

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ АРЛАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПЕРСПЕКТИВУ

EXPERIENCE IN THE METHODS OF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION AND ENHANCED OIL RECOVERY EXEMPLIFIED BY THE ARLANSKOYE OIL FIELD, AND KEY TRENDS IN INDUSTRIAL TECHNOLOGY IMPLEMENTATION IN PROSPECT



Якименко Г.Х.

Главный специалист по методам увеличения нефтеотдачи пластов НИПИ НГ, к.т.н.

G.Kh.Yakimenko

Main expert in the enhanced oil recovery, NIPI of oil and gas, DSc



Обобщен уникальный опыт проведения промышленных экспериментов по применению методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения. Сравнительный анализ результатов применения этих методов за 2001-2009 гг. на Арланской, Николо-Березовской, Ново-Хазинской и Юсуповской площадях позволил определить перспективные приоритетные направления в области их внедрения.

Ключевые слова: метод увеличения нефтеотдачи, интенсификация добычи нефти, дополнительная добыча нефти, поверхностно-активные вещества (ПАВ), процесс внутрипластового горения, потокоотклоняющая технология, текущая нефтенасыщенность.

На Арланском нефтяном месторождении испытывались и внедрялись почти все известные в нефтяной отрасли методы повышения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (МИДН). Известно, что методы увеличения нефтеотдачи рассматриваются как источник восполнения промышленных ресурсов нефти за счет охвата геологических (балансовых) запасов: дополнительная добыча нефти (ДДН) за счет МУН – доля их прироста. Нет нужды опровергать, что прирост промышленных запасов только на 5% (пунктов) равносителен открытию нового месторождения. Применению методов увеличения нефтеотдачи, по всей вероятности, нет альтернативы.

Unique experience of full-scale experimentations for application of enhanced oil recovery under the development of terrigenous section of lower carboniferous of the Arlanskoeye field is summarized. Comparative analysis of these methods' results for 2001-2009 years in the Arlanskoeye, Nikolo-Berezovskoye, Novo-Khazinskoye and Yusupovskoye fields allows to determine the priorities of their implementation in prospect.

Key words: enhanced oil recovery, oil production stimulation, incremental oil production, surface active substances (SAS), in-situ combustion process, diverter technology, current oil saturation.

При реализации МУН обеспечивается изменение структуры дренируемого объема пласта: увеличение коэффициента вытеснения нефти, масштабное увеличение охвата пласта воздействием, изменение геолого-геофизических характеристик системы «коллектор – пластовые флюиды – вытесняющий агент». Необходимо постоянно систематизировать требования к технологиям повышения нефтеотдачи, исходя из основных геолого-промысловых условий месторождения (залежи), степени выработанности запасов нефти и особенностей примененной системы разработки, а также целесообразно конкретизировать теоретически сформулированный механизм воздействия на коллектор и пластовые флюиды [1].

Пласт	Текущий КИН, доли ед.	Остаточные извлек. запасы нефти, тыс.т	Средняя эффективная нефтенас. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
СI	0,351	474	1,0	20	739	19,3
СII	0,496	1455	2,5	23	1448	18,9
СIII	0,438	602	1,8	23	1256	19,1
СIV0	0,180	126	0,9	19	180	17,5
СIV	0,369	358	1,1	21	784	17,5
СV	0,299	1534	1,1	21	376	17,5
СVI0	0,222	–	1,0	21	245	17,5
СVI	0,524	–	4,4	23	1790	18,1

Таблица 1.
Геолого-физическая характеристика пластов ТТНК Арланской площади

Пласт	Текущий КИН, доли ед.	Остаточные извлек. запасы нефти, тыс.т	Средняя эффективная нефтенас. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
СI	0,260	177	1,0	20	1185	23,6
СII	0,424	1892	1,9	21	768	27,3
СIII	0,396	2544	2,3	22	681	19,1
СIV0	0,075	43	0,7	20	526	23,6
СIV	0,205	604	1,1	20	585	23,6
СV	0,174	534	1,2	20	370	23,6
СVI0	0,034	35	1,1	20	166	23,6
СVI	0,174	209	2,5	22	1591	23,6

Таблица 2.
Геолого-физическая характеристика пластов ТТНК Николо-Березовской площади

Пласт	Текущий КИН, доли ед.	Остаточные извлек. запасы нефти, тыс.т	Средняя эффективная нефтенас. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
СII	0,510	3872	3,5	22	1397	21,6
СIII	0,448	162	2,2	23	3925	23,2
СIV0	0,074	2	0,7	20	411	23,2
СIV	0,219	69	1,2	20	307	23,2
СV	0,270	216	1,5	21	476	23,2
СVI0	0,210	–	1,4	20	541	23,2
СVI	0,378	9986	8,3	23	1673	29

Таблица 3.
Геолого-физическая характеристика пластов ТТНК Ново-Хазинской площади

Пласт	Текущий КИН, доли ед.	Остаточные извлеч. запасы нефти, тыс.т	Средняя эффективная нефтенас. толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
СII	0,469	1995,5	3,1	21	1110	21,6
СIII	0,286	–	0,9	21	981	21,6
СIV	0,318	88,6	1,2	20	41	21,6
CV	0,325	229,1	1,6	21	981	21,6
CVI0	0,287	26,1	1,0	19	705	21,6
CVI	0,430	–	4,0	21	974	29,3

Таблица 4.

