

# ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

EFFECTIVE METHODS OF THE EXTRACTION TO REMAINING OIL OF OILFIELD REPUBLIC BASHKORTOSTAN

УДК 622.276.344:577

**А.С. БЕЛЯЕВА**

доцент кафедры «охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов» Уфимской государственной академии экономики и сервиса, канд.хим.наук, доцент

Уфа  
oosripr1@rambler.ru**A.S.BELYAeva**

Ufa State Academy of Economy and Service

Ufa

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:  
KEYWORDS:**биореагент, добыча нефти, нефтяные пласты, осадкообразование, щелочной раствор  
bioreagent, mining to oils, oil well, formation setting, alkaline solution

В данной статье рассмотрены основные методы и технологии извлечения остаточной нефти, показана эффективность их применения на месторождениях Республики Башкортостан.

Article considers main methods and technologies of the extraction remaining oil, and shows efficiency of their using on the oilfields of Republic Bashkortostan

Проведен сравнительный анализ применения физико-химических, микробиологических, биоцидных, волновых и газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан. Применение методов извлечения природных углеводородов показал, что за период с 1986 по 2005 г. дополнительно добыто 13 млн.т., из них доля технологий, основанных на осадкообразующих системах, составила 76,7%, газовых методов 6,9%, микробиологических методов 11,9%, других методов 4,5%.

На современном этапе развития нефтегазодобывающего комплекса России задача совершенствования существующих систем разработки нефтяных месторождений с использованием физико-химических методов увеличения нефтеотдачи является весьма важной. Современные технологические процессы интенсификации добычи нефти

прошли огромный путь разработки и развития, первые опыты использования которых приходятся на середину XX в. Применение технологий интенсификации добычи углеводородов на месторождениях Республики Башкортостан позволили достигнуть в 1967 году максимального объема добычи нефти (47,6 млн т нефти). Последующие годы характеризуются значительными снижениями объемов нефтедобычи: в 1969 г. – 42,8 млн т, в 1980 г. – 39,8 млн т, в 1985 г. – 33,8 млн т нефти (рис. 1). Этот процесс во многом связан с увеличением обводненности (с 62,5 до 82,7 %) наиболее крупных месторождений республики [1-3].

По мере увеличения обводненности месторождений использование имеющихся технологий уже не давало желаемых результатов. Разработки многих методов и технологий начаты в БашНИПИ-Нефть, основные из которых нашли свое

дальнейшее развитие в ВНИИ «Нефтеотдача» (рис.2).

## Технологии снижения проницаемости обводненных пластов

Для снижения обводненности добывающих скважин и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин разработан ряд технологий регулирования проницаемости обводненных пропластков с использованием различных химических реагентов. Так в 1986 году для месторождений с терригенными отложениями, содержащими нефти повышенной вязкости и высокоминерализованные пластовые воды, характерные для многих месторождений Республики Башкортостан, разработаны силикатно-щелочные композиции (табл. 1).

Установлено, что при применении одного гидроксида натрия образуется мелкодисперсный осадок, который вымывается из пористой среды при закачивании сточной воды, а при использовании одного силиката натрия – ухудшаются условия образования эмульсии и ПАВ в пласте. Найдено, что добавка раствора полимера позволяет увеличить объем осадка и улучшить сцепление минеральных частиц между собой и поверхностью породы. При взаимодействии щелочных растворов с солями кальция и магния вытесняющей сточной воды образуются осадки  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{MgSiO}_3$ ,  $\text{Ca(OH)}_2$ ,  $\text{Mg(OH)}_2$ , которые выпадают на требуемом расстоянии от забоя скважины. Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами оторочек пресной воды и раствора реагентов, а степень снижения проницаемости обводненных зон продуктивного коллектора – изменением концентрации гидроксида и силиката натрия. Эти осадки приводят к снижению проницаемости высокопромытых зон пласта, а нагнетаемая вода начинает прорываться по новым нефтенасыщенным пропласткам, выравнивая, таким образом, фронт вытеснения нефти и увеличивая охват пласта заводнением. ►

