачи Арланского месторождения: Тез. докл. //Методы кибернетики химико-технологических процессов. -Уфа, 1999. -Т. 2. -Кн. 2. –С. 62.

46. Ленченкова Л.Е., Персиянцев М.Н., Козлов Н.Ф., Хлебников В.Н. Перспективы применения побочных продуктов различных нефтехимических производств в технологиях ограничения водопритоков для условий Зайкинского месторождения //Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. –Уфа: УГНТУ, 1999. -С. 165-167.



47. Ленченкова Л.Е. Опыт применения гелеобразующих композиций на основе алюмосиликатов для условий Арланского месторождения //Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. –Уфа: УНГТУ, 1999. -С. 191-200.

48. Пат. № 2144978. Гелеобразующий состав /Р.Р.Ганиев, Н.Ю.Лукьянова, Р.Г.Рамазанов, Л.Е.Ленченкова. –Опубл. 27.01.00 //БИ . – 2000. -№ 3. -С. 354.

49. Ленченкова Л.Е., Ходырев В.А., Кириллов С.А. Способы и технические средства, применяемые в ходе реализации промышленного эксперимента по применению гелеобразующего состава на основе композиции нефелина //Геология и эксплуатация нефтяных и газоконденсатных месторождений Оренбургской области: Сб. науч. тр. -Оренбург, 1999. -Т. 2. -С. 220-224.

50. Ленченкова Л.Е. Экономическая эффективность применения гелеобразующих композиций на основе нефелина с целью ограничения водопритоков и снижения обводненности для условий Красноярского месторождения // Геология и эксплуатация нефтяных и газоконденсатных месторождений Оренбургской области: Сб. науч. тр. –Оренбург, 1999. -Т. 2. -С. 307-308.

51. Пат. № 2163965. Способ изоляции водопритоков и регулирования проницаемости пласта /Л.Е.Ленченкова, Б.М.Густов, В.С.Асмоловский, В.Г.Зюрин.-Опубл. 10.03.2001 //БИ. –2001. -№ 7. –С. 217.

52. Ленченкова Л.Е., Храмов Р.А. Применение гелеобразующих составов на основе алюмосиликатов на Красноярском месторождении //Нефтяное хозяйство. –1998. -№ 11. –С. 11.

**Соискатель**

**Л.Е.Ленченкова**