

Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений

Р.Х. Муслимов¹, И.Н. Плотникова^{2*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Статья посвящена изучению процесса восполнения запасов нефти на длительно разрабатываемых месторождениях и содержит обоснование необходимости проведения его мониторинга и контроля. Это позволит по-новому подходить к моделированию разработки и оценке остаточных запасов на поздних стадиях освоения нефтяных месторождений. Для выявления условий переформирования залежей необходимо организовать специальные геохимические исследования для локализации участков восполнения запасов, а также геолого-промысловые исследования по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин. Эти работы позволят выбрать наиболее перспективные участки залежи для поиска каналов глубинной дегазации углеводородов и рекомендовать проведение сейсмических исследований по новым инновационным технологиям с целью картирования каналов и последующего мониторинга процессов дегазации. Вновь полученные результаты в совокупности с уже имеющейся информацией позволят по-новому подойти к разработке альтернативной геологической и гидродинамической модели, позволяющей определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы «подпитки» залежи углеводородами из глубин, а также прогнозировать роль процессов переформирования залежей в общей добыче нефти.

Ключевые слова: нефть, дегазация, восполнение запасов, подток углеводородов, переформирование месторождений, длительная разработка, геохимические исследования, мониторинг состава нефти

Для цитирования: Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 186-192. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>

Введение

Проблема локализации и оценки остаточных запасов на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений является актуальной в нефтяной геологии. В последние два десятилетия неоднократно обсуждались и были опубликованы факты получения легких нефтей из полностью выработанных и обводненных участков (Гаврилов, 2007, 2008; Горюнов, 2015; Дьячук, 2015; Дьячук, Князева, 2016; Касьянова, 2010; Муслимов и др., 2012; Muslimov et al., 2009, 2013; Плотникова и др., 2017). При этом наибольший практический интерес представляют гигантские нефтяные месторождения с длительной историей добычи, одним из примеров которых является Ромашкинское нефтяное месторождение.

Около 20-ти лет назад в Татарстане группой специалистов ТатНИПИнефть, под руководством Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова были начаты исследования феномена восполнения запасов нефти залежей терригенного девона Ромашкинского месторождения, направленные на решение задач, имеющих большое научное и практическое значение для увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений (Муслимов, 2014; Муслимов и др., 2004). Исследования были начаты одновременно по нескольким направлениям и включали анализ

геолого-промысловой информации (под руководством И.Ф. Глумова, Р.Р. Ибатуллина), геохимические исследования (под руководством Р.П. Гогтих, впоследствии с привлечением специалистов ИОФХ и КГУ), геофизические исследования глубинного строения и флюидодинамики земной коры Волго-Уральского региона и прилегающих областей (под руководством В.А. Трофимова с привлечением специалистов ВНИИгеофизика, УГГУ, ИГФ УрОРАН и др.)

История изучения процесса восполнения запасов нефти на территории Татарстана. Обобщение уникальной информации, полученной при изучении фундамента Волго-Уральской антеклизы (ВУА), его трещиноватости и флюидонасыщенности, обобщение и изучение геолого-промысловой информации по тысячам эксплуатационных скважин, а также геохимические исследования нефтей и мониторинг их состава во времени позволили предположить наличие быстрых процессов восполнения запасов, сопоставимых по продолжительности с жизнью человека, а также их широкую распространенность в новейшее время (Каюкова и др., 2012; Муслимов и др., 2004, 2012; Муслимов, 2014; Плотникова и др., 2017; Хисамов и др., 2012).

Современными исследованиями установлено, что нефтяные месторождения связаны с нефтеподводящими разломами, которые, в свою очередь, проявляются как нефтеподводящие каналы (Трофимов, 2013, 2014). Под крупными нефтяными месторождениями имеются

* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова
E-mail: irena-2005@rambler.ru

нефтеподводящие каналы, за счет деятельности которых они и сформировались. В процессе разработки месторождений эти каналы могут активизироваться и пополнять ловушку новыми порциями углеводородных флюидов.

Нами было показано, что кристаллический фундамент играет определенную роль в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами, обеспечивая транзит углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин (Муслимов и др., 1996; Gottikh et al., 2014). Было показано существование для всех нефтяных и битумных залежей ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также формирование месторождений за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования, проведенные в Татарстане и прилегающих регионах, не только дали новую информацию о строении земной коры и связи ее строения с нефтеносностью осадочного чехла, но и подтвердили существование под нефтяными месторождениями сложной системы глубинных разломов (Трофимов, 2013, 2014), внося таким образом большой вклад в развитие теории Н.А. Кудрявцева.