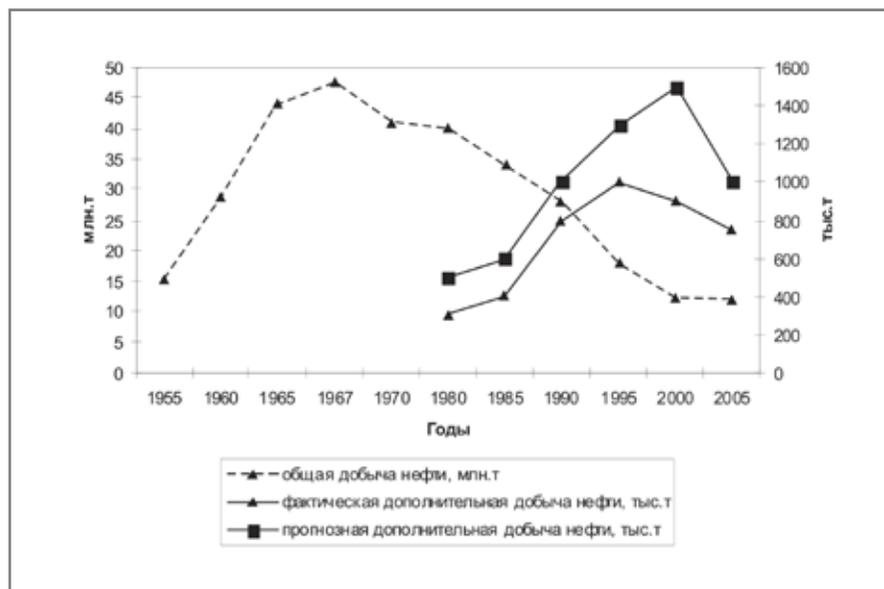


Рис.1. Динамика добычи нефти в Башкортостане (1955-2005 гг.)

Технологический процесс нагнетания в пласт оторочек силикатно-щелочного раствора (СЩР) предусматривает попеременную закачку раствора с минерализованной сточной водой. Для предотвращения преждевременного смешения СЩР с вытесняющей сточной водой между ними закачивают оторочки пресной воды. Опытно-промышленные испытания закачки СЩР начались в 1986 году на Арланском месторождении Ново-Хазинской площади НГДУ «Южарланнефть» (табл. 2).

В последующие годы продолжались исследования по подбору эффективных и экономичных реагентов на конкретных месторождениях. Так, в 1988 г. для условий Серафимовского месторождения (НГДУ «Октябрьскнефть») с его терригенными отложениями и нефтями малой вязкости, разработаны щелочно-полимерные композиции, составы которых представлены в табл. 1. Отличительной особенностью технологического процесса является закачка микрооторочек раствора.

В начале 1990-х г. предлагаются две осадкообразующие системы на основе шламлигнина (отход производства Байкальского целлюлозно-бумажного комбината). Отличительной особенностью первой композиции ( $\text{NaOH} - 2\%$ , шламлигнин  $- 2\%$ ,  $\text{Na}_2\text{SiO}_3 - 5\%$ ), является то, что за счет взаимодействия силиката натрия и лигнина с солями щелочноземельных металлов пластовой воды образуются объемные, стабильные осадки - гели, значительно снижающие проницаемость пород. Иной характер образующихся структур наблюдается у второй композиции ( $\text{NaOH} - 2\%$ , шламлигнин  $- 2\%$  и ПАА  $- 0,05\%$ ). Эти растворы до смешения с пластовой водой представляют собой гомогенные системы, а после контакта с минерализованной водой образуют коагулированные системы, состоящие из рыхлых осадков гидрооксидов щелочноземельных металлов и частиц лигнинных веществ, связанных между собой макромолекулами полиакриламида.

Метод полимерного воздействия на пласт в сочетании с неинногенными поверхностно-активными веществами (НПАВ) основан на снижении фазовой проницаемости

породы пласта по вытесняющей воде за счет изменения ее смачиваемости и набухаемости глин, а также на снижении сорбции полимера ПАА породой пласта и улучшении отмывающей способности закачиваемой воды. Технологический процесс включает в себя стадии приготовления водного раствора композиции ПАА+НПАВ (табл. 1), с последующим закачиванием и переходом в процессе нагнетания на композицию, содержащую меньшее количество НПАВ (ПАА  $- 0,06\%$ , Неонола АФ9-12 типа СНО-ЗБ  $- 0,06\%$ , маслорастворимого Неонола АФ9-6  $- 0,09\%$ ).

Для регулирования проницаемости обводненных пропластков также предложен ряд гелеобразующих композиций на основе алюмосиликатов - нефелин (минерал из группы каркасных силикатов) и цеолит (отход Ишимбайского катализаторного производства) в сочетании с соляной кислотой (табл. 1). Разработанная композиция «Карфас» на основе алюмохлорида предназначена для месторождений карбонатных отложений с высокотемпературными пластами, что характерно для Западной Сибири.

Всего за 1986-2005 гг. проведено более 1500 скважино-обработок с применением СЩР и ЩПР, из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Арланнефть»  $- 37,2\%$ , «Южарланнефть»  $- 19\%$ , «Чекмагушнефть»  $- 32,9\%$ , «Октябрьскнефть»  $- 3,9\%$ , «Ишимбайнефть»  $- 6,2\%$ , «Краснохолмскнефть»  $- 0,8\%$ . Применение осадкообразующих композиций привело к уменьшению обводненности добываемой продукции по отдельным скважинам от 5 до 50 %, дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку составляет от 500 до 1700 т при технологической эффективности от 30 до 380 т на тонну закачанного реагента (табл. 2) [4-9].