Геолого-физическая характеристика пластов ТТНК Юсуповской площади

В современных условиях доразработки пластов ТТНК Арланского месторождения актуальность такой постановки задачи возрастает. Для месторождения характерно исключительно сложное геологическое строение основного объекта разработки – ТТНК. В разрезе толщи выделяется до 8 пластов: CI, CII, CIII, CIV, CIV0, CV, CVI, CVI0, основными из которых являются пласты CII, CIII и CVI. Кроме того, в разрезе самого мощного нижнего пласта CVI на большей части площади выделяется до четырех прослоев, разделенных глинистыми породами [2].

Терригенная толща нижнего карбона является основным объектом по величине запасов нефти. Площади и объекты месторождения вводились в разработку одновременно: Арланская площадь – в 1958 г.; Николо-Березовская площадь – в 1959 г.; Ново-Хазинская площадь – в 1960 г.; Юсуповская площадь – в 1962 г. В целом, для продуктивных пластов ТТНК площадей Арланского месторождения характерна высокая неоднородность по всем параметрам: толщине, расчлененности, пористости, проницаемости и т.д. Различные комбинации вышеперечисленных параметров коллекторов обусловили и широкий диапазон изменения значений геолого-физических характеристик (табл. 1-4).

Специфика Арланского месторождения и его роль в масштабе отрасли определили необходимость широкого испытания на этом месторождении различных методов повышения нефтеотдачи пластов. В ранний период применения МУН (1960-80 гг.) были проведены первые опытно-промышленные эксперименты по закачке в пласт оторочки низкоконцентрированных растворов поверхностно-активных веществ – в 1964-67 гг., полимерное заводнение – в 1966 г., внутрипластовое горение – в 1978 г. Общая характеристика этого периода внедрения МУН: технологии проводились на начальной стадии заводнения запасов; использовались большеобъемные оторочки реагентов, постепенно продвигавшиеся к добывающим скважинам за

счет закачки вслед обычной воды; технологии были весьма дорогостоящими [3].

Для условий ТТНК Арланского нефтяного месторождения поставим целью исследование, систематизацию и обобщение колоссального опыта проведения различных технологий. Рассмотрим технологии МУН по важности в соответствии с меняющейся структурой балансовых запасов нефти. Ведь технологии повышения нефтеотдачи пластов обеспечивают достаточно длительное и устойчивое во времени воздействие и последствие на объем пласта.

Самую сложную историю применения среди всех МУН имеют методы, основанные на использовании растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Теоретически и экспериментально многочисленными исследованиями показано, что ПАВ позволяет эффективно воздействовать на поверхность раздела фаз «нефть – вытесняющий агент», резко снижая межфазное натяжение. Работы по созданию и испытанию композиций на основе неионогенных ПАВ с целью увеличения нефтеотдачи пластов и обработки призабойных зон скважин были проведены в БашНИПИнефть, ВНИИнефть, НПО «Союзнефтеотдача», НПО «Союзнефтепромхим», Институте химии нефти РАН. Разработаны перспективные композиционные составы на основе НПРАВ, в том числе и товарные формы. Прекрасные работы выполнены в области математического моделирования процессов, связанных с применением ПАВ для вытеснения нефти.

Экспериментальными исследованиями установлена принципиальная возможность применения неионогенных ПАВ для повышения приемистости нагнетательных скважин и нефтеотдачи заводняемых пластов. Для опытно-промышленного испытания на Арланском месторождении выбор был остановлен на самом доступном ПАВ – ОП-10. Испытуемая технология заключалась в непрерывной закачке в пласт 0,05%-го раствора ПАВ, приготовленного

на пресной или высокоминерализованной воде [3]. Эксперимент проводился на Николо-Березовской площади, опытный участок состоял из 41 нагнетательной и 239 добывающих скважин. Закачано 0,8-0,9 от объема пор рабочего раствора.

Результатами проведенных работ явились: снижение коэффициента приемистости скважин за период закачки воды и раствора ПАВ; графики изменения удельной дополнительной добычи нефти от обводненности для опытного и контрольного участков не отличаются; установлен факт быстрого снижения концентрации ПАВ в извлекаемой жидкости.