Результаты исследований

Проведенные исследования на Ромашкинском месторождении позволяют считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкций свидетельствуют о наличии УВ-фильтров в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под воздействием температурного поля и явлений компрессии. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод зон деструкций и чехла (Плотникова, 2004).

Процессы дегазации, зафиксированные в разуплотненных зонах фундамента, и их периодическая активизация (Плотникова и др., 2013, Плотникова, 2004, Гордадзе и др., 2005, Готтих и др., 2004), связь блоково-разломной структуры фундамента Южно-Татарского свода (ЮТС) с явлением современной миграции углеводородов на Ромашкинском и других месторождениях, геохимические исследования нефтей и битумоидов осадочного чехла, доказавшие, что карбонатные породы семилукско-мендымских отложений не являются источником подтока УВ в залежи терригенного девона ЮТС (Гордадзе, 2007; Остроухов и др., 2014) – все эти факты являются мощной научно-практической основой для создания иной концепции формирования нефтегазовых месторождений ВУА, предполагающей многоэтапное импульсное поступление углеводородсодержащих флюидных систем в осадочный чехол под давлением по транзитным зонам полей трещиноватости.

Битуминологические и пиролитические исследования, выполненные ранее различными исследователями, позволили установить широкое развитие миграционных битумоидов в структурно-вещественных комплексах допалеозойского фундамента ЮТС и прилегающих территорий. Признаки перемещения более легких углеводородов вверх по разрезу фундамента были выявлены на основе исследования битумоидов кристаллических пород из

скважины 20000-Миннибаевской, 20009-Новоелховской, 23161-Алькеевской и др. (Муслимов и др., 1996; Каюкова и др., 2012; Плотникова, 2004). Определяющее влияние глубинных восстановленных систем, несущих углеводороды, на формирование нефтяных залежей осадочного чехла было доказано на основе исследования микроэлементного состава нефтей и органического вещества осадочных и кристаллических пород (Готтих и др., 2004).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, выполненный в ТатНИПИнефть под руководством И.Ф. Глумова, позволил обосновать наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Муслимов и др., 2004) и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных. Комплексный анализ геолого-промысловых данных, выполненный в ТатНИПИнефть 2005-2006 гг. под руководством С.Уварова, позволил выделить из всего фонда скважин те, которые отвечали определенным критериям аномальности. К аномальным были отнесены скважины с накопленной добычей нефти более 0,5 млн. т., с дебитами нефти более 100 т/сут в течение не менее 5 лет, с продолжительностью работы более 40 лет, с накопленным водонефтяным фактором не более 0,5 м³/т, с растущими дебитами в течение не менее 5 лет в период падающей добычи нефти, т.е. когда долговременное естественное падение дебитов нефти сменяется «вдруг» долговременным ростом дебитов нефти.

На рисунке 1 показана динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Как видно, максимальные значения этого параметра зафиксированы в 1962, 1976 и 1991 годах, то есть с периодичностью в 14-15 лет. Причем эффект отличия отношений дебитов более заметен в начальные годы разработки, затем он затухает по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт и тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но потом на фоне снижения заводнения интенсивность его проявления вновь усиливается (Хисамов и др., 2012).



Рис. 1. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации (по данным Хисамов и др., 2012)

Эффект подтока легких углеводородов в терригенные пласты девона подтверждается динамикой плотностей нефти, зафиксированной по результатам анализа изменения плотностей в пьезометрических скважинах, выполненного И.Н. Плотниковой в 1998-2003 гг. (Плотникова и др., 2017). На рисунке 2 показаны вариации числа скважин, в которых наблюдалось уменьшение плотности. Примечательно, что увеличение числа таких скважин отмечено в 1991 и 1992 годах, что коррелируется с увеличением параметра отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в 1991 году. Некоторое расхождение объясняется тем, что изменение плотности было взято лишь по пьезометрическим скважинам, то есть по гораздо меньшему числу скважин, нежели параметр отношения дебитов. К тому же эффект подтока мог быть, в первую очередь, зафиксирован в аномальных скважинах, а уже после этого (по мере движения вновь поступивших порций УВ) отразиться на характеристике нефти в пьезометрических скважинах. Тем не менее, тот факт, что даже в пьезометрических скважинах отмечена динамика изменения плотности, свидетельствует о масштабности поступления легких углеводородов в продуктивный пласт – объект разработки.