#### Ограничение водопритока с использованием микробиологических методов

Регулирование процесса разработки с целью достижения максимального отбора нефти из низкопроницаемых и не охваченных

заводнением пропластков возможно также с использованием микробиологических методов. Механизм повышения нефтеотдачи осуществляется путем селективной закупорки высокопроницаемых промытых пропластков биомассой бактерий и вовлечения в работу слабопроницаемых зон пласта, а также за счет увеличения подвижности остаточной нефти в результате выработки бактериальных газов.

Основой для микробиологического воздействия служил активный ил станции биологической очистки сточных вод Башкирского Благовещенского биохимкомбината по производству белково-витаминных концентратов, который получил название биологически активный субстрат (БАС), в сочетании с мелассой (отход сахарного производства). В дальнейшем на месторождениях республики стали применять сухие формы активного ила (САИ) (побочный продукт очистных сооружений целлюлозно-бумажного комбината) и избыточный активный ил (ИАИП-1) (отход с очистных сооружений АО «Каустик»).

Технологический процесс закачивания биореагентов осуществляют поочередно в виде одной оторочки с продавкой биореагента ( $15 \text{ м}^3$ ) в пласт сточной ( $10 \text{ м}^3$ ) и пресной водой ( $10 \text{ м}^3$ ). Данный метод позволяет уменьшить обводненность скважин в среднем по очагам на 5 %, по отдельным скважинам  $-$  до 35-50 %. Дополнительно добыто от 150 до 2000 т на одну скважино-обработку, удельный технологический эффект составил от 300 до 600 т на тонну закачиваемого реагента (табл. 3).

Всего за 1991-2005 гг. проведено более 1300 обработок добывающих скважин раствором сухого активного ила, из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Аксаковнефть»  $- 47,5\%$ , «Арланнефть»  $- 1,36\%$ , «Южарланнефть»  $- 4,1\%$ , «Чекмагушнефть»  $- 21,36\%$ , «Октябрьскнефть»  $- 0,2\%$ , «Ишимбайнефть»  $- 3\%$ , «Краснохолмскнефть»  $- 21,1\%$ , «Туймазанефть»  $- 0,5\%$ , «Уфанефть»  $- 2\%$ .

Ниже приведен механизм протекания микробиологического процесса с использованием биореагента ИАИП-1 (рис. 3). ►

Название композиции (год разработки)	Состав композиции	Концентрация, % масс.
Силикатно-щелочной раствор (СЩР) (1986 г.)	силикат натрия ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ )	2
	гидроксид натрия ( $\text{NaOH}$ )	0,5-1
	полимер ПАА	0,01-0,06
Щелочно-полимерный раствор (ЩПР) (1988 г.)	гидроксид натрия (или аммиак $\text{NH}_4\text{OH}$ )	0,6-1 (1,5-2)
	полимер ПАА (или водорастворимый полимер ВПК-402)	0,04-0,05 (0,06-0,5)
Раствор ПАА с добавкой НПАВ (1989 г.)	полимер ПАА	0,06
	НПАВ Неонол АФ <sub>9</sub> -12 типа СНО-ЗБ	0,12
	НПАВ Неонол АФ <sub>9</sub> -6	0,18
Лигнинсодержащий состав (ЛСС) (1991 г.)	гидроксид натрия	2
	силикат натрия	5
	шлам-лигнин	2-5
Нефелин (1992 г.)	алюмосиликат натрия и калия ( $\text{KNa}_3(\text{AlSiO}_4)_4$ )	3-15
	соляная кислота ( $\text{HCl}$ )	5-9
Карфас (1997 г.)	алюмохлорид ( $\text{AlCl}_3$ )	20-30
	карбамид ( $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ )	30-55
	серная кислота ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) или цеолит натрия	0,1
Цеолит (2001 г.)	цеолит натрия ( $\text{Al}_2\text{O}_3-28\%$ , $\text{SiO}_2-34,4\%$ , $\text{Na}_2\text{O}-17,6\%$ )	3-8
	соляная кислота (или отработанная серная кислота)	6-12

Таб. 1. Состав и концентрации осадкообразующих и гелевых композиций

Недостатком этого метода являются анаэробные процессы: метанообразование, сульфатредукция. Процесс сульфатредукции приводит к образованию сероводорода и сульфида железа, которые в конечном итоге выпадая в осадок, забивают промысловые трубы. Для устранения этого недостатка

предложена комплексная технология, заключающаяся в последовательной обработке скважин биореагентом ИАИП-1 и биоцидом, нагнетание которого осуществляют через 6 месяцев. Промысловые испытания биоконкомплексной технологии (БКТ) начались в 1996 г. на Арланском месторождении

Юлдузской площади. За счет применения БКТ дополнительная добыча нефти за год составляет 11 тыс. т при одновременном уменьшении обводненности добываемой продукции на 7 %, по сравнению с технологией закачки ИАИП-1 без биоцида, при которой добыча нефти составила 6 тыс. т, а уменьшение