Работы по закачке низкоконцентрированных растворов ОП-10 на Николо-Березовской площади в отложениях ТТНК, начатые в конце 60-х годов, были прекращены в начале 80-х годов из-за низкой эффективности применяемой технологии. Впоследствии более совершенная технология закачки ПАВ со стабилизирующими добавками была успешно испытана для каширо-подольских отложений Вятской площади.

При вытеснении нефти из пласта малоконцентрированным раствором ОП-10 в условиях значительных потерь реагента фронт концентрации ПАВ отстает от фронта вытеснения. Последнее должно существенно снижать эффективность процесса, что и подтверждается лабораторными опытами. О низкой эффективности рассматриваемой технологии свидетельствуют также проведенные в 1984 году в БашНИПИнефти лабораторные и теоретические исследования. Задачей указанных исследований явилась оценка в лабораторных условиях эффективности закачки водных растворов ОП-10 при начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности естественной пористой среды, составленной из образцов керна (песчаника) Арланского месторождения. В опытах установлено, что при начальной нефтенасыщенности пласта водные растворы ОП-10 обладают лучшими нефтewытесняющими свойствами, чем сточная вода. В этом случае достигается максимальный прирост коэффициента вытеснения (4-6%). При текущей нефтенасыщенности, равной 45% от начальной, прирост коэффициента вытеснения еще превышает величину ошибки лабораторного эксперимента, а при меньшей нефтенасыщенности прирост коэффициента вытеснения (1,5-2%) становится равным величине ошибки лабораторного эксперимента.

На Ново-Хазинской площади (ТТНК) проводилось полимерное заводнение для регулирования отношения подвижностей нефтяной и вытесняющей фаз. Полимерное заводнение является процессом, направленным на увеличение коэффициента охвата вытеснением пласта.

Промышленный эксперимент по применению полиакриламида (ПАА) для интенсификации добычи нефти, увеличения нефтеотдачи и сокращения объемов попутнодобываемой воды осуществлялся в юго-восточной части Ново-Хазинской площади (1975-1982 гг.). Опытный уча-

сток состоял из центрального опытного и контрольных полей. Вытеснение нефти вязкостью 19 мПа·с осуществлялось пресной водой. К началу эксперимента опытный участок находился на ранней стадии разработки, обводненность добываемой жидкости в среднем составляла 38%. С апреля 1975 г. до августа 1978 г. растворяли и закачивали гелеобразный ПАА концентрацией 0,03-0,07%, чередуя с нагнетанием воды. С сентября 1978 г. перешли на практически непрерывную закачку порошкообразного ПАА повышенной молекулярной массы. Проектный размер оторочки раствора в пересчете на концентрацию 0,05% был достигнут в 1981 г. и составил к концу года 34% порового объема. С 1983 г. возобновили закачку сточной минерализованной воды.

Кроме опытного поля с сентября 1978 г. проводилось нагнетание раствора ПАА на соседних полях (12 нагнетательных и 37 добывающих скважин). Следующий промышленный эксперимент проведен на эксплуатационном участке Ново-Хазинской площади в 1986 – 1988 гг. (19 нагнетательных и 46 добывающих скважин).

Сравнивая результаты, полученные по разным полям в разные годы, установлено, что при использовании ПАА в качестве понизителя проницаемости (чередующееся нагнетание раствора ПАА и воды на опытном поле в 1975-1978 гг.) удельная дополнительная добыча нефти (ДДН) имеет в 2-3 раза более высокое значение по сравнению с применением ПАА в качестве загустителя воды (нагнетание практически непрерывных оторочек раствора на всех полях в последующие годы).

При существующей высокой цене на ПАА затраты на проведение полимерного заводнения являются весьма дорогостоящим мероприятием. Время, необходимое для извлечения остаточных запасов за счет создания полимерной оторочки, исчисляется десятками лет, так что при такой цене на ПАА возникает вопрос об экономической целесообразности процесса. По-видимому, в том числе и по этой причине со второй половины 80-х годов в России наблюдается тенденция снижения объемов работ по полимерному заводнению. В этот же период интенсифицируются работы по созданию альтернативных ПАА полимеров, обладающих такими же нефтewытесняющими характеристиками, и дешевыми настолько, что их применение было бы рентабельным.

На Ашитском участке Арланской площади в 1978-1992 гг. были проведены промысловые испытания процесса внутривластного горения (ВГ). Целью опытных работ являлось изучение возможности создания и поддержания процесса ВГ в глубокозалегавшем высокообводненном пласте, содержащем сернистую нефть повышенной вязкости, а также отработка отдельных элементов ведения процесса (инициирование горения, регулирование продвижения фронта горения и др.) и оценка его эффективности.

