

# Некоторые аспекты оптимизации выработки запасов нефти месторождений с газовой шапкой в карбонатных коллекторах на примере Димитровского месторождения

**Р.И. Шешдиров** (Бугульма, Россия)

razrdds@tatnipi.ru

инженер ТатНИПИнефть

**Д.С. Данилов**

инженер ТатНИПИнефть

**Л.М. Миронова**

старший научный сотрудник ООО «Наука»

**М.Т. Ханнанов**

к.г.м.н., главный геолог НГДУ «Ямашнефть»  
ОАО «Татнефть»

**Одна из основных задач нефтяников Татарстана — это выполнение проектных уровней добычи нефти и достижение максимального коэффициента нефтеизвлечения. Особое внимание уделяется применению новых технологий воздействия на пласт. Особенно это относится к добычи нефти из слабопроницаемых карбонатных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. К рассмотрению предлагается решение задачи по увеличению проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород за счет применения нового кислотного комплексобразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.**

## Материалы и методы

Предлагается метод увеличения проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород за счет применения нового кислотного комплексобразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.

## Ключевые слова

нефтегазоконденсатная залежь, горизонт, система ППД, коэффициент нефтеизвлечения, дебит, горизонтальная скважина, кислотный реагент марки АФК

Одна из основных задач нефтяников Татарстана — это выполнение проектных уровней добычи нефти и достижение максимального коэффициента нефтеизвлечения. Резервом сохранения достигнутых уровней добычи является повышение степени извлечения нефти из пластов, которое может быть достигнуто совершенствованием систем разработки нефтяных месторождений, широким внедрением методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения пластов, массовым проведением геолого-технических мероприятий. В настоящее время на промыслах Республики Татарстан (РТ) испытываются или внедряются свыше ста модификаций методов повышения нефтеотдачи пластов, эффективность которых в зависимости от геолого-физических условий залегания пластов и стадий разработки нефтяных залежей различна.

Особое внимание уделяется применению новых технологий воздействия на пласт. Особенно это относится к добыче нефти из слабопроницаемых карбонатных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. Авторами предлагается к рассмотрению решение задачи увеличения проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород на Димитровском месторождении с применением нового кислотного комплексобразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.

В региональном тектоническом отношении район Димитровского месторождения

расположен в северо-западной части Соль-Илецкого свода, являющегося структурно-тектоническим элементом I порядка и принадлежащего крайней юго-восточной части склона Волго-Уральской антеклизы.

Месторождение контролируется одноимённым сейсмоподнятием субширотного простирания, околуренным в 1977 по результатам сейсмоисследований 2Д по отражающим горизонтам  $K_n$  (кровля филипповского горизонта кунгурского яруса), А (кровля карбонатной пачки артинского яруса) и В (кровля верейского горизонта) амплитудой 100 м году. Поднятие состоит из двух блоков: западного, опоскованного скважиной № 80, и восточного, в пределах которого пробурены скважины №№ 81, 83, 101, 102, 103. С севера и юга структура ограничена субпараллельными тектоническими нарушениями. Амплитуда куполов не превышает 20 м, ширина структуры 1,6–2,2 км (рис. 1).

Димитровское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1990 году скважиной № 80. На территории месторождения пробурены: одна параметрическая (№ 80), три поисковые (№№ 81, 83, 104), три разведочные (№№ 101, 102, 103) скважины.

По данным поисково-разведочного бурения выявлены залежи углеводородов, приуроченные к карбонатным отложениям филипповского горизонта кунгурского яруса и артинского яруса нижней перми.

