

М.А. Петров¹, И.М. Насибуллин², Н.А. Мисолина², А.Н. Кольчугин¹
Р.Ф. Вафин¹, М.П. Круглов³, О.В. Казанбаева⁴

¹Казанский Государственный Университет, Казань, Petrov.M.A@mail.ru

²ОАО «НИИНефтепромхим», Казань, lab103@ya.ru,

³ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, ruslan@karaalтын.ru

⁴ОАО «Кондурчанефть», Нурла

ПРОБЛЕМА ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ВОСТОЧНОГО БОРТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

В статье рассмотрены вопросы геологического строения отложений башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины, а так же некоторые методы, применяемые при добыче нефти из данных отложений.

Ключевые слова: карбонатные коллектора, отложения башкирского яруса, трещиноватость, методы воздействия на пласт, обработка призабойной зоны.

В основу работы положены данные исследований по минералого-литологическому изучению кернового материала, отобранного из отложений башкирского яруса среднего карбона восточного борта Мелекесской впадины.

В Республике Татарстан (РТ) с карбонатными коллекторами по ориентировочным оценкам связано 40 – 50 % потенциальных ресурсов нефти. Изначально разрабатывались высокопродуктивные терригенные, тогда как карбонатные коллектора начали внедряться в разработку только в конце 70-х годов 20 века. По этой причине, на сегодняшний день выработка запасов на месторождениях РТ с высокопродуктивными терригенными коллекторами достигла значительных величин, и, в связи с этим, возросла роль остаточных запасов, сосредоточенных в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. По данным Р.Х. Муслимова (Муслимов, 2005) в осадочном разрезе Татарстана в окско-башкирском карбонатном комплексе сосредоточено 390 залежей нефти, что составляет 14,4 % от общего количества залежей нефти. Из них большая часть в тектоническом плане приурочена к восточному борту Мелекесской впадины.

По данным исследований, приведенных в работе «Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона» (Морозов и др., 2008), отложения башкирского яруса в пределах восточного борта Мелекесской впадины в основном сложены следующими структурно-генетическими типами известняков: биокластово-зоогенными, литокластовыми и пелитоморфными. В зависимости от различных сочетаний в разрезе названных известняков, авторами работы (Морозов и др., 2008) выделяются три типа разрезов. Данный факт значительно усложняет, а иногда и делает невозможной, корреляцию отложений башкирского яруса не только в пределах структур второго порядка, но даже между соседними скважинами. Это очевидно связано с различ-



Рис. 1. Схема седиментогенеза карбонатов в башкирском веке (по В.П. Морозову).

ными условиями седиментогенеза карбонатов в башкирском веке (Рис. 1) и селективным действием наложенных вторичных процессов.

Неоднородное строение залежей нефти башкирского яруса обусловлено литологической неоднородностью разреза, различной подверженностью пород вторичным наложенным процессам, неравномерной насыщенностью пород, трещиноватостью.

Рассмотрим разрезы скважин с Аделяковского месторождения скв. №8691 (Рис. 2) и Аканского месторождения скв. №2106 (Рис. 3), в которых производилось изучение керна, отобранного из отложений башкирского яруса. Аделяковское и Аканское месторождения нефти тектонически приурочены к Вишнево-Полянской террасе и южной части Усть-Черемшанского прогиба восточного борта Мелекесской впадины соответственно.

Разрез отложений башкирского яруса в скважине №8691 Аделяковского месторождения нефти сложен литокластовыми (Рис. 4) и, преимущественно, биокластово-зоогенными (Рис. 5) известняками. Неоднородность разреза определяется чередованием интервалов плотных, равномерно и неравномерно кавернозных пород. Причем, кавернозность в основном развита в биокластово-зоогенных известняках, а литокластовые известняки, в большей степени, являются плотными породами.

Разрез скважины №2106 Аканского месторождения нефти сложен преимущественно биокластово-зоогенными известняками. Нижняя часть разреза представлена пелитоморфными известняками (Рис. 6). Неоднородность разреза по коллекторским свойствам связана с чередованием пород в различной степени подверженных вторичным изменениям. Это очевидно связано со структурными особенностями различных типов известняков (Морозов и др., 2008).

