

ВЫСОКАЯ НЕФТЕОТДАЧА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТРАДИЦИОННОГО ЗАВОДНЕНИЯ РЕАЛЬНА ПРИ СОБЛЮДЕНИИ ПРОЕКТНОГО РЕЖИМА РАЗРАБОТКИ

Рассмотрены динамика и технологические показатели разработки крупных нефтяных месторождений, находящихся в поздней (завершающей) стадии разработки – Туймазинского, Ромашкинского и других, приведены текущие коэффициенты нефтеотдачи. Полученные высокие КИН - следствие благоприятной геолого-физической характеристики объектов разработки, применения систем разработки и оптимальной плотности сетки скважин, адекватных геологическому строению, поддержания в процессе разработки геотехнологически оптимальных темпов разработки, режимов эксплуатации скважин и проектного фонда эксплуатационных скважин, непрерывного совершенствования проектной системы с учётом динамики выработки запасов и уточнения геологического строения.

Ключевые слова: *нефтеотдача, коэффициенты нефтеотдачи, поздняя стадия разработки месторождения, повышение эффективности добычи, залежь, заводнение.*

Некоторые СМИ публикуют утверждения о том, что разработка отечественных нефтяных месторождений характеризуется низкой нефтеотдачей. Приводятся даже цифры: за 40 лет нефтеотдача якобы снизилась вдвое - с 60 до 29%, и что сейчас она ниже, чем в США. При этом оперируют величиной *средней проектной* нефтеотдачи (СПН). Между тем, заблуждением является представление о том, что о положении дел с нефтеотдачей можно судить по величине СПН, и сравнивая данные 40 летней давности.

Правильно только то, что СПН за 40 лет в стране изменилась и меняется. Это связано со следующими обстоятельствами.

1. В середине прошлого века объектами подсчёта были несколько десятков введённых в разработку крупных высокопродуктивных месторождений, преимущественно в Урало-Поволжье – Тумазинское, Серафимовское, Ромашкинское и др., которые характеризовались высокой величиной СПН.

За последние десятилетия в новых регионах Западной Сибири и других регионах открыты месторождения других типов и геологического строения, характеризующиеся неблагоприятными условиями выработки нефти (при традиционных методах разработки) и низкими проектными КИН. Сейчас в разработку вовлечено более 1300 месторождений. И это уже не могло не повлиять на среднюю ПН.

2. Накопленный опыт разработки и знание процессов вытеснения нефти при заводнении пластов, создание на их основе современных методик и программ, позволили на

новой научной базе точнее оценивать проектную нефтеотдачу, что также оказало влияние на величину ПН.

3. Процесс достижения проектной выработки пластов – трудоемкий и длительный и в условиях рыночной экономики не всегда устойчиво-стабильный, а изменяется в зависимости от конъюнктуры рынка. Что, конечно, также влияет на среднюю ПН разнородных месторождений.

Для суждения о положении дел с нефтеотдачей недостаточно изучение динамики средней проектной нефтеотдачи, подсчитанной по сумме открытых месторождений, значительная часть которых еще недоразведана и поэтому не готова к проектированию.

Показательным для определения тенденции развития необходимо рассмотреть динамику по данным длительно разрабатываемых месторождений, а истинное положение можно познать только по данным месторождений, находящимся в завершающей стадии.

Для отечественной нефтедобычи традиционна практика проектирования системы разработки нефтяных месторождений и её постоянное совершенствование с целью повышения эффективности добычи и увеличения нефтеотдачи. Такая практика апробирована и получила развитие на крупнейших и крупных нефтяных месторождениях – базовых для ведущих нефтегазовых регионов страны - Башкирии, Татарии, Западной Сибири (Туймазинском, Ромашкинском, Арланском, Самотлорском и др.). Эти месторождения обеспечивали основную часть текущей добычи (до 80% и более).

Так, на Туймазинском месторождении – отечественном первенце разработки с применением заводнения – за 70 летнюю историю добычи выполнено 15 проектных документов, по Самотлорскому – 17 (на месторождение в целом, отдельные площади и объекты разработки) за 35 лет, по Арланскому месторождению – 18 за 45 лет (в указанные числа проектных документов не включены анализы разработки, проекты опытно-промышленных работ, авторские надзоры и другие научно-исследовательские работы, посвященные исследованиям принципиальных вопросов разработки конкретных месторождений).