Синтез многовариантных исследований идентификации скважин с аномальными параметрами и соотношений их со скважинами с нормальными параметрами позволил выявить закономерности их расположения по площади и сравнительного изменения во времени.

Приведенные фактические промысловые материалы резко противоречат «закону» падающей добычи нефти и имеют прямое отношение к установленному феномену – «подпитке», а потому требуют специального исследования и изучения.

Геохимическое изучение нефтей из аномальных скважин однозначно свидетельствует об их отличии по целому ряду параметров (Рис. 3), полученных по данным группового, элементного, хроматографического, хромато-масс-спектрометрического анализов и по результатам изотопных исследований (Каюкова и др., 2012; Плотникова и др., 2017). Результаты проведенных исследований позволяют дифференцировать нефти из аномальных скважин и нормальных скважин, а также указывают на связь химического состава нефтей с геодинамической обстановкой района. В частности показано (Плотникова и др., 2017), что образцы нефтей из аномальных скважин Южно-Татарского (ЮТС) и Северо-Татарского сводов (СТС) характеризуются повышенным содержанием масел

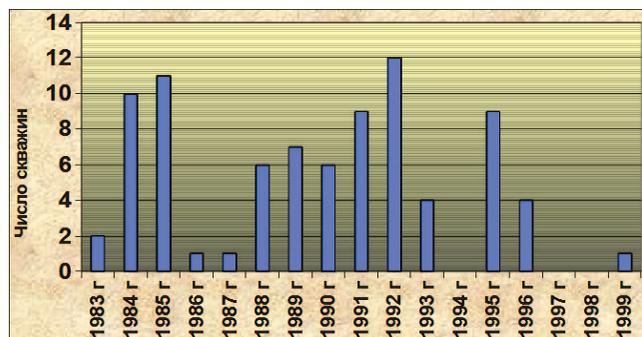


Рис. 2. Число пьезометрических скважин по годам, в которых было зафиксировано уменьшение плотности нефти из отложений терригенного девона Ромашкинского месторождения

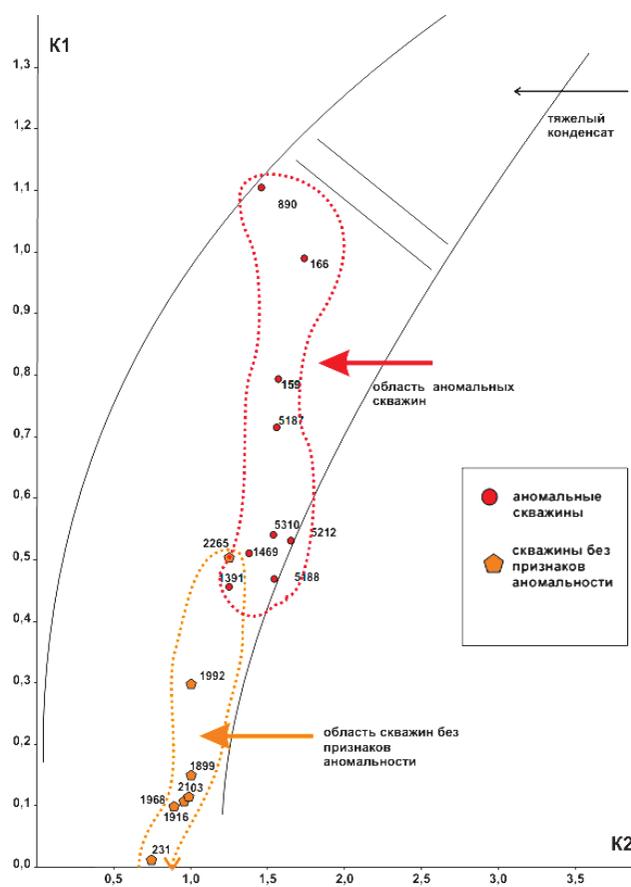


Рис. 3. Дифференциация образцов нефтей из аномальных скважин и скважин без признаков аномальности по коэффициентам K1, K2 (Плотникова и др., 2017)

