

5. Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Лозин Е.В. Геологические задачи по восполнению минерально-сырьевой базы углеводородов в условиях детальной разведанности / Мат-лы конф. «Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана». Первые Тимергазинские чтения. Уфа: Тау, 2004. С. 113 – 124.
6. Кузнецов В.А., Колокольников В.А. Перспективы организации химических производств с использованием гидроминеральных ресурсов нефтяных месторождений Башкортостана // Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий. Мат-лы IV респ. геолог. конф. Т. 2. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2001. С. 265-271
7. Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. Ч. 1 и 2. М.: ВНИИОНГ, 1994. 65 и 78 с.
8. Масагутов Р.Х. Рифтогенез и перспективы нефтегазоносности рифея восточной окраины Восточно-Европейской платформы. Георесурсы. 2000. №2 (3). С. 2-12.
9. Мехтиев У.Ш., Гаджиев Ф.М. Воды нефтегазовых месторождений Абшеронского полуострова как сырьё для получения ценных компонентов / Мат-лы междунар. конф. посвящённой 80-летию А.А.Карцева «Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 309-312.
10. Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М. Тектоника и нефтегазоносность Дагестанского сектора Терско-Каспийского прогиба // Сб.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001. – С.265-270.
11. Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И. и др. Тектоника Предкавказья. М.: Гостехиздат, 1963. - 188с.
12. Нукунов Д.Н., Пуананова С.А. Металлы в нефтях и перспективы добычи ванадия в нефтях Бузачинского свода Туранской платформы // Там же. 247-253 с.
13. Петренко В.И. Ресурсы нетрадиционных полезных ископаемых газовых и газоконденсатных месторождений // Советская геология. 1992. №6. - С.18 - 22.
14. Пуананова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нефтях и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998, №9. С.959-972.
15. Чернов А.Л., Антонов К.В., Гуфранов Р.А. Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы Республики Башкортостан / Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана/ Мат-лы конф. «Первые Тимергазинские чтения». Уфа: Тау, 2004. - С. 27 – 44.
16. Ширяева Н.Г., Васильева З.А., Файзуллин М.Х. Инструментальные методы исследования микроэлементного состава пластовых вод нефтяных месторождений Западной Сибири // Сб.: Молодые учёные - нефтяной науке Башкортостана. Уфа: Башнипинефть, 2003. С. 32-46.

### Опыт добычи нефти заводнением: достижения и геоэкологические проблемы

Г.Х. Габитов (ОАО АНК «Башнефть»), С.К. Мустафин (Башкирский госуниверситет),  
К.В. Антонов (Министерство природных ресурсов Республики Башкортостан)

Заводнение сегодня широко используется как вторичный метод добычи нефти. Начало эффективной реализации заводнения положено в США при добыче УВ из терригенных коллекторов месторождений Аллегани (1920 г.), Брэдфорд (1921 г.) [10].

Успех метода определяют знания о состоянии подземных вод объекта разработки [8].

В отечественной практике нефтедобычи заводнение впервые было использовано в Республике Башкортостан (РБ) при разработке пластов ДП и ДИ, приуроченного к Южно-Татарскому своду, Туймазинского месторождения – одного из крупнейших объектов нефтедобычи Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. ОАО АНК «Башнефть» имеет богатый опыт эффективного использования заводнения. Закачка воды динамично росла с 0,2 млн. м<sup>3</sup> в 1948 г. при добыче 3,77 млн. т нефти до своего максимального значения – 301 млн. м<sup>3</sup> обеспечившего в 1988 г. добычу 30,51 млн. т нефти (табл.1).

Таблица 1

Динамика изменения показателей разработки месторождений нефти Республики Башкортостан с использованием заводнения (по материалам [1])