В отложениях филипповского горизонта кунгурского яруса газоконденсатная залежь

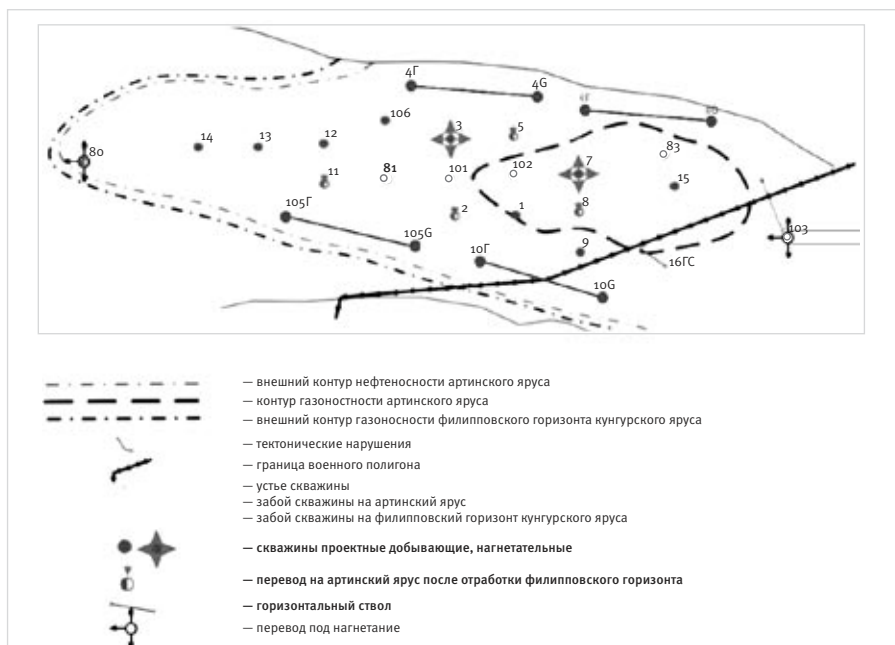


Рис. 1 — Карта совмещенных контуров и рекомендуемых мероприятий



расположенной на востоке, скважинами №№ 83, 102 вскрыта газовая шапка. Газонасыщенность пласта установлена по материалам ГИС и подтверждена в результате опробования скважины № 83.

Суммарная газонасыщенная толщина в обеих скважинах достигает 1,2 м. Размеры газовой шапки составляют 3,2 км × 1,4 км, высота — 6,8 м. Газонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке минус 2353,0 м, что соответствует середине интервала перфорации в скважине № 83. Размеры нефтяной части залежи составляют 8,8 км × 2,8 км, высота — 118 м. Суммарные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,8 м (скважина № 80) до 12,4 м

(скважина № 101). ВНК залежи установлен на отметке минус 2471,0 м по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя, выделенного по материалам ГИС в скважине № 80. По типу газонефтяная залежь пласта PV классифицируется как пластовая сводовая частично тектонически экранированная (рис. 2).

Коллекторская характеристика вмещающих пород представлена в таб. 1. По своим физико-гидродинамическим свойствам коллекторы относятся к классу среднеёмких слабопроницаемых пород.

Таким образом, характеризуя геологическое строение месторождения, можно выделить следующие особенности:

- залежи углеводородов на месторождении

выявлены в отложениях кунгурского и артинского ярусов нижней перми;

- залежи, контролируемые Димитровским поднятием, имеют субширотное простирание и ограничены с севера и юга тектоническими нарушениями экраном;
- структурные планы залежей совпадают;
- газо- и нефтемещающими коллекторами являются карбонатные породы;
- продуктивные отложения артинского яруса характеризуются значительной неоднородностью по площади и разрезу;
- покрышками для залежей служат значительные по толщине пачки ангидритов;
- залежи имеют высокие этажи газо- и нефтеносности;