(>60%) и пониженным – асфальтенов (<8%), в отличие от нефтей Мелекесской впадины, где не зарегистрированы признаки современного притока УВ в залежи (43% и 15%, соответственно). Для рассматриваемых образцов отличаются и относительные распределения n-алканов, показывающих также большее содержание легких УВ в нефтях ЮТС и СТС и влияние процессов биодegradации и окисления в нефтях Мелекесской впадины. Примечательно, что в пределах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения ЮТС ранее выявленная различная геодинамическая активность участков залежи, связанная с дифференцированной активностью блоковой структуры фундамента, определяет непрерывно-прерывистое поступление легких УВ, что подтверждается результатами геохимических и других исследований (Каюкова и др., 2012; Плотникова и др., 2017; Salakhidinova et al., 2013). На рисунке 4 показана приуроченность аномальных скважин (до начала заводнения и применения МУН) к границам микроблоков (Плотникова и др., 2011), выделенных по результатам анализа гипсометрического положения репера «средний известняк».

Научное и практическое значение полученных результатов. Полученные результаты имеют большое практическое значение, поскольку позволяют оперативно проводить площадные геохимические исследования добываемых нефтей. Применение разрабатываемых критериев позволит локализовать участки залежей, в нефтях которых присутствуют следы вновь поступивших порций легких УВ. Над такими участками в перспективе должен быть установлен особый контроль, поскольку именно