Год	Добыча, млн. т		Действующий фонд скважин, ед.		Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>	Обводнённость, % вес.
	нефти	жидкости	добывающих	нагнетательных		
1932	0,004	0,004	4	-	-	-
1936	0,97	0,97	97	-	-	-
1942	1,02	1,02	481	-	-	-
1943	0,78	0,79	495	-	-	1,1
1944	0,84	1,04	500	-	-	20,0
1946	2,23	2,46	547	-	-	9,6
1948	3,77	4,11	688	13	0,2	8,1
1952	8,70	9,14	1118	70	11,9	4,8
1956	18,17	19,56	1828	190	28,6	7,1
1960	28,77	32,71	2808	227	44,3	12,1
1964	41,32	57,65	4364	382	76,0	28,3
1966	46,39	79,91	5383	656	96,9	42,0
1967	47,85	91,35	5946	812	115,9	47,6
1968	46,75	102,59	6447	950	127,8	54,4
1972	40,11	119,81	8836	1370	136,0	66,5
1976	40,16	159,95	11092	1796	157,5	74,9
1980	39,87	233,46	13516	2309	217,6	82,7
1984	35,11	282,68	15670	2873	254,2	87,6
1988	30,51	330,92	18554	3683	301,2	90,8
1992	23,78	289,44	18479	3615	258,4	91,8
1994	18,81	234,46	16473	3271	203,2	92,0
1995	17,74	208,16	15602	3076	180,7	91,5

Пик нефтедобычи 47,85 млн. т достигнутый в 1967 году обеспечивался закачкой 115,9 млн. т воды [1].

Заводнение на Туймазинском месторождении реализуется с 1948 г. согласно «Рациональной разработке месторождения девонской нефти в Туймазах», где при характеристике «Основных особенностей разработки девонских горизонтов» описаны: условия прекращения фонтанирования скважин; условия сохранения однофазности нефти; прогноз темпа падения пластового давления; поддержание пластового давления. Гидродинамическими расчётами обоснованы: размещение рядов скважин и расчётные варианты; сроки разработки и средние дебиты; законтурное заводнение пласта [6].

Заводнение на объекте начато в условиях падения пластовых давлений для ДП с 17,2 до 12,5 МПа (1948 г.), для ДП – с 16,7 до 11,8 МПа (1949 г.). Система заводнения развивалась от типично законтурного к сочетанию законтурного и внутриконтурного. Позднее осваивались очаговые скважины и короткие разрезающие ряды для разукрупнения блоков [2]. К 1960 г. по сравнению с начальным периодом разработки средняя приемистость нагнетательных скважин по ДП снизилась с 1000 до 500-600 м<sup>3</sup>/сутки, по пласту ДП соответственно с 700-800 до 350-400 м<sup>3</sup>/сутки и в последующем сохранялась практически на одном уровне. Пластовое давление в зоне нагнетания в 1965-1967 гг. увеличивалось с 18-19 МПа до 21-21,5 МПа и в последующем удерживалось на уровне 19-20 МПа. Отмечаются два периода увеличения давления и увеличения отбора жидкости из пласта: с 1960 по 1968 гг. и с 1977 по 1983 гг. Перепад давления между зоной отбора и зоной нагнетания составлял в первом периоде 4,3 МПа, во втором – 3,2 МПа. Снижение перепада давления в 1968-1972 гг. на 2,7 МПа обусловлено развитием системы внутриконтурного заводнения горизонта ДП. Снижение перепада давления порядка 2,4 МПа в 1984 г. и в последующие годы обусловлено снижением отбора жидкости в связи с сокращением фонда добывающих скважин. На начальный момент (1953 г.) отток за контур залежей составлял 50% закачиваемой воды, снизившись в основной период разработки до 15%. В результате работ доказана применимость и эффективность заводнения пластов, установлено закономерное искривление плоскости ВНК в процессе его продвижения. Были отработаны методы и оборудование для освоения нагнетательных скважин, разработана упрощенная технология подготовки воды для закачки в пласты (как технической, так и попутно добываемой), установлена целесообразность отработки скважин до обводнённости более 90% перед их отключением [2].

Эффективность применения заводнения на Туймазинском месторождении подтверждается тем, что из девонских пластов с использованием этого метода отобрано нефти в два раза больше, чем удалось бы извлечь без закачки воды. На поздней и заключительной стадиях разработки проявился ряд проблем вызванных заводнением. Это ухудшение структуры остаточных извлекаемых запасов за счёт опережающего отбора нефти из участков с лучшими коллекторскими свойствами, резким снижением эффективности заводнения из-за прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемым пластам и прослоям, появления больших заводнённых зон с высокой степенью промывки. Это и возрастающая роль регулирования отборов жидкости и закачки воды для предотвращения непроизводительных затрат энергии закачиваемой воды, стабилизация, а иногда и снижение обводнённости добываемой продукции, в основном в результате интенсивной иногда необоснованной остановки высоко обводнённых скважин. При отключении последних следует предусмотреть возможности перехода на циклическую закачку и отбор при снижении объёмов закачки воды в нагнетательные скважины и осуществлении мониторинга за характеристиками вытеснения [4].