Первые исследования с целью определения возможности создания очага горения в пласте для конкретных условий Арланского месторождения были проведены в БашНИПИнефти в 1963-1965 гг. Использовались образцы песчаника пористостью 23-26% и проницаемостью 0,72-4,5 мкм². Пористая среда насыщалась дегазированной нефтью терригенной толщи нижнего карбона (плотность нефти – 0,890-0,900 г/см³, вязкость – 35-50 мПа·с). Нефтенасыщенность пористой среды менялась от 32 до 70%. Исследованиями было установлено, что количество извлекаемой нефти составляет 80-90% от ее первоначального содержания в модели.

Возможность осуществления на Арланском месторождении процесса внутрислового горения изучалась и во ВНИИнефти в 1974 г. Исследования были проведены при нефтенасыщенности 40% и двух значениях водонасыщенности – 20 и 37%, на несцементированном кварцевом песке пористостью до 40%, проницаемостью около 3 мкм². Линейная модель пласта насыщалась нефтью Арланского месторождения плотностью 0,889 г/см³ и вязкостью 36,6 мПа·с. В процессе эксперимента было установлено, что зона прогрева (насыщенного пара) перед фронтом горения достигала 0,3 длины модели пласта.

Таким образом, лабораторными исследованиями была показана принципиальная возможность осуществления процесса внутрислового горения. Научно-технический Совет Миннефтепрома обязал ПО «Башнефть» совместно с ВНИИнефть и БашНИПИнефть рассмотреть возможность осуществления процесса ВГ на Ашитском участке Арланского месторождения с использованием для нагнетания воздуха в пласт компрессорной установкой.

Ашитский участок Арланского месторождения разрабатывается с 1958 г., с 1961 г. ведется закачка воды с целью поддержания пластового давления. Начало эксперимента по испытанию процесса ВГ относится к 1978 г. Процесс термовоздействия был запроектирован в два этапа. Первый этап – влажное внутрисловое горение с одновременной закачкой воздуха и воды. Второй этап – проталкивание тепловой оторочки холодной водой. На первом этапе предполагалось обработать внутрисловым горением 0,4 объема пор пласта.

На начало эксперимента на опытном участке было пробурено 29 скважин, в том числе 7 скважин, образующих опытный элемент ВГ, 5 скважин, пробуренных в связи с организацией эксперимента по ВГ, и 17 скважин зоны влияния. В 11 скважинах опытного участка перфорирован один пласт CVI, в остальных скважинах дополнительно перфорированы от 1 до 3 верхних пластов.

Замеры пластовой температуры по скважинам опытного участка показали, что температура на забоях скважин до начала закачки воздуха изменялась в пределах 21,5-23,9°С. Температура на забоях скважин первого ряда в течение 1979 г. по сравнению с фоновой практически не

изменилась, и лишь в одной скважине температура составила 29°С, т.е. выше первоначальной пластовой на 5°С.

При осуществлении процесса внутрислового горения на забоях добывающих скважин в условиях изменения физико-химических свойств пластовых жидкостей и повышенного газосодержания продукции наблюдается образование водо-нефтяных эмульсий с повышенной устойчивостью к разрушению. Добываемые эмульсии по данным микроскопии содержат твердые частицы продуктов коррозии и пород коллектора, а также аморфные образования органического происхождения, которые при центрифугировании выделяются отдельной фазой, по виду и консистенции напоминающей солидол.

Во время осуществления ВГ межремонтный период работы скважин был в 3-6 раз ниже средних показателей по НГДУ.

При реализации процесса ВГ на опытном участке выявились следующие осложнения:

- прорывы газообразных продуктов окисления в добывающие скважины;
- срывы подачи глубинного насоса;
- резкое повышение коррозионной активности добываемой продукции;
- образование стойкой эмульсии в скважинах.

За период проведения эксперимента получен отрицательный экономический эффект в сумме 2 млн руб. (в ценах 80-90-х годов), в том числе 981 тыс.руб. из-за увеличения затрат на ремонт скважин и трубопроводов.

Таким образом, в условиях высокообводненных пластов ТТНК с сернистой нефтью создание процесса внутрислового горения неэффективно и даже убыточно. Из-за образования «кислых газов» горения возрастает выход скважин и скважинного оборудования из строя из-за интенсивной коррозии. Резко снижается межремонтный период. Распространение тепловой «зоны влияния» не регулируется из-за существенной неоднородности. Процесс не может быть рекомендован к реализации.