Также одним из факторов, определяющим фильтрационно-емкостные свойства коллекторов башкирского яруса месторождений нефти восточного борта Мелекесской впадины, является трещиноватость карбонатных пород (Рис.6) Существенную роль в развитии трещин в рассматриваемых отложениях играет трещиноватость пород фундамента (Муслимов и др., 1999) линеаментный анализ показал, что самая высокая плотность 0,847 км/км² линеа-

ментов на территории Татарстана приходится на восточный борт Мелекесской впадины).

Наличие трещиноватости и кавернозности пород башкирского яруса позволяет отнести их по классификации Е.М. Смехова (Смехов, Дорофеева, 1987) к сложным коллекторам.

Трещиноватость в исследуемых отложениях имеет двоякое значение. С одной стороны такая высокая трещиноватость пород приводит к разрушению залежи нефти (что доказывает высокая вязкость и плотность нефтей: 0,917 г/см³, 0,915 г/см³, 0,890 г/см³; содержащихся в изучаемых отложениях) и преждевременному обводнению скважин. С другой стороны, трещинки, не залеченные вторичным кальцитом, содержат нефть и являются дополнительной емкостной и флюидопроводящей системой, что особенно важно в условиях высоковязких нефтей, когда подвижность нефти очень мала.

Таким образом, вышеописанное строение разреза, его изменчивость даже в пределах локальных структур, его неоднородность по строению и емкостным свойствам, а также трещиноватость позволяют говорить о более тщательном подходе к разработке залежей нефти. Это объясняется тем, что основные приемы, применяемые при эксплуатации залежей, очень сложно адаптируются к вышеописанным геологическим условиям и могут оказаться нерентабельными.

Заводнение. Методы заводнения коллекторов очень широко применяются при разработке месторождений нефти на территории РФ. Однако в данных геологических условиях (высокая вязкость нефти, неоднородный и трещиноватый коллектор) заводнение будет крайне нерентабельным, т. к. приведет к преждевременному обводнению добывающих скважин. Вероятнее всего из-за сильно дифференцированной вязкости нефти и воды, нагнетаемая вода по трещинам прорвется к добывающим скважинам.

Оптимизация плотности сетки скважин. «Чем плот-

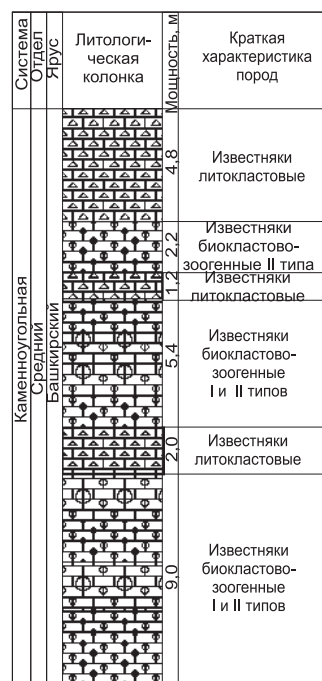


Рис. 2. Литологический состав башкирского яруса. Аделяковское месторождение. Скважина 8691.

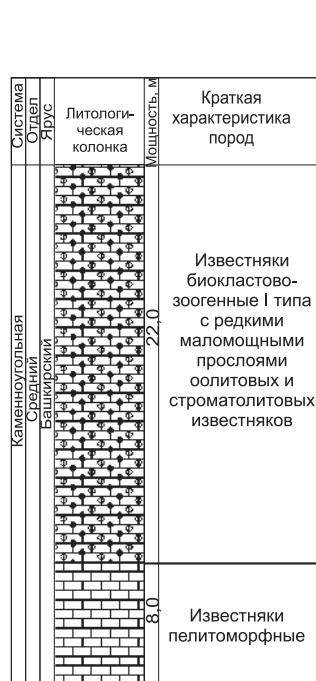


Рис. 3. Литологический состав башкирского яруса. Аканское месторождение. Скважина 2106.

K _{прон} начальный, мкм ²	Композиция	K _{прон} конечный, мкм ²	K _и коэффициент интенсификации
			(Kрез/Kнач)*100%
0,05	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,1	200
0,073	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,13	178
0,068	HCl, 15 % + СНПХ-8903А	0,192	282
0,55	HCl, 15%	прорыв	прорыв
0,54	HCl, 15%	0,715	132
0,049	HCl, 15%	0,06	122

Табл. 1. Проницаемость образцов керн до и после обработки.