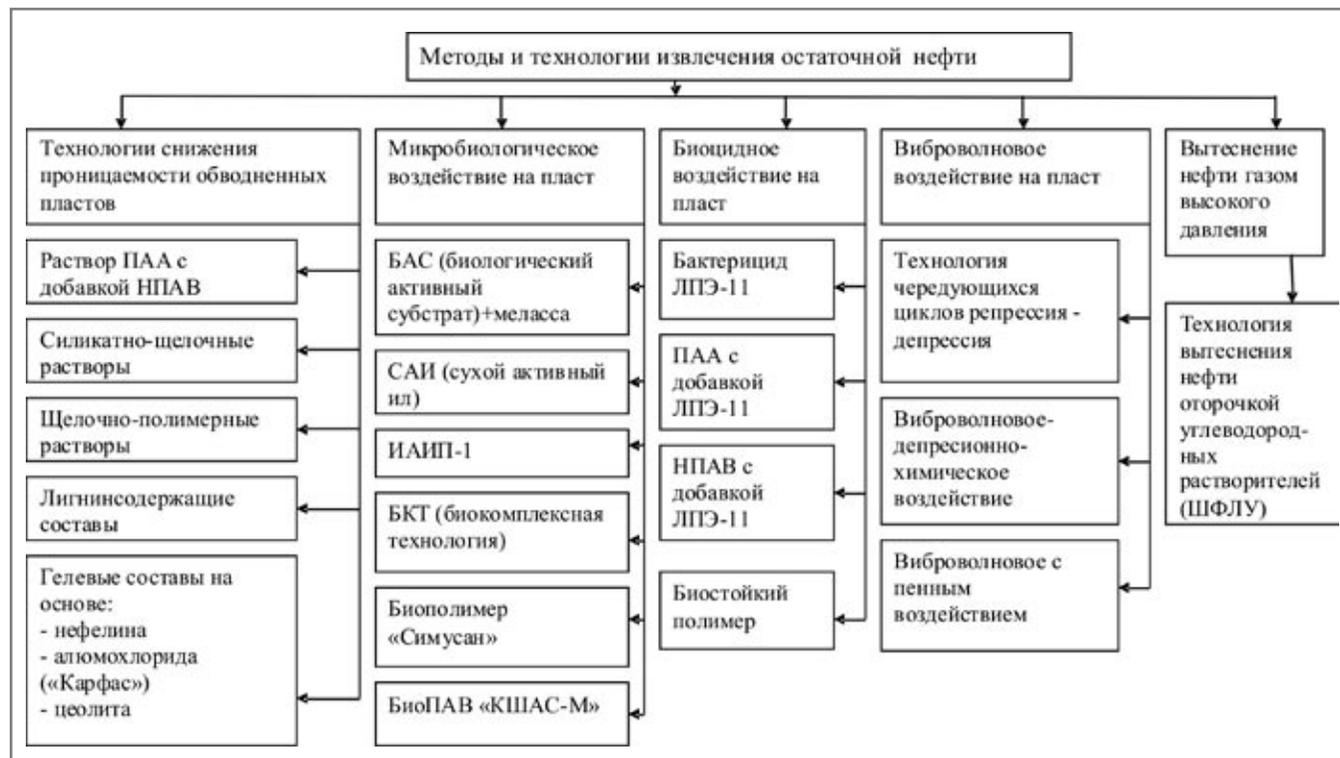


Рис. 2. Основные методы и технологии, разработанные в НПО «Союзнефтеотдача» – ЦХИМ АН РБ

Месторождение (НГДУ)	Период внедрения, гг.	Содержание воды в нефти, %		Дополнительная добыча нефти			Прирост добычи нефти, %
		до обработки	после обработки	тыс.т./год	т/скв-обработку	т / на т реагента	
Силикатно-щелочной раствор (СЩР)							
Арланское: Ново-Хазинская площадь (НГДУ «Южарланнефть»)	1986-2005	91-95	45-47	47	1700	133	17
Арланская площадь (НГДУ «Арланнефть»)	1987-2005	89-92	70-73	24		126	8
Игровское (НГДУ «Краснохолмскнефть»)	1992-2005	73	55	12	1500	100	6
Манчаровское (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1989-2005	97	90	19		68	7
Щелочно-полимерные композиции (ЩПК)							
Арланское	1989-2005	91-95	85	15,7	1400	30	7,9
Наратовское (НГДУ «Южарланнефть»)	1992-2005	90	83	25	1150	86	10,2
Серафимовское (НГДУ «Октябрьскнефть»)	1988-1998	93	88	27,3	1300	84,3	10
Лигнинсодержащий состав (ЛСС)							
Волостновское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1992-1995	90	87	3	500	62	3
Арланское Ново-Хазинская площадь	1993-1998	97	92	5	1300	380	5
Раствор ПАА с добавкой неионогенных ПАВ							
Арланское: Арланская площадь	1989-1991	95	92	10	950	200	6,85
Нефелин							
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1992-2002	89	85	15	1800	350	9