В переходный период истории применения МУН на месторождении (конец 80-х – начало 90-х гг.) воздействием были охвачены почти все введенные в активную разработку заводнением запасы нефти, отмечается снижение дебитов нефти, рост обводненности добываемой продукции. Наблюдается тотальное применение технологий увеличения охвата пласта воздействием и ограничения притоков воды в скважины, так называемых потокоотклоняющих технологий. Для следующего периода (середина 1990-х – 2000 гг.) на Арланском месторождении характерен бурный рост количества разрабатываемых и активно внедряемых базовых осадкогелеобразующих технологий и их модификаций почти по всем направлениям.

С начала 2000 г. в условиях разработки ТТНК Арланского месторождения с добычей более высокообводненной и низкодебитной продукции актуальней становится проблема снижения отборов попутно добываемой воды, решаемая

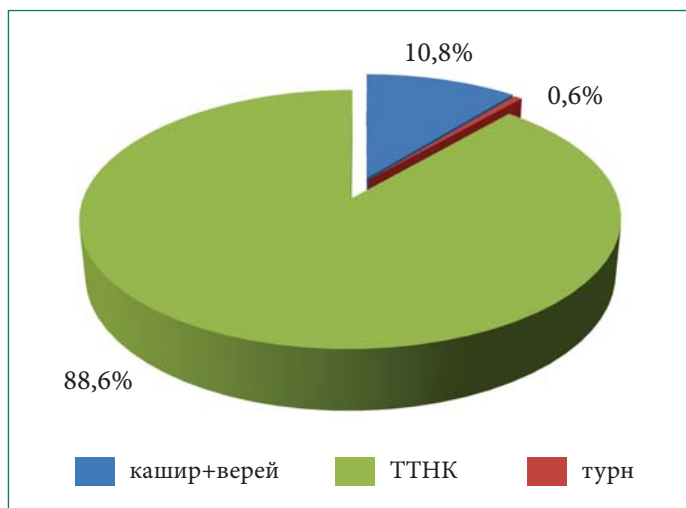


Рисунок 1.
Величина дополнительной добычи нефти, полученной от проведения МУН и МИДН на объектах Арланского месторождения (за период 2001-2009 гг.).

глобальным применением потокоотклоняющих технологий и технологий водоограничения. На рисунке 1 показан процент ДДН от внедрения технологий, полученный на залежах терригенной толщи нижнего карбона. За указанный период проведено более 2500 скважино-обработок и получено до 1585 тыс.т дополнительной добычи нефти, что составляет до 89% от всей ДДН, полученной по месторождению за счет внедрения различных МУН и МИДН. В результате проведенных технологий МУН прирост извлекаемых запасов составляет более 0,4%.

В последние годы технологии, в основном, сформированы по принципу системной оптимизации из уже известных компонентов и блоков в соответствии с геологическим строением продуктивных пластов и основными критериями эффективного применения каждого метода. Отмечается присутствие представительной статистики по применению основных широкомасштабных технологий на рассматриваемом месторождении, что позволяет выделить наиболее эффективные методы.

В соответствии с «Проектом доработки Арланского нефтяного месторождения, от 2001 г.» при планировании методов увеличения нефтеотдачи на Арланской площади рекомендовано расширенное применение силикатно-щелочного воздействия, а также опытно-промышленные работы по закачиванию биополимера БП-92. Наблюдаются расхождения в проектных и фактических показателях технологий, рекомендуемых к внедрению. Силикатно-щелочное воздействие осуществляется в определенных небольших объемах внедрения. Вопрос применения реагента БП-92, т.е. его необходимость, не является обоснованной. Поскважинный анализ результатов применения композиции на основе БП-92 на Арланской площади по-

казал его низкую технологическую эффективность. За период 2002-2009 гг. от проведения 42 скважино-обработок получено 3,1 тыс.т дополнительной добычи нефти. Таким образом, по данным испытания заводнения с применением БП-92 на опытном участке Арланской площади, эффективность не превышает 30-38%. Считаем, что метод не может быть рекомендован к промышленному внедрению в условиях разработки Арланского месторождения.

На Арланской площади применялись все основные методы повышения нефтеотдачи пластов: химические (закачка силинома, щелочно-полимерных растворов, силикатно-щелочных растворов, оторочек нефти, глинистой суспензии, композиции на основе биополимера БЖК и силита, жидкого стекла и каустической соды и др.), микробиологические (закачка биополимера БП-92), физические и волновые методы (газоразрыв, дилатационно-волновое, виброволновое, вибродепрессионно-химическое воздействие) [4-7].