Примером эффективного использования заводнения при нефтедобыче может служить разработка западной залежи Воядинского нефтяного месторождения (Верхне-Камская впадина), коллектором нефти которой служат отложения терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК). К началу 1996 г. действующий фонд скважин на объекте включал 59 единиц, нагнетательных – 16. Текущая добыча составляла 171 т/сут., добыча жидкости – 2254 м<sup>3</sup>/сут., текущая компенсация отбора закачкой – 78,2%. Накопленная добыча нефти составляла 4294 тыс. т, что составляет 98,4% от начальных извлекаемых запасов, накопленная добыча жидкости – 18293 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная закачка воды – 18725 тыс. м<sup>3</sup>, компенсация с начала разработки – 102,4%. Для снижения темпов обводнённости и увеличения добычи нефти была разработана и реализована в 1996 году программа смены направлений фильтрационных потоков жидкости. Восемь добывающих скважин были переведены под закачку, а в 7 нагнетательных скважинах закачка была прекращена. Весовая обводнённость добываемой продукции до начала эксперимента составляла 94,5%, после смены направления фильтрационных потоков в течение 1997-2000 гг. снизилась до 92,5-92,1%. Дополнительная добыча к началу 2002 года составила 35,6 тыс. т, при сокращении попутно добываемой воды на 98 тыс. т. При разработке неоднородных пластов эффективно нестационарное заводнение с его разновидностями: циклическим, сменой направления фильтрационных потоков жидкости в пласте и их одновременному применению. Нестационарное заводнение для регулирования выработки литологически неоднородных пластов ТТНК позволило повысить текущие отборы нефти за счёт снижения текущей обводнённости, улучшить технико-экономические показатели разработки, повысить нефтеотдачу, а для нефтей повышенной вязкости увеличить продолжительность рентабельной работы скважин [9].

На Арланском нефтяном месторождении РБ (Бирская седловина) в результате депрессии на пласт, вызванной работой насосного оборудования и репрессии в очаге нагнетания в направлении от нагнетательной к добывающим скважинам образуются зоны, активно промываемые закачиваемой водой. Комплексный анализ геофизических материалов по контролю заводнения коллекторов, промысло-

вых и гидродинамических данных позволил оценить объёмы нефти, отобранные из зональных интервалов залежи ТТНК, и эффективность мероприятий по совершенствованию системы разработки [7].

Оптимизации заводнения и регулирования интенсивности отбора нефти помогут карты температурных полей, отражающие размещение охлаждённых зон влияния скважин. Такая карта составлена для Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения (Республика Татарстан) – крупнейшего объекта Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Программа позволяет на основе промысловых данных по закачке воды за время эксплуатации участка, площади, объекта, горизонта, залежи, месторождения составить карту температурных полей нефтеносного пласта. Выпадение парафина на объекте начинается при охлаждении пластов до 18-22 °С [13].

Карты температурных полей зон активного заводнения этого месторождения показали, что наибольшее охлаждение пласта происходит в зонах интенсивной работы нагнетательных скважин и на участках с наибольшей проницаемостью коллектора. Форсирование отборов жидкости и закачки воды приводит к большему охлаждению пласта. Карты температурных полей различных стадий разработки позволяют выявить зоны с пониженной температурой пласта, дать рекомендации по её повышению [3].

Анализ результатов опыта ОАО «Татнефть» по применению заводнения на нефтяных месторождениях Республики Татарстан, относящихся, как и объекты РБ к, выделяемому А.А.Карцевым [8], Волго-Уральскому нефтегазоводоносному бассейну, показал высокую эффективность метода и выявил ряд недостатков его использования.