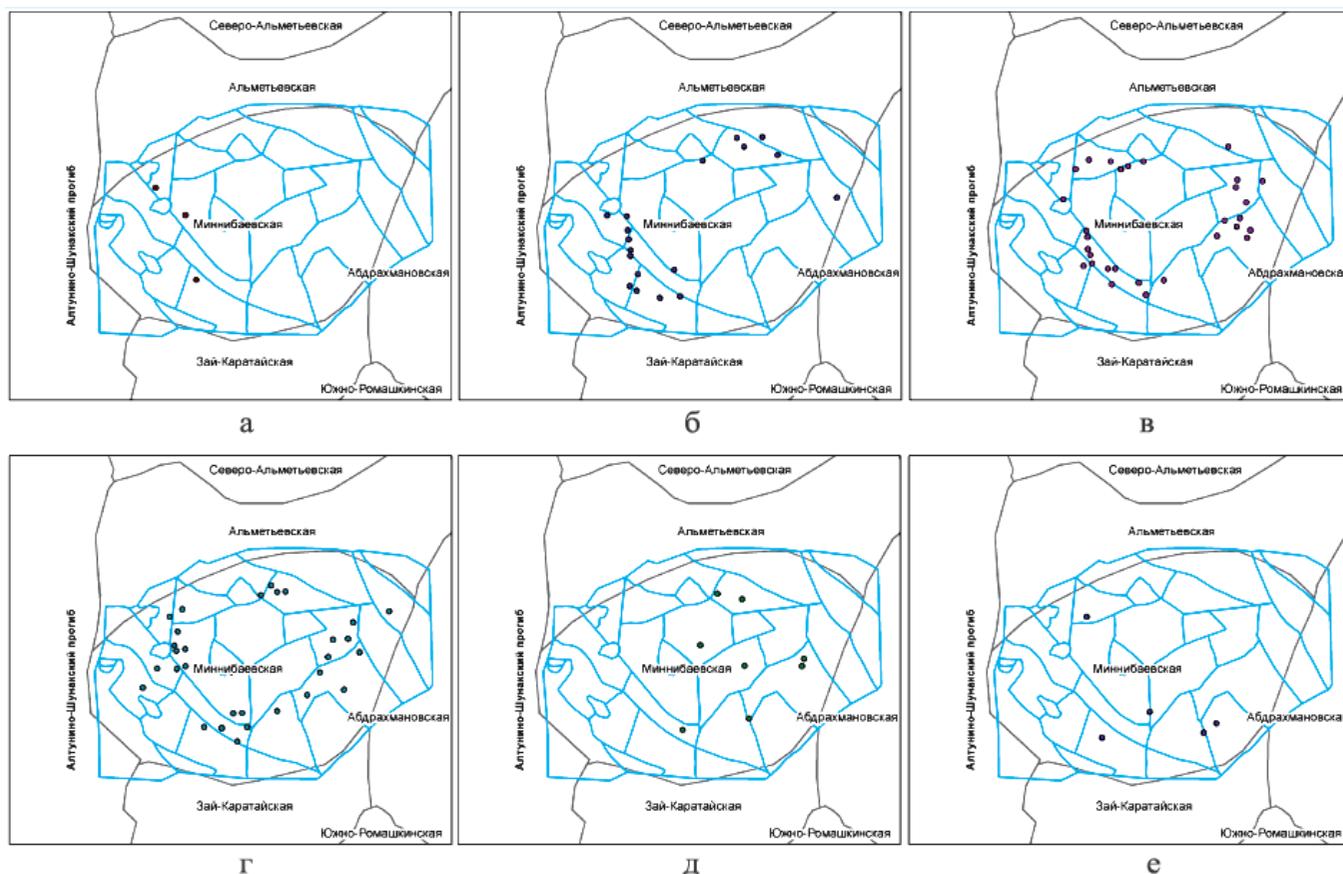


Рис. 4. Связь блокового строения фундамента и осадочной толщи с размещением скважин с различными критериями аномальности: а – 1957 год, б – 1958 год, в – 1959 год, г – 1960 год, д – 1961 год, е – 1962 год.

на них возможны восполнение запасов, периодическое увеличение дебитов скважин, восстановление нефтяных скоплений в промытых зонах.

На поздних стадиях разработки месторождений подобные геохимические исследования являются необходимыми, поскольку позволяют выявлять те участки залежей, на которых эксплуатация скважин может продолжаться длительное время.

Все изложенное позволяет сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) через фундамент в осадочный чехол по зонам трещиноватости, связанным с многочисленными разломами. Таким образом, можно с полной уверенностью говорить об «УВ-дыхании» и «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения, обусловленными дегазацией глубинных слоев Земли.

Проведенные анализы позволяют по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект.

Приуроченность путей миграции нефти к зонам разломов, молодой возраст залежей нефти, а также заполненность структур менее чем на 100% дают основание предполагать продолжение процесса формирования залежей нефти и, таким образом, наличие современной миграции нефти и восполнение запасов, находящихся в разработке.

Возможность данного процесса может быть аргументирована с различных точек зрения. Однако наиболее реален и теоретически обусловлен подход к этой проблеме с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и периодического их поступления в верхние горизонты

земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, контролируемым определенными геотектоническими условиями.

Построение моделей надо начинать с небольших месторождений (залежей) или участков крупных месторождений, по которым практически или уже отобраны ранее утвержденные запасы, или же эти запасы близки к истощению (отобрано более 95% начальных запасов). Затем необходим анализ принятых в подсчетах запасов параметров (пористость, мощность, нефтенасыщенность и др.). Затем более детально проанализировать КИН (максимально возможные и достигнутые коэффициенты вытеснения (по лабораторным и промысловым данным), коэффициенты охвата заводнением (по мощности и простиранью), возможные техногенные изменения залежей при их эксплуатации с применением методов заводнения.

Далее выделить скважины с аномальными для данной залежи дебитами нефти и спрогнозировать добычу нефти по ним и остальным скважинам. В настоящее время уже разработаны методические подходы (Плотникова и др., 2017; Salakhidinova et al., 2013) к выделению аномальных скважин и зон подтока УВ, базирующиеся на комплексе геохимических исследований нефтей и растворенных в них газах. Локализация таких скважин и зон может быть проведена на основе изучения нефтей эксплуатационных скважин. Также с использованием геохимических характеристик нефтей из аномальных скважин (Плотникова и др., 2017) целесообразно вести мониторинг процесса подтока УВ для определения периодичности и масштабов поступления легких УВ в залежь.

Целенаправленно такие геохимические исследования

на нефтяных месторождениях Татарстана пока не проводились, однако именно они позволят изучить влияние глубинной дегазации на формирование и переформирование нефтяных залежей, а также на восполнение запасов нефти в процессе длительной разработки месторождений.

Одновременно необходимо прогнозировать и моделировать процессы регенерации и переформирования залежей в IV стадии разработки (Дьячук, 2015; Дьячук, Князева, 2016).

После исчерпания возможностей увеличения КИН на участках с высокой нефтеотдачей и предельной обводненностью следует проводить экспериментальные работы по отключению их из эксплуатации, но какой-то период времени (0,5-1 год и более) для переформирования залежи. Как показывает опыт повторного пуска в эксплуатацию ранее выведенных из разработки участков в РТ и других регионах России, в результате переформирования залежи происходит значительное (на 10-15% и более) снижение обводненности и соответственно увеличение добычи нефти. Повторная эксплуатация участков в таких случаях ведется рентабельно. После проведения экспериментов, можно будет определить продолжительность периодов остановки участков в различных геологических условиях и рекомендовать более мощный способ эксплуатации залежи на поздней стадии с периодической остановкой добычи отдельных участков на переформирование при одновременной эксплуатации остальной высокообводненной части залежи на специальном режиме. Наша оценка показывает на возможное дополнительное увеличение КИН на 5 процентных пунктов.

Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта и перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях (Дьячук, 2015).

Проведенные в мониторинговом режиме в период с 1998 по 2002 годы на Памятно-Сасовском месторождении (Нижнее Поволжье) силами ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» детальные исследования процесса подтока углеводородов в залежь однозначно доказали необходимость исследования пространственно-временных закономерностей ее флюидного режима (Касьянова, 2010). Наша оценка роли «подпитки» на Ромашкинском месторождении показана на рис. 5.

Заключение

Учитывая, что современная вертикальная миграция флюидных потоков снизу вверх имеет геодинамическую природу и для нее характерны избирательная локализация как по площади, так и по времени, для изучения процесса подтока необходим 4D анализ геолого-промысловых, геодинамических и геохимических данных в мониторинговом режиме (Касьянова, 2010). На сегодняшний день практическая возможность и необходимость организации подобных мониторинговых исследований на любом разрабатываемом нефтяном месторождении очевидны.

Для выявления условий переформирования залежей нужно организовать проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока (кандидаты – скважины в микроантиклиналях кровли продуктивного пласта).

Проведенные работы позволят выбрать наиболее перспективные участки залежи для поиска каналов «подпитки» углеводородами из глубин недр. На этих участках можно рекомендовать проведение сейсмических исследований по новым технологиям (СЛБО, СЛОЭ, сейсмо-разведка МОГТ 3-D, 4-D и др.), мониторинг геолого-промысловых данных, геохимических характеристик нефти и растворенного газа, а также геодинамических параметров залежи, месторождения и прилегающей территории.

Совокупность накопленных данных позволит создать

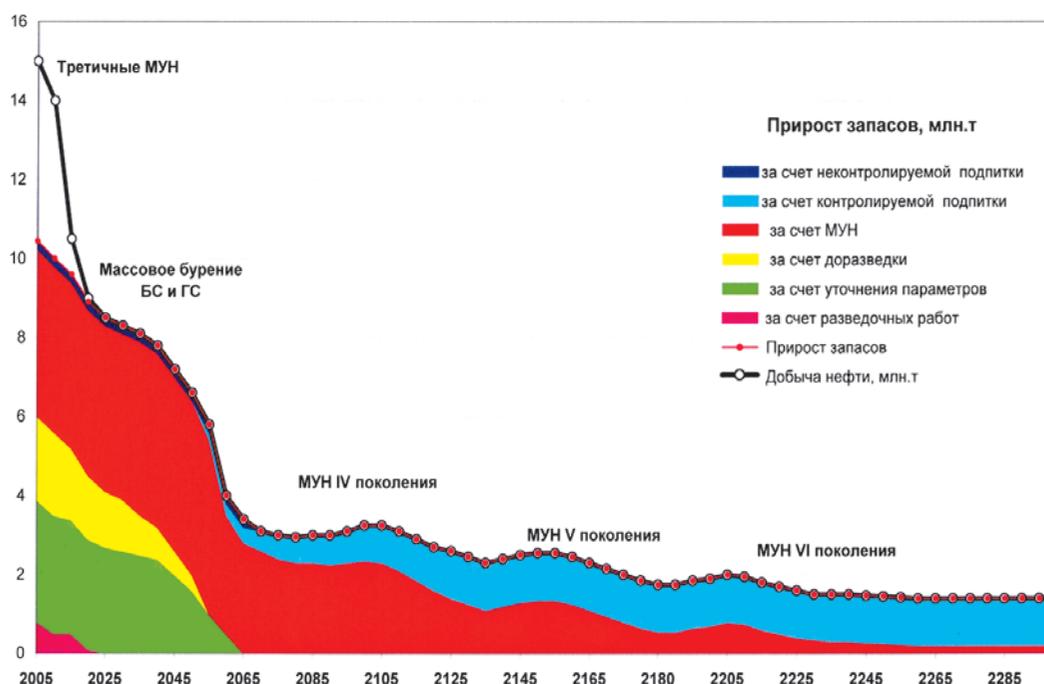


Рис. 5. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г.