Все применяемые химические методы, основанные на использовании двух-, трехкомпонентных составов реагентов, обеспечивают изменение направления фильтрационных потоков путем создания в пластовых условиях гелей или осадков на путях фильтрации воды. В процессе смешения биополимерного раствора и дополнительных компонентов в пластовых условиях происходит изменение высших структур макромолекулярных ассоциатов биополимера, приводящее к образованию химических комплексов, формирующих также гелеобразные субстанции. Физические и волновые технологии проводят с целью увеличения продуктивности скважин, механизм применения которых разнообразен – от создания процессов инфранизкочастотных колебаний до использования зарядов и создания энергии пороховых газов. Значительные объемы ДДН получены от проведения нестационарного циклического заводнения и оптимизации объемов закачки. За период 2001-2009 гг. проведено 322 скважино-обработки и получено до 280 тыс.т дополнительной добычи нефти.

Из 20 применяемых МУН и МИДН эффективными являются базовые технологии на основе применения щелочных растворов и гидродинамические методы. В результате силикатно-щелочного воздействия получен прирост добычи нефти – 58,1 тыс.т (37 скважино-обработок). Удельная технологическая эффективность указанных методов является достаточно высокой по сравнению с другими аналогичными технологиями. При выполнении сравнительного анализа удельных показателей эффективности от применяемых методов учитывалось наличие значительных объемов внедрения анализируемых технологий.

На залежах ТТНК Николо-Березовской площади основные методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти представлены объемами внедрения осадкогелеобразующих технологий на основе применения силикатно-щелочных, щелочно-полимерных растворов, компо-