Таб. 2 Результаты применения осадкообразующих и гелевых композиций на месторождениях Республики Башкортостан

Месторождение (НГДУ)	Период внедрения, гг.	Снижение обводненности, %	Средняя дополнительная добыча нефти			Прирост добычи нефти, %
			тыс.т/ год	т /т реагента	т/ скв-обр.	
Сухой активный ил (САИ)						
Арланское: Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1991-2005	7	46	450	900	16,4
Знаменское (НГДУ «Аксаковнефть»)	1991-2005	5	33	1000	1700	12
ИАИП-1						
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1995-1998	3	6	320	1000	5
БКТ						
Арланское: Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1996-2000	7	11	65	1073	7,6
Биополимер «Симусан»						
Арланское: Арланская площадь Ново-Хазинская площадь	1987-1990	10	25	40-80	400-800	9
БиоПАВ «КШАС-М»						
Арланское: Ново-Хазинская площадь (НГДУ «Южарланнефть»)	1992-2005	12	42	90	580	15

Таб. 3 Результаты опытно-промысловых испытаний микробиологического метода

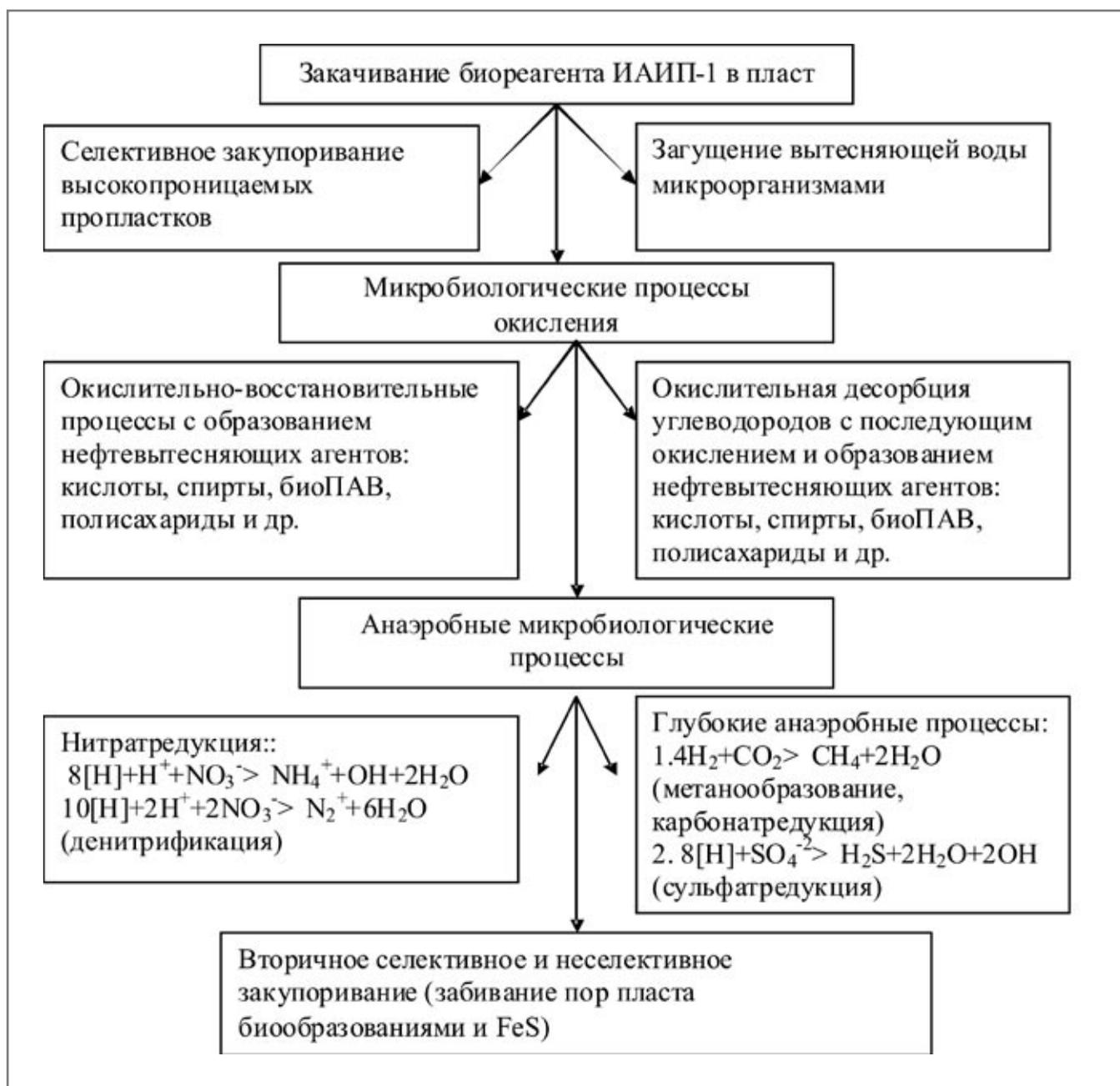


Рис. 3. Основные стадии воздействия на пласт биоактивными материалами

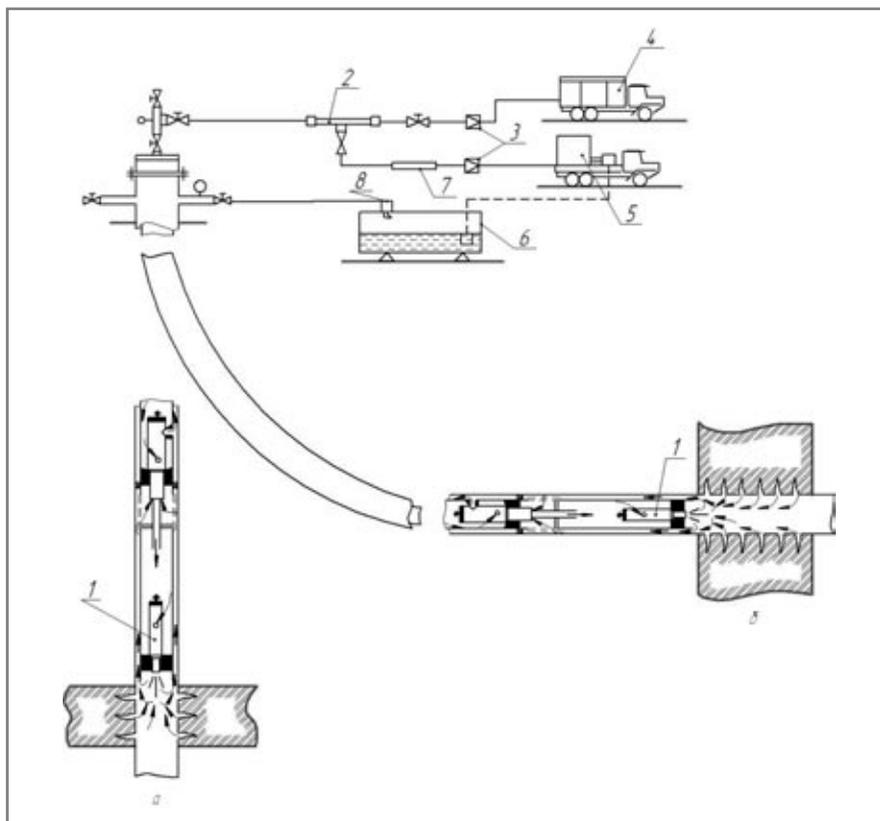


Рис. 4. Принципиальная схема размещения оборудования для виброволновой обработки с пенными системами. а – вертикальные скважины; б – наклонно-горизонтальные и горизонтальные скважины; 1 – генератор колебаний давлений, 2 – азратор, 3 – обратные клапаны, 4 – компрессор, 5 – насосный агрегат, 6 – желобная емкость, 7 – фильтр, 8 – сепаратор