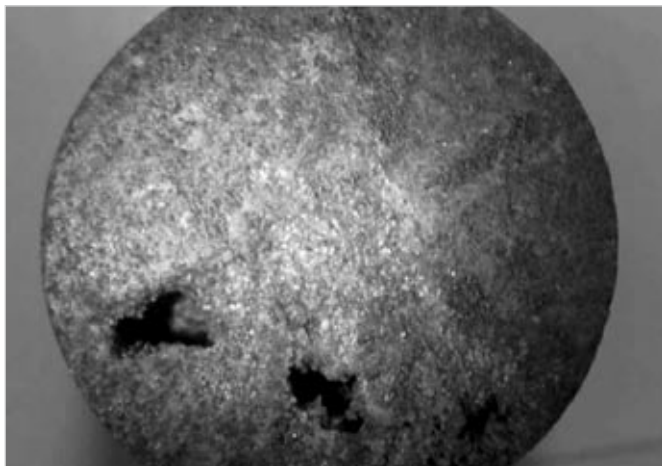


Рис. 4 — НСИ



Рис. 5 — реагент АФК

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм2	Пористость, доли ед.	Начальная газонасыщенность, доли ед.	Насыщенность связанной водой, доли ед.
1	2	3	4	5	6
<i>пласт P<sub>IV</sub> филипповского горизонта</i>					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,00326	0,099	0,723	0,277
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,106	0,796	0,204
Гидродинамические исслед.	Среднее значение	0,0013	—	—	—
<b>Принятые при проектировании</b>		<b>0,0013</b>	<b>0,11</b>	<b>0,8</b>	<b>0,2</b>
<i>пласт P<sub>V</sub> (газовая шапка) артинского яруса</i>					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,00586	0,122	0,7	—
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,116	0,703	0,297
<b>Принятые при проектировании</b>		<b>0,00586*</b>	<b>0,12</b>	<b>0,7</b>	<b>0,3</b>
<i>пласт P<sub>V</sub> артинского яруса</i>					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,005976	0,123	0,66	0,34
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,125	0,829	0,171
Гидродинамические исслед.	Среднее значение	0,002	—	—	—
<b>Принятые при проектировании</b>		<b>0,002</b>	<b>0,12</b>	<b>0,83</b>	<b>0,17</b>

Таб. 1 — Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности

- в результате экранирования гидродинамическая связь с законтурной областью с юга затруднительна, с севера — отсутствует;
- тип залежей пластово-сводовый частично тектонически экранированный с краевыми водами;
- при разработке ГТМ авторами предложено оптимизировать существующую систему разработки и интенсифицировать добычу нефти.

Пробная эксплуатация месторождения осуществлялась в 2002–2006 гг. С 2007 года и по настоящее время месторождение не разрабатывается, находится в консервации. Характеристика фонда скважин приведена в таб. 2. По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении скважины №№ 80, 81, 83, 101, 102 находятся в консервации, скважины №№ 103, 104 — наблюдательные.

Таким образом, отмечается снижение пластового давления в зоне отбора и причём, более интенсивно в газоконденсатной залежи кунгурского яруса из-за опережающего движения газа и опаздывающего движения воды и отсутствия системы ППД. Как следствие происходит падение дебитов нефти в продолжение безводного периода эксплуатации скважин.

Динамика добычи нефти, газа и конденсата представлена на рис. 3 и в таб. 3.

Несмотря на идентичное строение залежей, объединение их в единый объект эксплуатации нецелесообразно в результате разного физического состояния вмещающего флюида. В плане залежи совпадают между собой, и это является не только признаком к доразведочным работам, но и критерием для применения оборудования ОРЭ и ОРЗ.

В результате проведенного анализа можно сделать выводы, о причинах низких дебитов на месторождении, это: низкие коллекторские свойства вмещающих пород, затрудненная гидродинамическая связь с законтурной областью и как следствие значительное снижение пластового давления в зонах отбора.

Существующие системы разработки предусматривают:

- для разработки кунгурского яруса ввод из консервации четырех скважин и ввод из бурения шести добывающих скважин. Разработка предполагается на режиме истощения. Выработка данного объекта планируется десятью скважинами.
- для разработки артинского яруса ввод из бурения 12 скважин, ввод из консервации одной скважины и возврат шести скважин с кунгурского яруса. Для создания системы ППД планируется перевод пяти скважин после обводнения их продукции до 90–98%. Расчеты технологических показателей выполнены с учетом полного разбуривания залежей. Также

предусматривается применение МУН. Дополнительная добыча нефти за счет МУН составит 138 тыс.т.

Основными задачами формирования эффективной системы разработки месторождения являются:

1. Восстановление пластового давления, активизацией вытеснения нефти закачиваемым агентом (т.к. залежь на 60% экранирована).
2. Формирование круговой приконтурной замкнутой системы ППД.
3. Увеличение проницаемости характеристики пород в ПЗП, позволяющие, как добывные возможности, так и приемистость нагнетательных скважин.