модель, на которой можно будет проводить расчеты, определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы «подпитки» залежи углеводородами из глубин и прогнозировать роль процессов переформирования залежей в общей добыче нефти.

Приступать к моделированию этих процессов необходимо уже сегодня.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Трофимову В.А. за ценные советы и рекомендации при работе над статьей.

Литература

- Гаврилов В.П. (2007). Нефть и газ – возобновляемые ресурсы. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vobnovlyaemy.pdf
- Гаврилов В.П. (2008). Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. *Геология нефти и газа*, 1, с. 56-64.
- Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. (2005). Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам). *Геохимия*, 11, с. 1208-1223.
- Гордадзе Г.Н. (2007). Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана. *Нефтехимия*, 47(6), с. 422-431.
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н. и др. (2015). Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 5, с. 62-69.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. (2004). Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа*, с. 20-27.
- Дьячук И.А. (2015). К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.
- Дьячук И.А., Князева Е.В. (2016). Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов. *Материалы Международной научно-практической конференции*. Казань: Изд-во «Ихлас», Т.1, 300 с.
- Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), с. 14-16.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. (2012). Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей. *Георесурсы*, 47(5), с. 37-40.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. (2009). Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. Москва: ГЕОС, 487 с.
- Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М. и др. (1996). Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской и др. Казань: Дента, 486 с.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2012). Возобновляются ли запасы нефти? *ЭКО*, 1(145), с. 29-34.
- Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН, 750с.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалеев Д.К. (2004). Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа (спецвыпуск)*, с. 43-49.

Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Ф.Ф. Носова, Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*, 6, с. 70-75.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 33-35.

Плотникова И.Н. (2004). Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. Санкт-Петербург: Недра.

Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов Б.Р. (2011). Геоинформационные подходы к изучению Ромашкинского месторождения. *Известия ВУЗов. Горный журнал*, 7, с. 63-67.

Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т. (2017). Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. *Нефть и газ*, 5, с. 83-102.

Трофимов В.А. (2013). Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов. *Георесурсы*, 4(54), с. 65-68.

Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. Москва: ГЕОС, 202 с.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Слесарева С.С. (2012). Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади). *Георесурсы*, 5(47), с. 48-51.

Gottikh R.P., Pisotskiy V.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARPN Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25-41.

Kayukova G.P., Plotnikova I.N., Kosachev I.P., Romanov G.V. (2013). Genetic link fluids oil and gas complexes Romashkinskoye field with deep faults basement. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 22-23.

Muslimov R.H., Plotnikova I.N. (2009). Investigation of the up-to-date process of the replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*, 101(1), p. 72.

Muslimov R.H., Plotnikova I., Salakhidinova G. et al. (2013). The proof of deep source of hydrocarbon on the Romashkino oil fields. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 36-37.

Salakhidinova G.T., F.Nosova, I.Plotnikova, et al. (2013). Comparative characteristics of organic matter of oils from the 'anomalous' and 'traditional' zones within the Minnibayevskaya area of Romashkinskoye field. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 43-44.

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Академия наук Республики Татарстан Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20 E-mail: irena-2005@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 09.07.2018;
Принята к публикации 25.07.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields

R.Kh. Muslimov¹, I.N. Plotnikova^{2*}

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

Abstract. The article is devoted to the study of replenishment of oil reserves in long-developed fields and contains a substantiation of the need for its monitoring and control. This will allow for a new approach to modeling the development and evaluation of residual reserves in the late stages of development of oil fields. In order to identify the conditions for the reformation of the deposits, special geochemical studies should be organized to localize the replenishment sites, as well as geological and commercial studies to determine the rate of oil accumulation in the trunks of highly watered wells. These works will allow selecting the most promising areas of the deposit to search for channels for deep degassing of hydrocarbons and recommending carrying out seismic studies with new innovative technologies for mapping channels and subsequent monitoring of degassing processes. The newly obtained results, combined with the information already available, will allow us to take a new approach to the development of an alternative geological and hydrodynamic model that will determine the rates of reservoir regeneration during development and the volumes of hydrocarbon reservoirs from the depths. It will also help to predict the role of reformation processes in the total oil production.

Keywords: oil, degassing, replenishment of reserves, flow of hydrocarbons, reformation of deposits, Romashkino field, long-term development, geochemical studies, oil composition monitoring

Recommended citation: Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2018). Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 186-192. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>

Acknowledgements

The authors thank V.A. Trofimov for valuable advice and recommendations when writing a manuscript.