обводненности произошло на 3% (табл. 3). На месторождениях Башкортостана для извлечения остаточной нефти также широко используют различные композиции на основе продуктов биосинтеза, биореагенты на основе биополимера «Симусан» и биоПАВ «КШАС-М», которые являются продуктами жизнедеятельности специальных бактерий.

Промысловые испытания технологии с применением биополимера «Симусан» проводились на Арланском месторождении Ново-Хазинской площади. За 1987-1990 гг. удельный технологический эффект составил 40-80 т на 1 т реагента и 400-800 т на 1 скв.-обработку. Из-за прекращения поставок биополимера промышленные испытания были приостановлены.

За 1992-2005 гг. на 22 месторождениях Башкортостана обработано 638 скважин композициями на основе биореагента биоПАВ «КШАС-М» и получено 550, 23 тыс.т нефти. Из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Аксаковнефть» – 20,9%, «Арланнефть» – 3,6%, «Ишимбайнефть» – 8%, «Краснохолмскнефть» – 11,8%, «Октябрьскнефть» – 12%, «Уфанефть» – 10,5%, «Чекмагушнефть» – 7,6%, «Южарланнефть» – 16,5%, «Туймазанефть» – 0,8%. По большинству участков получена дополнительная нефть, которая составляет от 400 до 900 т на одну скважино-обработку, а удельный технологический эффект составляет от 50 до 120 т на тонну закачанного реагента. Также наблюдается снижение обводненности добываемой продукции по месторождениям от 5 до 20% [10-14]. ▶

Месторождение (НГДУ)	Дата проведения эксперимента, гг.	Средняя дополнительная добыча			Прирост добычи нефти, %
		тыс. т/год	т/ на 1 т реагента	т/скв-обр.	
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1989-1997	15	150	1000	5

Таб. 4. Результаты промышленных испытаний бактерицида ЛПЭ-11в для повышения нефтеотдачи пластов