Непрерывное совершенствование проектных систем разработки и их реализация на практике позволяло не только наращивать текущую добычу нефти, повышать эффективность добычи нефти, снижать текущую обводненность продукции, но и обеспечить условия для повышения нефтеотдачи.

На Ромашкинском месторождении – втором по крупности и величине запасов нефти в России – разрабатываемом более 60 лет, уже на раннем этапе разработки проводилось совершенствование проектной системы разработки путём:

- уплотнения сетки скважин;
- оптимизации ширины площадей разработки и давлений закачки воды;
- применения очагового и избирательного заводнения на отдельных участках;
- переноса нагнетания [Абдулмазитов, Шавалиев, 2003].

На более поздней стадии разработки для вовлечения в активную разработку малопродуктивных пластов - стали широко использовать:

- дальнейшее сгущение сетки скважин;
- раздельную закачку воды;
- разукрупнение эксплуатационных объектов;
- повышение давления нагнетания до оптимальных величин;
- гидродинамические методы, включая нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте;
- закачку в продуктивные пласты серной кислоты, поверхностно-активных веществ и других реагентов [Абдулмазитов, Шавалиев, 2003].

Поэтапное проектирование и внедрение мероприятий по совершенствованию проектной системы позволило на Ромашкинском месторождении планомерно наращивать годовую добычу нефти, повышать эффективность добычи нефти, оптимизировать текущую обводненность продукции, *повысить проектную нефтеотдачу в 2,6 раза с 38 до 53%* [Абдулмазитов, Шавалиев, 2003]. *В результате - извлекаемые запасы месторождения возросли на 700 млн. т. К началу 2005 г. текущая нефтеотдача достигла 49% при действующем фонде скважин 9,5 тысяч и годовом уровне добычи нефти 14 млн. т.*

Технологические показатели 4-х основных этапов проектирования и развития разработки Ромашкинского месторождения представлены в табл. 1.

Таблица 1

Развитие системы разработки Ромашкинского месторождения

Год проектирования разработки											
1 - 1953 г.			2 - 1965 г.			3 - 1977 г.			4 - 2002 г.		
Кол-во скважин	ПС С	КИН	Кол-во скважин	ПСС	КИН	Кол-во скважин	ПСС	КИН	Кол-во скважин	ПС С	КИН
9400	45	38	12000	35,4	42	21000	22,2	49	24200	17,6	53

ПСС – плотность сетки скважин, га/скв.; КИН – коэффициент извлечения нефти, %.

В результате многолетней последовательной работы по непрерывному проектированию и совершенствованию систем разработки по разрабатываемым 167 уникальным и крупным

нефтяным месторождениям России, содержащим 78% начальных запасов нефти и обеспечивающим более 80% текущей её добычи, увеличение извлекаемых запасов против первоначальной оценки составило суммарно около 8 млрд. т.

Накопленный на базовых месторождениях опыт разработки позволил установить количественные зависимости нефтеотдачи от различных геолого-физических условий залегания нефти и режимов разработки. На полноту выработки запасов нефти при дренировании скважинами влияют: природные геолого-физические параметры залежей (тип коллектора и его свойства, морфологические особенности строения залежей, свойства пластовых флюидов и др.) и технологические факторы (плотность сетки скважин - ПСС, режим дренирования, характеристика агента вытеснения, темп извлечения нефти и жидкости из пласта, продолжительность разработки и объём промывки пласта и др.) [Халимов, 2001].

Доминирующее влияние на процесс и конечные результаты разработки, включая КИН, оказывают природные особенности строения эксплуатационного объекта (строение залежи, условия залегания нефти, литолого-физические свойства коллекторов, вязкостная характеристика нефти и др.). Из технологических факторов наиболее существенным является влияние плотности сеток скважин [Халимов, 2001].

Подтверждённая на практике зависимость широко используется для повышения КИН. По существу уплотнение сетки скважин - самый эффективный и наиболее распространённый на практике метод повышения нефтеотдачи. Достигнутая высокая нефтеотдача на большинстве длительно разрабатываемых объектов – в большей части – результат оптимизации сетки скважин (Арланское, Туймазинское, Ромашкинское, Самотлорское и др. (табл. 2).