References

- Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45. (In Russ.)
- D'yachuk I.A., Knyazeva E.V. (2016). Features of the late stage of development of oil fields and measures to increase the oil recovery of depleted reservoirs. *Proc. Int. Scientific and Practical Conference*. Kazan: Ikhlis, vol. 1, 300 p. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. (2008). Possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 1, pp. 56-64. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. Oil and gas – renewable resources. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyayemy.pdf. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. (2005). Geochemical characteristics of oils and DOM rocks in the central regions of the Volga-Ural (using HC-biomarkers). *Geokhimiya = Geochemistry*, 11, pp. 1208-1223. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. (2007). On the oil sources in the northeast of Tatarstan. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*, 47(6), pp. 422-431. (In Russ.)
- Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N. (2015). The show of present hydrocarbon inflow into oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*, 5, pp. 62-69. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Romanov Yu.A., Plotnikova I.N. (2004). Paragenesis of abnormal geophysical and geochemical fields and hydrocarbon accumulations in the Volga-Ural oil and gas province (on the example of the South Tatar arch). *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*, pp. 20-27. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of

Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARPN Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25-41.

Kas'yanova N.A. (2010). Geofluidodynamic evidence of modern replenishment of reserves of oil and gas deposits. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya = Geology, geography and global energy*, 3(38), pp. 14-16. (In Russ.)

Kayukova G.P., Plotnikova I.N., Kosachev I.P., Romanov G.V. (2013). Genetic link fluids oil and gas complexes Romashkinskoye field with deep faults basement. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 22-23.

Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G. et al. (2009). Organic geochemistry of the sedimentary strata and crystalline basement on the territory of Tatarstan. Moscow: GEOS, 487 p. (In Russ.)

Kayukova G.P., Romanov G.V., Plotnikova I.N. (2012). Geochemical aspects of the study of the process of replenishment of oil deposits. *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 37-40. (In Russ.)

Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Slesareva S.S. (2012). Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayev area). *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 48-51. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Galdin N.E., Gvoz'd' S.M. et al. (1996). The crystalline basement of Tatarstan and the problems of its oil and gas potential. Kazan: Denta Publ. 487 p. (In Russ.)

Muslimov R.H., Plotnikova I., Salakhidinova G. et al. (2013). The proof of deep source of hydrocarbon on the Romashkino oil fields. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 36-37.

Muslimov R.H., Plotnikova I.N. (2009). Investigation of the up-to-date process of the replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*, 101(1), p. 72.

Muslimov R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future. 2 Ed. Kazan: Fen Publ., 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Glumov I.F., Plotnikova I.N. et al. (2004). Oil and gas fields – a self-developed and permanently renewable objects. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 10, pp. 43-49. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2012). Are the oil reserved renewed?. *EKO*, 1, pp. 29-34. (In Russ.)

Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2014). Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masei = Chemistry and technology of fuels and oils*, 6, pp. 70-75. (In Russ.)

Plotnikova I.N. (2004). Geological, geophysical and geochemical preconditions for oil and gas potential of the crystalline basement of Tatarstan. St.Petersburg: Nedra, 171 p. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Akhmetov A.N., Delev A.N., Usmanov S.A., Sharipov B.R. (2011). Geoinformation approaches to study geodynamics of the Romashkino oil field. *Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal*, 7, pp. 63-69. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe khozaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. (2017). Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development. *Neft' i gaz = Oil and gas*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)

Salakhidinova G.T., F Nosova, I.Plotnikova, et al. (2013). Comparative characteristics of organic matter of oils from the 'anomalous' and 'traditional' zones within the Minnibayevsky area of Romashkino field. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal Univer., pp. 43-44.

Trofimov V.A. (2013). Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields – oil production directly from the oil-bearing channels. *Georesursy = Georesources*, 4(54), pp. 65-67. (In Russ.)

Trofimov V.A. (2014). Deep regional seismic CDP studies of oil and gas areas. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ.)

About the Authors

Renat Kh. Muslimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University
Kremlevskaya st. 4/5, Kazan, 420008, Russian Federation

Irina N. Plotnikova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan
Baumana st. 20, Kazan, 420012, Russian Federation
E-mail: irena-2005@rambler.ru

Manuscript received 09 July 2018;
Accepted 25 July 2018; Published 30 August 2018