НГДУ (метод)	Периоды испытания, гг.	Средний дебит нефти, т/сут		Дополнительная добыча нефти	
		до обработки	после обработки	тыс.т/год	т/на 1 скв.-обр.
Арланнефть (технология с созданием депрессии)	1987-1990	2,4	3,6	28	361
Арланнефть (виброволновое-химическое воздействие)	1996-1998	4,2	16,8	10	1070

Таб. 5. Результаты промышленных испытаний технологии применения

Месторождение	Дата проведения испытаний, гг.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т/ год	Прирост добычи нефти, %
Старо-Казанковское	1986-2005	50	24
Грачевское	1987-2005	62	23

Таб. 6 Результаты применения технологии газового воздействия на месторождениях ОНГДУ «Ишимбайнефть»

Базовая технология	Дополнительная добыча, т/скв. обр	Затраты, тыс. руб	Прибыль, тыс. руб	Доп. добыча нефти, т/т реагента
Силикатно-щелочное воздействие (СЩР)	2600	7588	9430	130
Щелочно-полимерное воздействие (ЩПР)	1040	4620	5380	90
Применение сухого активного ила (САИ)	900	4179	8244	450
Биокомплексное воздействие (БКТ)	1000	1095	1259	320
Нефелин и цеолит	780	2594	2172	100
Применение композиций на основе биоПАВ «КШАС-М»	840	2900	26720	85

Таб. 7 Показатели технико-экономической эффективности применения методов на месторождениях АНК «Башнефть» на одну скважино-обработку (за 2000 год)

### Методы извлечения нефти с использованием бактерицида

Известно, что при разработке нефтяных месторождений в пласт вносятся естественные микроорганизмы, содержащиеся в закачиваемой воде. Эти бактерии, адсорбируясь на поверхности нефтяного пласта, формируют биообразования, которые приводят к уменьшению диаметра каналов породы и снижают проницаемость нефтесодержащих пород до 95 %. Для предотвращения заражения пласта микроорганизмами с конца 1970 г. в Республике Башкортостан проводились работы по изучению и обнаружению пластов, зараженных сульфатвосстанавливающими бактериями, а также поиску новых эффективных бактерицидов для борьбы с ними. Высокой бактериальной зараженностью характеризуются практически все месторождения республики (Арланское, Бураевское, Четырмановское, Манчаровское и др.), где содержание СВБ в закачиваемых водах достигает  $(2,5-6) \cdot 10^5$  клеток в  $1 \text{ см}^3$ . Промышленный выпуск бактерицидов начат с 1986 года в АО НПО «Технолог» г. Стерлитамак. В 1987 году для повышения нефтеотдачи пластов предлагается использование технологии биоцидного воздействия на пласт с использованием реагента ЛПЭ-11.

С целью повышения нефтеотдачи путем совершенствования технологии биоцидного воздействия на пласты месторождений, предлагается применять реагент ЛПЭНОЛ (бактерицид типа ЛПЭ-11 в смеси с неионогенным поверхностно-активным веществом – НПАВ). Установлено, что за счет подавления пластовой микрофлоры происходит увеличение нефтывытесняющей способности раствора ЛПЭНОЛ в сравнении с базовым (НПАВ) на 25,0-36,2 %, что связано с защитой НПАВ от биодеструкции на 90-100 % и уменьшении адсорбции ПАВ на породе на 30-40%.

Технология биоцидного воздействия на пласт прошла испытания на месторождении ОНГДУ «Ишимбайнефть» (табл. 4) [15].

### Применение химических реагентов в сочетании с виброволновым методом

Кроме физико-химических методов в ВНИИ «Нефтеотдача» проводились исследования с применением виброволнового воздействия на пласт.

В 1987 году для очистки призабойной зоны пласта предлагается технология виброволновой обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с созданием чередования циклов репрессия-депрессия. На рис. 4 показана схема размещения оборудования технологии виброволновой обработки горизонтальных скважин с применением пенных систем, разработанная в 1992 г. Сущность технологии заключается в создании необходимой величины депрессии на пласт путем прокачки пены через межтрубное пространство, с целью снижения забойного давления за счет облегчения столба жидкости.

Данная технология прошла испытания на Арланском месторождении (1996-1998 г.) (табл. 5). Применение технологии позволяет увеличить дебит нефти в 4 раза [16-19].

Повышение нефтеотдачи пластов газовым методом

Выполненный анализ применения методов извлечения нефти на месторождениях южного региона Башкортостана, характери-

зующихся специфическими геологическими условиями (рифовые отложения с неоднородными коллекторами, их прерывистое строение, большие толщины, наличие экранов и зон окисленной нефти), показал, что наибольший прирост добычи нефти наблюдается при применении газового метода (44%), по сравнению с биоцидным и микробиологическим методами (биоПАВ) (8 %). На Старо-Казанковском и Грачевском месторождениях ОНГДУ «Ишимбайнефть» применяют технологию смешивающегося вытеснения нефти с использованием широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ). Механизм вытеснения нефти оторочкой смешивающегося материала заключается в следующем: до нагнетания сухого газа в пласт закачивается ШФЛУ (до момента создания в пласте давления в 10,1 МПа). Объем оторочки должен находиться в пределах 2-10% порового объема, занятого углеводородами. Затем нагнетается сухой газ, который проталкивает оторочку ШФЛУ с начального положения до верхних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. С момента прорыва оторочки в добывающие скважины начинается процесс смешивающегося вытеснения. В табл. 6 приведены результаты применения технологии, по результатам которых установлен следующий прирост добычи нефти: Старо-Казанковское месторождение – 24 %, Грачевское месторождение – 23 %.