Таблица 2

КИН по крупным, длительно разрабатываемым нефтяным месторождениям

Месторождение, пласт (залежь)	Год ввода в разведку	КИН	
		Проект.	Текущий
Туймазинское (D ₁ +D ₂)	1944	0,59	0,56
Ромашкинское (девон)	1948	0,53	0,47
Арланское (угленосная толща)	1955	0,435 0,55	0,55
Самотлорское, в т.ч. АВ ₂₋₃ АВ ₄₋₅ Б ₈	1969	0,49 0,440 0,559 0,656	0,354 0,37 0,475 0,586
Мамонтовское	1970	0,416	0,333
Федоровское Б-10 (Моховая пл.)	1973	0,440 0,494	>0,418

Особенно высокие показатели КИН достигаются, если оптимальная сетка скважин применяется с самого начала разработки месторождения. В этом случае высокая нефтеотдача может быть обеспечена за относительно короткий срок разработки, при минимальной добыче попутной воды (низком водонефтяном факторе) и лучших технико-экономических показателях.

Раевское месторождение (ОАО «Башнефть») с самого начала было разбурено и стало интенсивно разрабатываться при оптимальной для условий разработки девонских пластов ПСС в 8 - 12 га/скважину. За 30 лет нефтеотдача достигла 0,66, а водонефтяной фактор не превысил 1,5.

Проектирование системы разработки нефтяного месторождения – важный и ответственный этап в «жизни» месторождения. От качества проектного документа, от запроектированной технологии разработки (и её реализации) во многом зависит и полнота использования природного потенциала месторождения (проектная нефтеотдача и проектный уровень добычи нефти), и технико-экономические показатели добычи нефти. В отечественной практике проектирование разработки уже более 50 лет осуществляется на основе научных основ, созданных советскими учёными в период централизованного планового управления промышленностью. Согласно проверенной временем системе управления разработкой месторождений по каждому нефтяному месторождению составляется проектный документ на разработку (технологическая схема или проект разработки), в обязательном порядке (с 1963 г.) рассматривается на Центральной комиссии по разработке (ЦКР) и по её рекомендации утверждается.

За прошедшие годы накоплен богатый опыт проектирования и реализации проектных документов на разработку более чем 1200 месторождений, различающихся геолого-физическими характеристиками и технологиями разработки.

В нашей стране сложившаяся практика с конца 40-х годов прошлого века – в период открытия и ввода крупных нефтяных месторождений Урало-Поволжья – предусматривает применение с самого начала разработки поддержание пластового давления путем закачки воды. В настоящее время большая часть крупных нефтяных месторождений, разрабатываемых с заводнением, находится в зрелой стадии разработки, которая характеризуется высокой обводнённостью добываемой нефти, закономерным снижением отборов нефти и экономической эффективности добычи. Поэтому актуальным и своевременным для большинства месторождений является поиск, обоснование и реализация методов увеличения нефтеотдачи.

В последние годы ЦКР при рассмотрении документов на разработку нефтяных месторождений повысила внимание к методам МУН и требования к их обоснованию. Как правило, проекты разработки месторождений, находящихся в поздней стадии, не допускаются к рассмотрению без вариантов, предусматривающих МУН.

В табл. 3 представлена систематика способов (методов) вскрытия и дренирования нефтесодержащих пород, а табл. 4 - классификация методов увеличения нефтеотдачи. В основе её механизм воздействия различных методов на залежь – объект разработки. *К методам увеличения нефтеотдачи относятся методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, который может быть добыт за счет дополнительного дренирования той части залежи, которая неохватывается разработкой при естественном режиме и при заводнении. Под понятием залежь, понимается геологически ограниченная нефтесодержащая ёмкость, представляющая гидродинамически замкнутый единый объект разработки.*

Таблица 3

Способы (методы) разработки нефтяных месторождений

Группа способов (методов)	Способ	Метод добычи
Открытые	Очистной (карьерный)	Создание горных выработок под открытым небом. Добыча нефтеносной породы с последующим отделением и отмывом нефти от горной породы.
	Шахтный	Создание подземных горных выработок и дренирование нефтенасыщенных пластов подземными скважинами.
Дренирование с помощью скважин, пробуренных с поверхности земли	Использование естественной пластовой энергии	Активной водонапорной
		Упругой энергии
		Энергии растворенного газа
		Газовой шапки
	Энергии гравитационных сил	
Дополнение естественной пластовой энергии искусственной	Закачки воды в различных модификациях (метод ППД)	

Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Группа методов	Методы
Физико-химическая	Заводнение с применением ПАВ
	Полимерное заводнение
	Мицеллярное заводнение
Газовая	Закачка УВ газов
	Закачка жидких растворителей
	Закачка CO ₂
	Закачка азота
	Закачка дымовых газов
Тепловая	Вытеснение нефти теплоносителями
	Воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций
Микробиологическая	Введение в пласт бактериальной продукции (БП)
	Образование БП в нефтяном пласте
Комбинированная (улучшенных МУН)	Сочетание элементов групп 1-4 с современными техническими средствами и способами (горизонтальных скважин и др.)
	Уплотнение сетки скважин

Весьма интересны представления о механизме нефтеотдачи казанских химиков докторов наук Г.В. Романова и Т.Н. Юсуповой, много лет, посвятивших свои исследования изучению динамики выработки запасов Ромашкинского месторождения (табл. 5).

Методы увеличения нефтеотдачи включают:

- физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Разработка геохимической модели вытеснения остаточных запасов нефти

Основные теоретические положения:

- Процесс фильтрации нефти сопровождается адсорбцией и десорбцией смолисто-асфальтеновых веществ на поверхности каналов. Между пластовой нефтью и адсорбированным веществом происходит постоянный равновесный массообмен вследствие межмолекулярных взаимодействий.
- Воздействие на активные или трудноизвлекаемые запасы не увеличивает проектную нефтеотдачу пласта, а лишь ускоряет процесс выработки месторождения.
- Любое мероприятие, связанное с изменением условий разработки залежи, приводит к изменению давления, особенно на границе раздела фаз, вследствие чего слабоадсорбированный материал десорбируется со стенок порового пространства.

Признаком нефти, добытой из неизвлекаемых запасов, может быть изменение ее состава и физико-химических свойств после применения какого-либо метода воздействия на пласт.

«Улучшенные методы повышения нефтеотдачи (Improved Oil Recovery)». предполагают комбинирование элементов перечисленных выше четырех групп МУН, а также использование современных технических средств и способов повышения нефтеотдачи.

Технологии интенсификации притока нефти из скважин (методы стимуляции, воздействия на пласт), перечисленные в табл. 6, имеют цель интенсифицировать приток нефти из скважины, воздействуя на ограниченное пространство вблизи призабойной зоны пласта или на некотором удалении от неё. В эту группу технологий автор посчитал обоснованным включение и *гидравлического разрыва пласта*.

В последние годы - в период интенсификации добычи нефти, вызванной бурным ростом мировой цены на нефть, российские нефтяные компании существенно увеличили масштабы применения гидроразрыва пласта. Сейчас Россия является мировым лидером по интенсивности применения ГРП. В 2005 г. в нефтедобыче проведено около 5 тысяч операций, что в пересчёте на одну действующую нефтяную скважину в 3 раза больше, чем в США. Масштабы применения ГРП нефтяные компании предполагают наращивать в будущем. Их привлекает то, что текущий прирост добычи нефти/жидкости в большинстве скважин, отобранных для проведения операции, соизмерим со средними дебитами действующих скважин или даже превосходят их, благодаря проведению интенсивных, многообъёмных технологий.

**Технологии интенсификации притоков нефти из скважин
(стимуляции, обработок призабойных зон)**

Группы	Технологии
Физическая / гидродинамическая	ГРП
	Горизонтальное и наклонное бурение
	Боковые стволы
	Эмплозия
	Волновые
	Форсированные отборы жидкости
Химическая	Кислотные обработки и их модификации (термокислотная и др.)
	Обработка растворителями
	Осадкогелеобразующие технологии
Тепловая	Обработки призабойной зоны теплоносителями
Микробиологическая	Микробиологический способ обработок призабойной зоны

Среди специалистов не существует единства взглядов по вопросу влияния на нефтеотдачу ГРП, в основе которого – хотя и регулируемое на поверхности, но практически не управляемое в пласте, физическое разрушение неоднородного природного коллектора. Мнения расходятся в широком диапазоне. По расчетным данным ОАО НК «Роснефть» (профессор М.М. Хасанов и др.) по Приобскому месторождению, характеризующемуся низкопроницаемыми коллекторами, КИН, за счёт применения ГРП, может вырасти с 0,109 до 0,337, то есть в 3 раза. В то же время много фактов, свидетельствующих о том, что в неоднородных высокопроницаемых коллекторах и маловязких нефтях, ГРП не увеличивает нефтеотдачу, а лишь интенсифицирует добычу нефти.