Первая задача поддержания пластового давления решается бурением ГС внутри залежи вдоль контуров нефтеносности и тектонических экранов в зоне отбора, которые вначале осваиваются в качестве добывающих, затем при обводнении до 90–98 % переводятся под нагнетание (рис.1).

Вторая задача решается обработкой призабойной зоны (ПЗП) новым кислотным комплексобразующим реагентом марки АФК, разработанным институтом «Нефтепромхим» (Маргулис Б.Я.). Известно, что извлечение нефти из карбонатных коллекторов традиционными технологиями, как правило, малоэффективно. Нефтеотдача таких коллекторов во многом определяется не только фильтрационно-емкостными свойствами, но и минералогическим составом минеральных фаз породы.

Предварительные исследования реагента АФК проводились на линейных моделях пласта с целью определения влияния реагента на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК значительно (в разы) увеличивает проницаемость моделей как при фильтрации минерализованных, так и пресных вод. Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК значительно (в разы) увеличивает проницаемость моделей как при фильтрации минерализованных, так и пресных вод. При этом установлено, что в отличие от соляной кислоты реагент АФК равномерно воздействует на коллектор, проникая как в высоко-, так и низкопроницаемые зоны (киселовские отложения), сохраняя исходную структуру коллектора (рис. 4 и 5).

Рентгенографическим анализом, проведенным В.П.Морозовым (кафедра минералогии и петрографии геологического факультета КГУ, г.Казань), не установлено появление в образцах зерна каких-либо новообразований. При этом частично увеличивается пористость, значительно возрастает проницаемость. Также установлено

растворение зернистого кальцита, который цементирует органические остатки, причем максимальное растворение кальцита происходит не в порах и кавернах, а в каналах их соединяющих. На уплотнённых ядрах отложений черепетского горизонта после воздействия реагента АФК установлено образование трещинок растворения, которые возникли на границе слоев биокласто-во-фитогенных и биокласто-во-зоогенных известняков разного генезиса. Трещинки не имеют геометрически правильную форму, являются извилистыми и прерывистыми в шлифе. Появление трещинок растворения объясняет высокую проницаемость образцов после их обработки АФК (на 2–3 порядка). Важным является следующее: до обработки образцов они относились к поровым коллекторам, не имеющим практической значимости (практически, нулевая проницаемость), после же обработки — стали порово-трещинными коллекторами с высокой проницаемостью. Помимо кислотных свойств реагент АФК обладает, в том числе, кристаллоразрушающим эффектом, видоизменяя форму центра кристаллизации и замедляя их дальнейший рост. Благодаря этому предотвращается выпадение коагулирующих гелеобразных осадков и солей, разрушается молекулярная структура глин и происходит вынос продуктов реакции, что подтверждено исследованиями с применением метода ИК-спектроскопии.

Следует обрабатывать ПЗП по всему проектному фонду скважин перед вводом их в эксплуатацию кислотным реагентом АФК. Реагент рекомендуется применять циклами. Период циклирования устанавливается экспериментально (полгода, год и т.д.).

Для усиления системы ППД и переноса фронта вытеснения планируется перевод пяти скважин после обводнения продукции до 98%. Траектории горизонтальных участков стволов нагнетательных скважин рекомендуется провести в приподожвенной части пласта. Объём закачки в сутки не менее 100 м<sup>3</sup>.

Работка газовой шапки планируется скважиной № 83 после выработки запасов нефти при отдельной эксплуатации.

Максимальные уровни добычи нефти, конденсата и свободного газа по годам приведены ниже:

- нефти — 68,2 тыс. т (2019 г.);
- конденсата — 51,6 тыс. т (2019 г.);
- свободного газа — 255,6 млн. м<sup>3</sup> (2020 г.);
- нефтяного газа — 10,3 млн. м<sup>3</sup> (2019 г.);

К концу проектного периода (2064 г.) будет добыто 1698,0 тыс. т нефти, 766 тыс. т конденсата, 4689 млн. м<sup>3</sup> свободного газа, 255 млн. м<sup>3</sup> растворенного нефтяного газа. Конечная обводненность продукции составит 98,0%. Достижимый коэффициент извлечения нефти (КИН) будет равен 0,250, при утверждённом — 0,250, коэффициент охвата составит 0,622. Расчетный КИК — 0,820, при утверждённом — 0,820.