В табл. 7 приведены показатели экономической эффективности применения разработанных методов по состоянию на 2000 г., откуда видно, что наибольшая прибыль наблюдается при применении композиций на основе биоПАВ.

Таким образом, можно отметить, что за период с 1986 по 2005 гг. разработанные методы и технологии позволили увеличить добычу нефти на месторождениях Республики Башкортостан на 13 млн т, что составляет 8 % от всей добычи, при этом на долю осадкообразующих методов приходится 76,7 %, газовых – 6,9 %, микробиологических – 11,9 %, других методов 4,5 % дополнительно добытой нефти. Для снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях с терригенными отложениями наиболее эффективны методы с использованием силикатно-щелочных и щелочно-полимерных композиций, основанные на селективном снижении проницаемости водопроводящих каналов за счет внутрипластового осадкообразования [20-21]. ■

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Нефть Башкирии: статистический сборник / Уфа. - Башкирское книжное издательство. - 1982.- С.192.
2. Уметбаев В.Г. Развитие техники и технологии добычи нефти. Люди. Годы. / Уметбаев В.Г., Фасхутдинов Ю.Г., Валишин Ю.Г.- Уфа: Башнипнефть, 2002. - 77с.
3. Габитов Г.Х. Состояние и развитие нефтегазодобывающей отрасли Республики Башкортостан / Габитов Г.Х., Сафонов Е.Н., Гилязов Р.М., Лозин Е.В. // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №9. - С.150.
4. ЦГИА РБ ф. Р-5090, оп.1, д.1, л.6
5. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1, д.132а, л.1
6. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.52, л.38.
7. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Осадкогелеобразующие технологии

увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности продукции. Уфа: УГНТУ, 2000. - 150 с.

8. Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти // Нефтяное хозяйство.- 1993. - №12. - С.32.
9. Алмаев Р.Х. Силикатно-щелочное воздействие на пласт в условиях Арланского месторождения / Р.Х.Алмаев, И.Ф.Рахимкулов, В.С.Асмоловский, А.Г.Габдрахманов // Нефтяное хозяйство. - 1992. - №9. - С.22.
10. Загидуллина Л.Н. О возможности применения отходов БОС для увеличения нефтеотдачи пластов. // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти. Сб.научных трудов. Уфа: Гилем, 1998. - С.158.
11. Хазипов Р.Х. Разработка способов подавления микроорганизмов-агентов биоповреждений в нефтяной промышленности // Экология, геохимическая деятельность микроорганизмов и охрана окружающей среды: Тез. VII съезда Всесоюз. Микробиолог. Общества.- Алма-Ата: Наука, 1985.-Т.6. - С.189.
12. Алмаев Р.Х. Результаты применения новых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана. Уфа: АНК Башнефть 2001. -80 с.
13. Загидуллина Л.Н. О возможности применения отходов БОС для увеличения нефтеотдачи пластов. // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти. Сб.научных трудов. Уфа: Гилем, 1998. - С.158.
14. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.77, С.32
15. Автореферат. Хазипов Р.Х. Создание и применение биоцидов для защиты от биоповреждений при добыче нефти. Защита докторской диссертации от 29.09.1995 г. Москва. - 55 с.
16. Дыбленко В.П. Технология повышения продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / Дыбленко В.П., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А., Марчуков Е.Ю., Репин Д.Н. // Нефтепромысловое дело. – 1994. - №5. - С.25.
17. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.22, л.4.
18. Дыбленко В.П. Результаты внедрения на месторождениях ОАО «Татнефть» комплексной виброволновой технологии повышения продуктивности нефтеносных пластов / Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я., Камалов Р.Н. // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: Сб.научных трудов. – Уфа: Реактив, 2001. - вып.3. - С.52.
19. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.1, л.3.
20. Фридланд В.Я. Особенности эксплуатации трубопроводов для сжиженных углеводородных газов / В.Я. Фридланд, С.А. Эйгенсон, В.Г. Пикин, Е.М. Бреценко // Нефтяная промышленность. – 1986. – вып.7. – С. 1-52.
21. Исхаков И.А. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях Предуралья Башкортостана / Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Гайнуллин К.Х., Лисовский Н.Н., Лозин Е.В., Сафонов Е.Н., Ягафаров Ю.Н. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №4 -С.49.