Очевидно, что самыми убедительными бесспорными данными, позволяющими судить о реальной нефтеотдаче являются показатели накопленной добычи нефти по Туймазинскому месторождению (70 лет уже находится в разработке).

Туймазинское месторождение является первым крупным по своим размерам и запасам нефти и газа, открытым в нашей стране, и «первенцем передовой отечественной технологии нефтедобычи и эталоном, по которому могут равняться другие месторождения на поздней стадии разработки» (автор В.Н. Щелкачев, 1994).

Основной по объёму запасов является терригенная толща девона (ТТД) - 86% от всех промышленных запасов нефти. Из пластов Д I и Д II добыто 290 млн. т нефти, что составляет

текущий КИН 0,56. Добыча нефти продолжается - в 2006 г. добыто 200 тыс. т. Достоверность КИН обусловлена высокой точностью подсчёта геологических запасов, базирующихся на результатах бурения более 3 тысяч скважин, эксплуатация которых в течение 60 лет сопровождалась всеми необходимыми исследованиями, соответствующими времени. Достоверность оценки геологических запасов подтверждается только что законченным подсчетом, в основу которого положена вся накопленная по месторождению достоверная геолого-промысловая информация.

Реальная нефтеотдача девонских пластов, достигнутая на месторождении, является вполне удовлетворительной для залежей, которые характеризуются:

- природным сочетанием геологических параметров, на основании которого залежи обычно относят к сложно построенным (неоднородность и прерывистость коллекторов, широкие водо-нефтяные зоны и др.);

- не оптимальностью в ряде элементов системы разработки и режима эксплуатации скважин (редкая сетка скважин в ВНЗ, массовое ограничение отборов жидкости из скважин при высокой обводнённости).

Конечно, нужно подчеркнуть, что высокая нефтеотдача в первую очередь является результатом применения системы разработки с применением поддержания пластового давления путем закачки воды. Проведённые на месторождении различные эксперименты по испытанию методов увеличения нефтеотдачи ощутимо не повлияли на конечные результаты.

Достижению высокой нефтеотдачи способствовали также:

- оптимальная сетка скважин на большей части площади месторождения (18 - 21 га/скв.);

- постоянное совершенствование системы разработки и оптимизация режимов эксплуатации скважин в процессе выработки пластов;

- поддержание режима работы эксплуатационного фонда скважин на технологически обоснованном уровне (Высокий коэффициент эксплуатации, минимум бездействующего фонда).

Таким образом, по результатам анализа выработки запасов нефти по крупным длительно разрабатываемым объектам, находящимся в поздней, завершающей стадии разработки, можно сделать следующие выводы:

1. Длительно разрабатываемые с применением заводнения на основе и в соответствии с обоснованными проектами разработки объекты характеризуются растущей текущей и удовлетворительно высокой конечной нефтеотдачей.

2. Основными слагаемыми удовлетворительно высокой нефтеотдачи, достигнутой на длительно разрабатываемых месторождениях с применением заводнения, являются:

- благоприятная геолого-физическая характеристика объектов разработки,
- применение систем разработки и оптимальной плотности сетки скважин, адекватных геологическому строению,
- поддержание в процессе разработки геотехнологически оптимальных темпов разработки, режимов эксплуатации скважин и проектного фонда эксплуатационных скважин,
- непрерывное совершенствование проектной системы с учётом динамики выработки запасов и уточнения геологического строения.

Литература

Абдулмазитов Р.Г., Шавалиев А.М. Развитие принципов рациональной разработки Ромашкинского нефтяного месторождения, (ТатНИПИнефть). // Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов. Лениногорск, 2003. С. 162 - 177.

Романов Г.В., Юсупова Т.Н. Химия и геохимия нефтей разрабатываемых месторождений // Труды научно-технической конференции, ОАО «Татнефть», 2007.

Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. М.: ИГиРГИ, 2001. 656 с.

Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка. СПб.: Недра, 2005. 298 с.