нее сетка скважин, тем лучше охват залежи дренированием и условия для применения методов заводнения» (Муслимов, 2003). У этого метода существует ограничение – он хорошо реализуется в условиях, когда удельные запасы нефти на одну скважину достигают значительных величин и бурение дополнительных скважин оправдывает себя. К сожалению, не каждый недропользователь может себе позволить уплотнить сетку скважины, даже ради достижения более высокого K_и.

Тепловые методы. Учитывая глубину залегания нефтеносных пород башкирского яруса, пожалуй, одним из рентабельных методов может оказаться сухое внутрипластовое горение (СВГ). Остальные тепловые методы, скорее всего не оправдают себя из-за потерь теплоты на нагрев колонны или же из-за конденсации пресной воды из пара, которая в сочетании с высоковязкой нефтью создаст эмульсионные пробки в пласте. Большим минусом СВГ является то, что после инициации процесс окисления в пласте практически не управляем и может привести к необратимым изменениям в структуре пород-коллекторов.

Физико-химические методы. Пожалуй, самыми распространенными физико-химическими методами являются методы с добавлением в нагнетаемую в пласт воду составов, повышающих вязкость воды, что позволяет выровнять фронт заводнения коллектора. Однако, при таком неоднородном строении коллектора продвигаемая оторочка «вязкой» воды будет разбита о литологическую неоднородность, что не приведет к должному эффекту.

Воздействие на призабойную зону пласта и интенсификация притока флюида из скважины. Данные методы воздействия играют очень важную роль при разработке сложнопостроенных коллекторов башкирского яруса, особенно, когда другие методы воздействия являются нерентабельными или малоэффективными. Одним из самых распространенных методов воздействия на карбонатные коллектора является метод солянокислотного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Применение такого воздействия позволяет недропользователю стимулировать добычу и за более короткий срок окупить средства, вложенные в разработку залежи.

Целесообразность и рентабельность большинства методов воздействия на пласт и ПЗП в геолого-промысловых условиях башкирского яруса подвергается большому сомнению. Однако, на сегодняшний день, на всех промыслах РТ, ведущих добычу из карбонатных коллекторов, используется метод солянокислотного воздействия на ПЗП. В работе (Васясин и др., 2008) проанализирована эффективность воздействия реагентов на основные карбонатные породы-коллекторы палеозоя Татарстана (Рис. 7).

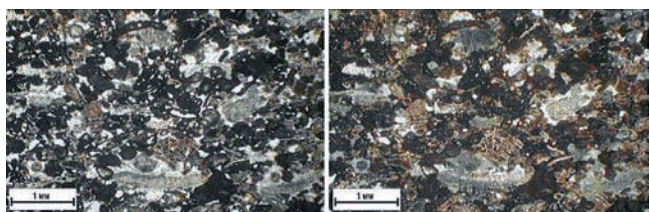


Рис. 4. Известняк литокластовый. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

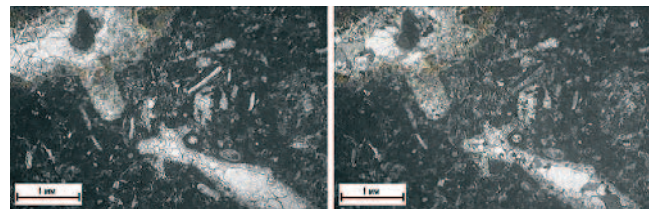


Рис. 5. Известняк биокластово-зоогенный. Нефтеноасыщенная часть образца. Кавернозность. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

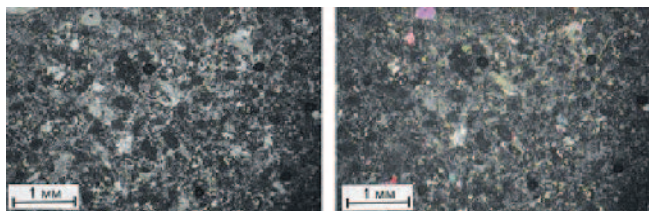


Рис. 6. Известняк пелитоморфный с высоким содержанием органических остатков. Трещинки растворения, частично залеченные вторичным кальцитом. Левый снимок один николь, правый – николи скрещены.

Из рисунка следует, что солянокислотные обработки, проведенные в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона взятые в совокупности, наилучшие результаты показали в турнейском ярусе, заметно хуже в башкирском ярусе и еще хуже в верейском горизонте московского яруса.