#### Итоги

Из вышеизложенного следует, что доходы недропользователя и государства значительно увеличатся.

Показатель	Характеристика фонда скважин	Число скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	7
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	7
	В том числе:	
	в консервации наблюдательные	5 2

Таб. 2 — Текущее состояние фонда скважин

**Выводы**

- залежи углеводородов на месторождении выявлены в отложениях кунгурского и артинского ярусов нижней перми;
- залежи ограничены с севера и юга тектоническими нарушениями;
- структурные планы залежей совпадают;
- газо- и нефтемещающими коллекторами являются карбонатные породы, характеризующимися значительной неоднородностью по площади и разрезу;
- покрышками для залежей служат значительные по толщине пачки ан-гидритов;
- этаж газо- и нефтеносности составляет более ста пятидесяти метров;
- в результате экранирования гидродина-

- мическая связь с законтурной областью с юга затруднительна, с севера отсутствует;
- тип залежей пластово-сводовый частично тектонически экранированный с краевыми водами;
- отсутствие системы ППД привело к снижению пластового давления в зоне отбора, причём, более интенсивно в газоконденсатной залежи кунгурского яруса в результате опережающего движения газа и запаздывающего движения воды;
- произошло падение дебитов нефти в продолжение безводного периода эксплуатации скважин.

Оптимизировать существующую систему разработки предлагается применением

ГТМ, направленных на увеличение проницаемостной характеристики коллекторов и повышение КИН:

- бурение нагнетательных горизонтальных скважин вдоль контуров нефтеносности и тектонических экранов;
- формирование круговой приконтурной системы ППД.
- увеличение проницаемостной характеристики пород в ПЗП для повышения добычных возможностей добывающих и приемистости нагнетательных скважин путём обработки ПЗП кислотным реагентом АФК.

Реализация предложенных решений позволит увеличить КИН на 0,25 %.

Годы	Скважина № 80				Скважина № 81				Скважина № 83			Скважина № 101			Итого по месторождению	
	нефть, тыс.т	газ, млн.м <sup>3</sup>	конденсат, тыс.т	Рпл. МПа	газ, млн.м <sup>3</sup>	конденсат, тыс.т	Рпл. МПа	нефть, тыс.т	газ, млн.м <sup>3</sup>	Рпл. МПа	газ, млн.м <sup>3</sup>	конденсат, тыс.т	нефть, тыс.т	газ, млн.м <sup>3</sup>	конденсат, тыс.т	нефть+конденс.
2002								1.159	0.174	26.05			1.159	0.174	0	1.159
2003	0.467	0.07			3.00	1.4							0.467	3.070	1.402	1.869
2004	0.22	0.03		26.74	32.98	3.4	27.6						0.22	33.013	3.40	3.62
2005		1.50	0.894	15.06	35.60	3.3	22.27	0.6	0.9	22.97			0.60	38.000	4.194	4.794
2006		1.40	0.830		3.40	0.34					2.98	0.331	0	7.780	1.501	1.501
2007																
Итого	0.687	3.003	1.724		74.98	8.442		1.759	1.074		2.98	0.331	2.446	82.037	10.497	12.943

Таб. 3 — Динамика добычи нефти, газа и конденсата по скважинам

## Список использованной литературы

1. Колшева Н.А., Шаймухаметова В.Л.

«Технологическая схема разработки Димитровского нефтегазоконденсатного месторождения», 2011 год, ТатНИПинейфть

2. Б.Я.Маргулис «Новые подходы к разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах». ОАО «НИИнефтепромхим»

## специализированная выставка



ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал  
 телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33; e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

# НЕФТЬ И ГАЗ

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

# 18-21 сентября 2012