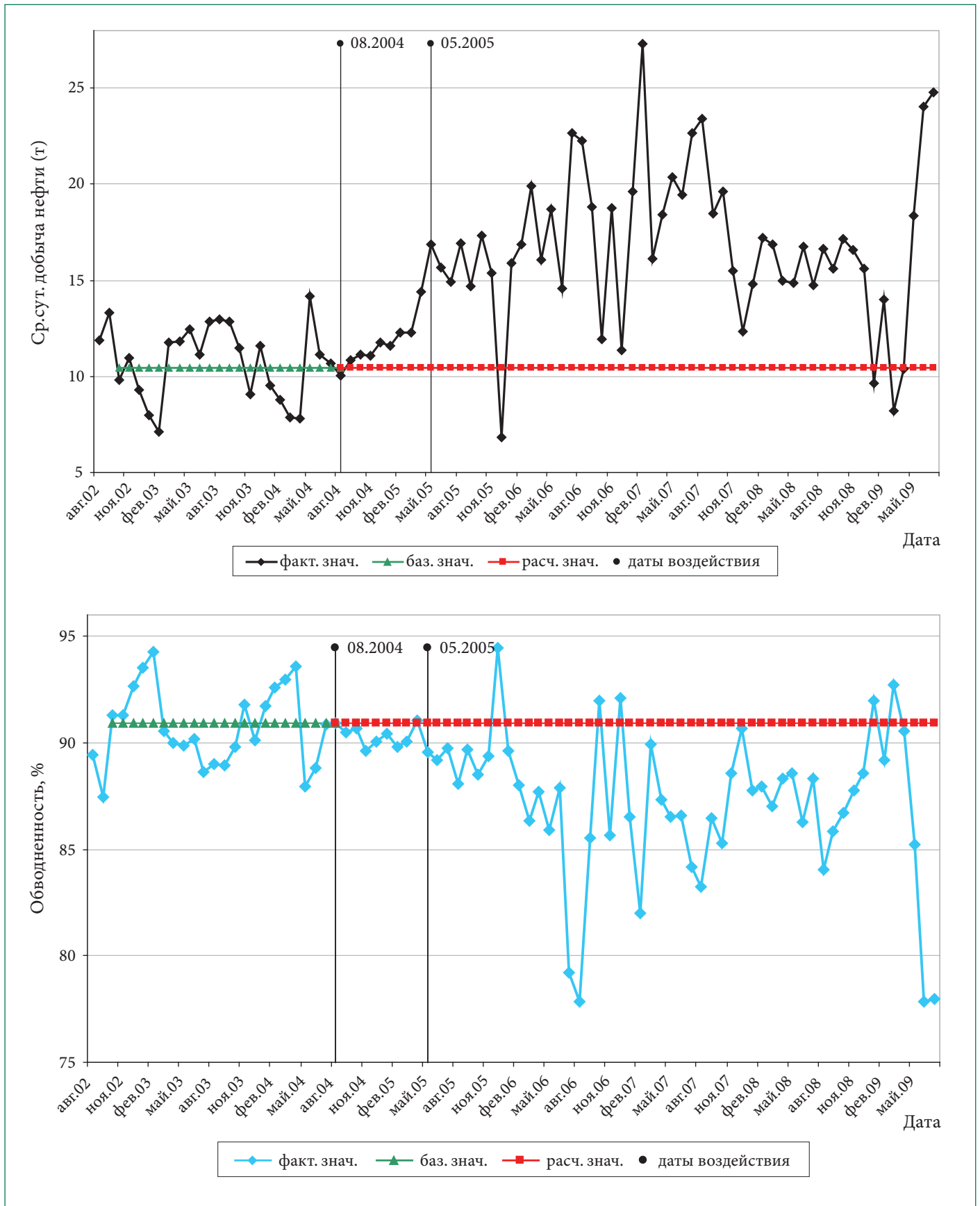


Рисунок 2.
 Показатели разработки очага № 6386 Николо-Берёзовской площади

зиции «биополимер + жидкое стекло + каустическая сода» – БЖСК, неопластика, глинистых суспензий, композиции «жидкое стекло + глинистая суспензия», углещелочного реагента – для воздействия через нагнетательные скважины, а также 15 различными технологиями, направленными на увеличение дебитов нефти, снижение обводненности добываемой продукции – для воздействия через добывающие скважины. За период 2001-2009 гг. выполнено 354 скважино-обработки, прирост добычи нефти составил 342,8 тыс.т.

В работе [3] представлены основные показатели прогнозных расчетов эффективности опытно-промышленного внедрения МУН в условиях разработки ТТНК Николо-Березовской площади. Было рекомендовано площадное воздействие на пласт силикатно-щелочными растворами малой концентрации (СЩВМ), отличающееся меньшей на порядок концентрацией реагентов по сравнению с обработкой индивидуальных скважин (адресное воздействие). Закачка силикатно-щелочных растворов в различных модификациях активно проводится. Только за 2001-2009 гг. в результате 214 скважино-обработок ДДН составила более 200 тыс. т. Рекомендуется продолжить внедрение силикатно-щелочного воздействия на залежах Николо-Березовской площади. Рассмотрим результаты применения метода на отдельных скважинах. На рисунке 2 представлена динамика показателей разработки очага воздействия № 6386, отмечается значительное увеличение дебитов нефти и снижение обводненности добываемой продукции, обводненность уменьшается от 93 до 80%.

При наличии до пятнадцати применяемых методов интенсификации добычи нефти на добывающих скважинах, имеется различная динамика удельных приростов добычи нефти на одну скважино-обработку, но нет убедительной статистики по объемам внедрения. С целью выбора технологии для дальнейшего внедрения на скважинах Николо-Березовского участка можно использовать сведения о результатах применения МИДН на других нефтяных залежах Арланского месторождения. Только на залежах ТТНК Ново-Хазинской площади за период 2007-2008 гг. выполнено 47 скважино-операций с применением латекса, удельная технологическая эффективность составила более 250 т на одну скважино-обработку.

На залежах ТТНК Ново-Хазинской площади по проекту было рекомендовано применение технологии на основе латекса [3]. Наблюдается значительное превышение фактических объемов внедрения и ДДН над прогнозными расчетами исследуемых параметров. За период 2001-2009 гг. на стадии опытно-промышленных испытаний и промышленного внедрения насчитывается до 30 различных технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Микробиологические методы представлены технологиями на основе сухого активного ила (САИ), продуктов биосинтеза (биоПАВ). Площадное воздействие осуществляется с применением латекса 65ГПБ. Адресное воздействие

проводится на основе силикатно-щелочных растворов, неопластика, углещелочных растворов, композиции хлористого алюминия. С целью ограничения водопритоков и улучшения призабойной зоны добывающих скважин использовалась следующая группа технологий: закачка кварца, серы молотой непылящей, СНПХ-9633, маточного раствора цеолита, ДНПХ-8700, полимера водного всезонного, синтетической смолы и т.д. Значительные объемы скважино-операций представлены виброволновыми технологиями и газоразрывами пласта. Гидродинамические методы представлены проведением оптимизации объемов закачки, переносом фронта нагнетания. Всего за период 2001-2009 гг. в условиях ТТНК Ново-Хазинской площади выполнено 1516 скважино-обработок, прирост добычи нефти составил 768 тыс. т.

По результатам эффективности применения базовых потокоотклоняющих технологий (силикатно-щелочное воздействие, закачка латекса), эти методы имеют свою перспективу на продолжение промышленного внедрения на месторождении, поскольку статистика, имеющийся опыт проведения технологических процессов, осуществление авторского надзора позволяют достигать определенных технико-экономических оценок.

На Юсуповской площади (ТТНК) принято решение провести опытно-промышленные работы по испытанию гидрофобной суспензии «Полисил-1» и полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» для обработки нагнетательных скважин [3]. Эффективность проведения указанных технологий на рассматриваемом месторождении и на других месторождениях Башкортостана оказалась очень низкой. Внедрение этих технологий не осуществлялось, они были заменены на другие идентичные методы с аналогичными механизмами воздействия.