Для повышения успешности солянокислотных обработок, учитывая специфичность геологического строения и физико-химических условий пласта, специально для отложений башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины в лаборатории ОАО «НИИНефтепромхим» осуществлялся подбор солянокислотного состава и технологии для обработки ПЗП.

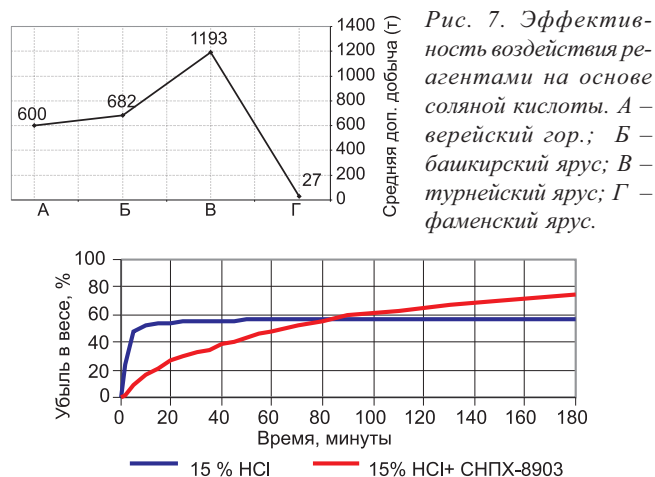


Рис. 7. Эффективность воздействия реагентами на основе соляной кислоты. А – верейский гор.; Б – башкирский ярус; В – турнейский ярус; Г – фаменский ярус.

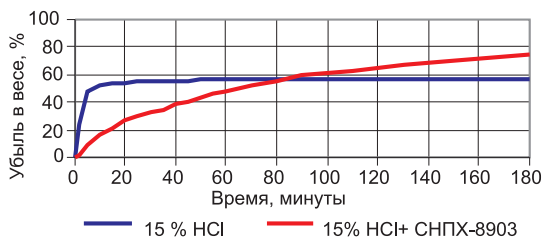


Рис. 8. График убыли в весе образца яруса при взаимодействии с 15% HCl и 15% HCl + СНПХ-8903А.

Для оценки растворяющей способности составов в статических условиях растворялся образец яруса и через каждые 2 минуты производился замер массы образца. На Рис. 8 приведен график убыли в весе образца нефтенасыщенного яруса во времени. По кинетическим кривым, приведенным на графике, видно, что соляная кислота без добавок теряет свою концентрацию за первые 20 минут, а соляная кислота с добавкой СНПХ-8903А приобретает замедляющее действие, что позволит составу более равномерно и глубоко проникать в пласт и, как следствие, возрастает радиус обработки призабойной зоны.

Также был проведен эксперимент с имитацией пластовых условий на естественном ярусе, отобранного из отложений башкирского яруса Аканского месторождения (Табл. 1). Сначала производился замер проницаемости яруса по модели пластовой воды ($K_{\text{прон}}$ начальный), затем через образец прокачивался солянокислотный состав, и снова замерялась проницаемость ($K_{\text{прон}}$ конечный). Результат эксперимента характеризует $K_{\text{и}}$ – коэффициент интенсификации, показывающий отношение проницаемости яруса после обработки ($K_{\text{рез}}$) к проницаемости яруса до обработки композицией ($K_{\text{нач}}$).

Как видно из Рис. 9, солянокислотный состав с добавкой СНПХ-8903А проникает в образец яруса равномерно, прорабатывая всю площадь яруса, а 15% HCl проникает в образец точно, прорабатывая лишь самые проницаемые участки.

Таким образом, учитывая сложность геологического строения залежей, высокую вязкость нефти, низкую эффективность применения основных методов воздействия на залежь, недропользователям, ведущим добычу нефти из коллекторов башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины необходимо применять методы солянокислотного воздействия на ПЗП. Эксперименты, проведенные в ОАО «НИИНефтепромхим», показывают, что добавление к HCl СНПХ-8903А приведет к значительно большему эффекту от СКО, нежели чем от обычной соляной кислоты.

Литература

Васясин Г.И., Насибулин И.М., Харитонов Р.Р., Морозов В.П. Геология и особенности применения технологии кислотного воздействия на карбонатный нефтяной пласт. Нефтепромысловое дело. №10. 2008. 20 – 25.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2008.