Не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов неоднородных, расчленённых объектов, что исключает из разработки значительные объёмы трудноизвлекаемых запасов вследствие разноскоростной выработки пластов. В заводнённых пластах нефть «запечатывается» закаченной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают АСПО. Остаточная в пласте малоподвижная и неподвижная биогидратированная нефть подвергается окислению и осернению. Ухудшается добыча оставшихся извлекаемых запасов из не вырабатываемых или слабо вырабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми, пластов вследствие выпадения парафина из-за переохлаждения пласта при закачке холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение) [11].

Разработка месторождений РБ вступивших в позднюю и заключительную стадии эксплуатации с применением заводнения сопровождается значительными объёмами добычи и закачки пластовых вод. Остаточные извлекаемые запасы высокообводнены (95%) и в значительной степени выработаны. Средний коэффициент извлечения нефти в настоящее время составляет 34,7% при проектном значении 41,8%, средняя степень выработки начальных извлекаемых запасов равна 82,8%. Сегодня актуальна проблема повышения эффективности доразработки заводнением длительно эксплуатируемых объектов содержащих более половины остаточных запасов нефти. Требуется создание новых подходов к разработке технологий воздействия на пласт, учитывающих особенности добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [12]. ОАО АНК «Башнефть» реализованы все известные вторичные методы увеличения нефтеотдачи и сегодня растущими темпами осваиваются третичные методы. Основные объёмы дополнительной добычи обеспечивают гидродинамические методы. С различной эффективностью апробированы закачка растворов ПАВ, внутрипластовое горение, закачка горячей воды, пара, дыма, раствора полиакриламида, мощные взрывы, закачка в газовую шапку рифовых месторождений газоконденсата и газа, микробиологические методы и др. И в настоящее время гидродинамические методы по сравнению термическими, микробиологическими, физико-химическими методами повышения нефтеотдачи на месторождениях РБ используются наиболее эффективно (табл. 2.).

Таблица 2

Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях РБ  
(Составлено по данным [13])

НГДУ	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча нефти, тыс. т при применении МУН АНК «Башнефть» в 2001 г.			
		Гидродинамические	Термические	Микробиологические	Физико-химические
Аксаковнефть	270,8	158,8	38,3	31,3	48,4
Краснохолмскнефть	213,5	133,4		13,8	66,3
Туймазанефть	212,4	204,5		1,9	6,0
Чекмагушнефть	176,1	58,5		23,5	94,1
Ишимбайнефть	141,4	15,6		12,6	43,6
Арланнефть	108,9	25,5		3,9	79,5
Южарланнефть	102,4	2,9		9,7	89,8
Октябрьскнефть	80,4	33,2		15,2	32,0
Уфанефть	70,0	43,2		9,1	17,7
ИТОГО	1375,9	669,6	38,3	121,0	477,4

Объекты с ухудшенными коллекторскими свойствами и трудно извлекаемыми запасами осваиваются горизонтальными скважинами, продуктивность которых в 2-5 раз выше, чем наклонно направленными.

Метод заводнения широко применяется нефтяными компаниями РФ и останется основным при разработке многих месторождений на перспективу 25-30 лет. Заводнение на поздних и завершающих стадиях разработки объектов старых регионов добычи УВ требует совершенствования оценки воздействия на окружающую среду [5].

## Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х. и др. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ «Башнефть», 1997. 424 с.
2. Баймухаметов К.С., Еникеев В.Р., Сыртланов А.Ш. и др. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Уфа: Баш. Изд-во «Китап», 1993. 280 с.
3. Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Булгаков Р.Р. и др. Опыт построения карт температурных полей в зонах активного заводнения Ромашкинского нефтяного месторождения // Науч. труды секции В VI конгресса нефтегазопромышленников России. Уфа: изд-во «Монография», 2005. – С.75-79.
4. Габитов Г.Х. «Оптимизация процессов выработки остаточных запасов нефти и обеспечение безопасности нефтегазового комплекса Республик Башкортостан» Автореф. дисс. канд. тех. наук. Уфа, 2005. 23 с.
5. Габитов Г.Х., Мустафин С.К. Техногенная трансформация геологической среды регионов добычи нефти и пути снижения её интенсивности // Нефтяное хозяйство. 2003. №7. – С. 137-140.
6. Глоговский М.М., Крылов А.П., Мирчинк М.Ф. и др. Рациональная разработка месторождения девонской нефти в Туймазах / В кн.: Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – С. 372-403.
7. Дворкин В.И., Дворецкий В.Г., Габитов Г.Х. Мониторинг нефтенасыщенности пластов Арланского месторождения В сб.: Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальность и перспективы. Материалы научно-практич. конф. Уфа. Изд-во «Тау». 2002. С. 341-356.
8. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (изд. 2-е перераб. и доп.) М.: Недра, 1972. 280 с.
9. Лукьянов Ю.В., Иمامов Р.З., Габитов Г.Х. Изменение направления фильтрационных потоков на западной залежи Войдинского нефтяного месторождения НГДУ «Краснохолмскнефть». В сб.: Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальность и перспективы. Материалы научно-практич. конф. Уфа. Изд-во «Тау». 2002. С. 326-331.
10. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 608 с.
11. Муслимов Р.Х. Пути повышения нефтеотдачи на техногенно изменённых в процессе длительного внутриконтурного заводнения нефтяных месторождениях // Мат-лы междунар. конф. «Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья». ИПНГ РАН. М.: Геос, 2004. – С. 20-22.
12. Сафонов Е.Н., Исаков И.А., Гайнуллин К.Х. и др. Эффективные методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. 2001. №11. – С. 18-19.
13. Сафонов Е.Н., Исаков И.А., Гайнуллин К.Х., Лозин Е.В., Алмаев Р.Х. Применение новых методов нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. – С. 38-40.
14. Хисамов Р.С., Хисамудинов А.И., Тазиев М.З. и др. Совершенствование аналитических исследований и построение температурных карт полей при заводнении // Нефтяное хозяйство. 2001. №8. – С.64-66.

### Изучение литолого-фациальных и геохимических особенностей верхнемиоценовых (сарматских) отложений Терско-Сулакской депрессии в связи с их нефтегазоносностью.

*Т.Р. Гаджиева, Т.А. Шульгина  
ИГ ДНЦ РАН*

Сарматский ярус занимает особое место в разрезе палеоген-неогеновых отложений Дагестана и является самым верхним из нефтепроизводящих комплексов. В Терско-Сулакской депрессии – наиболее погружённой части Терско-Каспийского передового прогиба, отложения сармата распространены повсеместно. Терско-Сулакская впадина выражена как отрицательный структурный элемент в миоценовом комплексе и является наложенной структурой, скрывающей сложное строение палеогена и мезозоя.

Освоение этой территории площадью около 10 тыс.м<sup>2</sup>, в которой предполагаются значительные запасы УВ, затруднено большими глубинами залегания перспективных толщ (4,5 км пл. Аксай до 6 км пл. Сулак). Общая мощность осадочного чехла составляет здесь 12 км.

Сейсморазведкой и бурением установлено, что по неогеновым отложениям Сулакская впадина представляет крупную депрессию с крутым южным складчатым бортом и пологим северным платформенным. Эта депрессия на востоке простирается в область акватории Каспийского моря.

Границей южного складчатого борта является головная часть миоценовой Нараттюбинской моноклинали. Морская часть Терско-Сулакской впадины вытянута в субмеридианальном направлении в соответствии с простираем складчатых зон Дагестана, что свидетельствует о тесной связи процессов формирования указанной впадины с формированием складчатого сооружения Большого Кавказа. В пределах единой впадины выделяются более мелкие зоны прогибания. В направлении с юга на север происходит общее погружение впадины, нарастает мощность неогенчетвертичных отложений, что свидетельствует об активном её погружении в новейшее время.

В палеоцен-эоценовое время Терско-Сулакская впадина являлась зоной активного погружения. В средне-позднемиоценовое время продолжалось прогибание и сохранялись морские условия. Основным источником сноса обломочного материала явились северные районы Русской платформы, Ставропольский свод, дополнительным источником - горный Мангышлак и в некоторой степени горные сооружения Большого Кавказа. На границе позднего миоцена и плиоцена вся область Кавказа была охвачена интенсивными тектоническими движениями, выразившимися в коренной перестройке структурного плана, в развитии многочисленных разрывных нарушений и формировании складчатых структур. В сарматское время медленный подъём морского дна определяет регрессивный характер бассейна. Произошли, по всей вероятности, опускание Средне-Каспийской суши и ликвидация её как источника сноса. Основным ис-