За рассматриваемый период времени до 25 различных технологий физико-химического, микробиологического и гидродинамического воздействий осуществлялось на залежах ТТНК Юсуповской площади. Первая основная группа технологий – это базовые технологии на основе щелочных растворов (закачка силикатно-щелочных растворов, щелочно-полимерных растворов, силикатно-щелочное воздействие), эмульсеобразующие технологии на основе нефтенола. Закачка силикатно-щелочных растворов осуществляется в площадном варианте с высокими удельными показателями технологической эффективности. Композиции на основе биоПАВ и сухого активного ила представляют микробиологическую группу технологий. Третья группа технологий направлена на снижение обводненности добываемой продукции скважин и улучшение характеристик призабойной зоны скважин. Для селективной изоляции водопроводящих каналов применялись различные гелеобразующие составы на основе алюмосиликатов (нефелина, маточного раствора цеолита), полимера (гивпан, латекс, синтетическая смола); для увеличения

коэффициента продуктивности – дилатационно-волновое воздействие, комплексное виброволновое и депрессионно-химическое воздействия, газоразрыв пласта. За 2001-2009 гг. проведено 389 скважино-обработок по всем технологиям МУН, ДДН составила 194,5 тыс.т.

Для условий терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения разработана единая программа дальнейшего внедрения промышленно апробированных базовых методов площадного воздействия. При выборе методов на перспективу обобщены и проанализированы в сравнительном варианте основные показатели технологической эффективности применяемых методов. Более высокие показатели технологической эффективности получены от проведения силикатно-щелочного и щелочно-полимерного воздействий при значительной статистике по объемам внедрения. При доработке залежей ТТНК, принимая во внимание доступность реагентов, технологичность, экономичность, рекомендуется применение СЩВ с оторочкой полимера (БЖК, ПАА и др.) для более эффективного и стабильного образования осадка. Системное воздействие, рекомендуемое для условий доработки ТТНК, предусматривает также воздействие на пласт и через добывающие скважины: проведение изоляции водопромытых зон с применением латекса. Технологии на основе латекса направлены на гидрофобизацию гидрофильной поверхности породы за счет сорбции частиц латекса, что приводит к увеличению фазовой проницаемости по нефти.

Для обеспечения эффективности применения МУН используются результаты компьютерного моделирования: построение карт остаточных нефтенасыщенных толщин на требуемую дату эксплуатации залежи или карт теку-

щей нефтенасыщенности продуктивного пласта. Зная локализацию остаточных запасов в зонах планируемого воздействия технологиями, мы избегаем получения экономически неоправданного риска. Отсрочка начала работ по реализации технологии практически любого метода воздействия на пласт и даже на призабойную зону снижает его возможную эффективность.

Выводы

1. В условиях разработки ТТНК Арланского месторождения накоплен громадный исторический опыт применения различных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

2. На основе анализа, обобщения опыта применения технологий МУН за 2001-2009 гг. выделены эффективные методы, которые и являются приоритетными при определении и рекомендации технологий на перспективное применение в условиях дальнейшей доработки основного объекта рассматриваемого месторождения. Для промышленного внедрения предлагаются потокоотклоняющие технологии на основе применения силикатно-щелочных растворов, технологии ограничения водопритоков на основе применения латекса, технологическая эффективность которых основана на динамике параметров работы скважин или очагов воздействия.

3. Прирост извлекаемых запасов и существенное увеличение добычи нефти возможны только при условии разработки и внедрения комплекса эффективных технологий.

4. С целью выбора очагов воздействия и обоснования прогнозируемого эффекта необходимо использовать карты текущей плотности запасов нефти.

Литература

1. Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малюгин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии // *Нефтяное хозяйство*. – 2008. – №3. – С. 22-25.
2. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа, РИЦ АНК «Башинефть», 1997. – 366 с.
3. Проект доработки Арланского нефтяного месторождения.: Отчет Башинионефть, рук. темы: Лозин Е.В., Тимашев Э.М., Шарафутдинов И.Г. и др. – Уфа, 2001.
4. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х.. Методы увеличения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. Уфа. 1997.- с.244.
5. Лозин Е.В., Якименко Г.Х., Власов С.А., Каган Я.М. и др. Повышение нефтеотдачи пластов с использованием композиций на основе биополимера Продукт БП-92. Бурение, 2004. – №12. – С. 8-15.
6. Разработка и повышение эффективности внедрения водоизолирующих технологий для воздействия на продуктивные пласты через нагнетательные и добывающие скважины. Договор № 1063. ИК «БашиНИПИнефть». Рук. Гарифуллин А.Ш., Якименко Г.Х. 2004. – с. 269.
7. Якименко Г.Х., Лукьянов Ю.В. и др. Системное воздействие на пласт на основе применения кислотных растворов алюмосиликатов. IV конгресс нефтегазопромышленников. Уфа, 2003. – С. 57-58.