Муслимов Р.Х. и др. Геология турнейского яруса Татарстана. Казань: Изд-во Мониторинг. 1999.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанского Университета. 2003.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2005.

Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. Ленинград: Недра. 1987.

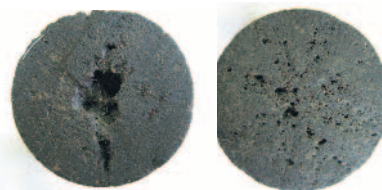


Рис. 9. Образцы карбонатного яруса после обработки солянокислотными составами. Слева – 15% HCl, справа – 15% HCl + СНПХ-8903А.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРМСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ АНОМАЛЬНОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА В СВЯЗИ С ИХ РАЗРАБОТКОЙ

В работе приведены результаты гидрогеологических исследований водоносных горизонтов пермских залежей аномальновязкой нефти в пределах Южно-Татарского свода и сделан вывод о перспективности использования подземных вод при разработке залежей тепловыми методами.

Ключевые слова: аномальновязкая нефть, водоносный горизонт, подземные воды, дебит воды, минерализация.

Одной из основных проблем топливно-энергетического комплекса России в целом и Республики Татарстан (РТ) в частности, в начале XXI века является освоение альтернативных источников углеводородного сырья, в первую очередь – аномальновязких нефтей (АВН).

АВН – продукты гипергенных изменений нефти, обладающие аномально высокой вязкостью, широко развиты в пермских отложениях РТ. Нефтеносными являются залегающие на глубинах до 450 м терригенные и карбонатные породы-коллекторы ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, а также уфимского и казанского ярусов среднего отдела пермской системы. В настоящее время только на территории РТ выя-

лено свыше 450 (Муслимов и др., 2007) залежей АВН.

Вовлечение в разработку месторождений АВН – сложная, многогранная задача, решение которой затрагивает технологические, экономические и другие аспекты. Высокая вязкость нефти не позволяет добывать ее традиционными методами. Проведенные в РТ исследования и опытно-промышленные работы (ОПР) показали перспективность и рентабельность разработки залежей нефтеносных пород тепловыми методами, применение которых подразумевает использование большого количества воды, поэтому для более эффективного извлечения нефти необходимо изучать подземные воды (ПВ) месторождений. В отличие от вод нефтяных месторождений карбона и дево-

Окончание статьи М.А. Петров, И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина... «Проблема добычи...»

M.A. Petrov, I.M. Nasibulin, N.A. Misolina, A.N. Kolchygin, R.F. Vafin, M.P. Kruglov, O.V. Kazanbaeva. **The problem of mining highly oils Bashkir time tier east side Melekesskoy depression.**

The article discussed the geological structure of deposits Bashkir tier east side Melekesskoy depression, as well as some techniques used in extracting oil from these deposits.

Key words: carbonate reservoirs, sediment layers of the Bashkir, fracturing, methods of influence on the formation, processing bottomhole.

Михаил Александрович Петров
Инженер кафедры геологии нефти и газа КГУ.

420008, Казань, КГУ, ул. Кремлевская д.18. Тел.: (843)292-90-46.



Ильшат Маратович Насибулин

Начальник отдела разработки и внедрения методов увеличения нефтеотдачи ОАО «НИИНефтепромхим». Научные интересы: геология, нефтеносность карбонатных коллекторов и инновационные технологии увеличения нефтеотдачи.

420045, Россия, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.
Тел.: (843) 272-52-14.



Наталья Анатольевна Мисолина

Младший научный сотрудник ОАО «НИИНефтепромхим». Научные интересы: геология и нефтеносность карбонатных коллекторов.

420045, Россия, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.
Тел.: (843) 272-52-14.



Антон Николаевич Кольчугин

Аспирант кафедры минералогии и петрографии.

420008, Казань, КГУ, ул. Кремлевская д.18.
Тел.: (843)292-96-92.

Михаил Павлович Круглов

Главный геолог ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

423450, Россия, РТ, Альметьевск, ул. Тимирязева, 47.
Тел.: (8553) 25-94-56.

Оксана Владимировна Казанбаева

Главный геолог ОАО «Кондурчанефть».

423000, Россия, РТ, г. Нурлат, ул. Советская, д. 100.
Тел.: (8-245) 54958.