

Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
E-mail: davkaeva@mail.ru

Приводится история изучения кристаллического фундамента в Республике Татарстан и выполнения программы сверхглубокого бурения. Дается научное обоснование восполнения эксплуатируемых нефтяных и нефтегазовых месторождений за счет подпитки их глубинными углеводородами (УВ) через нефтеподводящие каналы, связывающие глубинный источник УВ с залежами осадочного чехла. Кристаллический фундамент представляет интерес для поисков залежей УВ, но более привлекательна и обоснована его роль как транзитёра для пополнения месторождений осадочного чехла УВ в процессе постоянной дегазации Земли. Для использования этих процессов предлагается принципиально новый подход к построению геологических и геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений с учетом фундаментальных положений геологической науки о формировании и переформировании залежей нефти и глубинных процессов дегазации Земли.

Обосновываются перспективы разработки «старых» месторождений, находящихся в длительной разработке, расчету КИН с учетом поступления нефти в залежь из глубин недр Земли, необходимости коррекции методов подсчета и аудита запасов, изменения уровней материального баланса, даются научно-практические предложения по учету при подсчете запасов и проектировании разработки фундаментальных положений геологии месторождений.

Показаны дальнейшие перспективы внедрения гидродинамических методов разработки и существенное расширение их за счет открытия процессов подпитки месторождений осадочных бассейнов глубинными углеводородами и переформирования залежей на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: формирование и переформирование нефтяных и нефтегазовых месторождений, дегазация Земли, кристаллический фундамент, аномальные и нормальные скважины, углеводороды, подпитка, воспроизводство углеводородов, геологические и геолого-гидродинамические модели

Для цитирования: Муслимов Р.Х. (2019). Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени. *Георесурсы*, 21(4), с. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62>

Проблема поисков углеводородов в толщах кристаллического фундамента впервые в Республике Татарстан (РТ) была поставлена Б.М. Юсуповым в 1936 г., настаивавшим на глубоком нефтепоисковом бурении по древнему фундаменту в северо-западных районах Татарстана, в том числе на Кабык-Куперской площади, где в нем установлены нефтепроявления. Автор утверждал, что «представление о бесперспективности кристаллического фундамента устарело, так как нефтегазоносность фундамента является фактом непреложным» (Юсупов, 1982).

Однако целенаправленного бурения для оценки нефтегазоносности кристаллического фундамента (КФ) в РТ до начала 70-х годов прошлого столетия не проводилось.

В Татарстане под руководством профессора В.А. Лобова в 1969 году была разработана программа сверхглубокого бурения по кристаллическому фундаменту для различных районов РТ (Муслимов и др., 1980). Теоретическая концепция абиогенного генезиса нефти, созданная выдающимися учеными Н.А. Кудрявцевым, П.Н. Кропоткиным, В.Б. Порфирьевым, В.А. Краюшкиным и др., явилась научной основой комплексной программы изучения глубинных недр Татарстана, начало реализации которой приурочено к 70-м гг. прошлого столетия.

Программа объединила следующие основные направления:

- целенаправленное разбуривание докембрийского осадочного параметрическими сверхглубокими скважинами (до глубины 5-7 км);

- углубление в породы кристаллического фундамента на первые сотни метров отдельных поисковых и разведочных скважин, бурящихся на продуктивные горизонты девона;

- вскрытие локальных древних эрозионно-тектонических выступов архейско-протерозойских толщ;

- вскрытие пород фундамента на 550 м разведочными и некоторыми эксплуатационными скважинами.

Основной задачей данной программы являлся поиск структурных неоднородностей в теле КФ, разуплотненных проницаемых зон с циркуляцией газонасыщенных растворов и возможных скоплений углеводородных флюидов.

В итоге удалось утвердить бурение первой сверхглубокой скважины № 20000 на кристаллический фундамент на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, которая забурилась в марте 1973 г. (рис. 1).

На основании уникальных геологических данных скв. 20000 было обосновано бурение другой сверхглубокой скважины 20009-Ново-Елховской (вскрытая мощность фундамента составила 4077 м) (Муслимов и др., 1976; Муслимов, Кавеев, 1988).

Удивительные и неожиданные результаты бурения этих скважин и опробование в них около 20-ти объектов позволили дать оценку потенциального нефтепоискового объекта кристаллического фундамента (рис. 2).

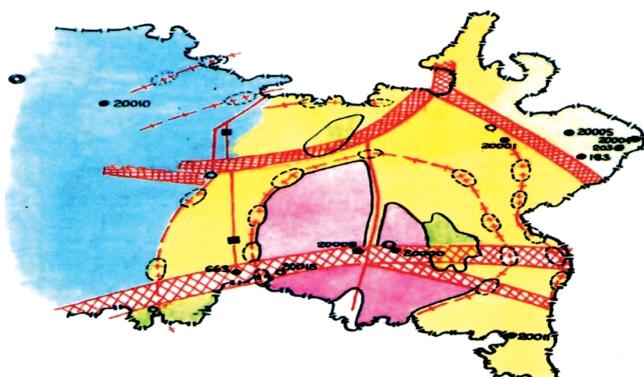


Рис. 1. Карта-проект заложения сверхглубоких скважин РТ

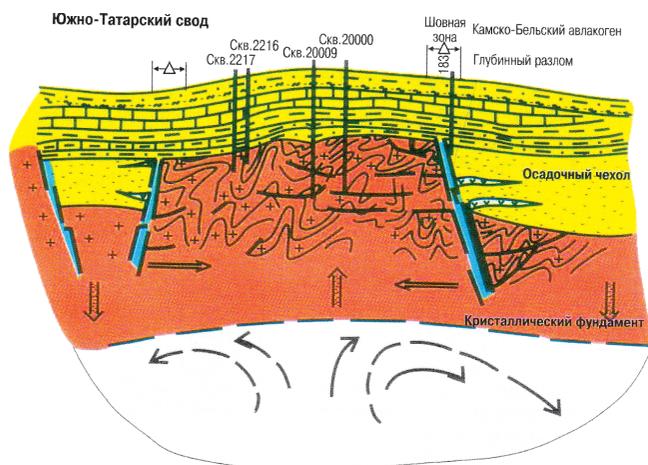


Рис. 2. Гидродинамическая модель Татарского свода

Но с переходом России на капиталистическую систему данная программа не могла быть продолжительной, не говоря уже о её завершении. По инерции некоторое время еще проводились работы по опробованию выделенных для исследования объектов в сверхглубокой скважине 20009. В современной России в настоящее время нет никаких условий для продолжения работ по изучению КФ, связанных с бурением сверхглубоких скважин. В настоящее время руководство требует от научных исследований быстрого получения практических результатов. Но самое главное в руководстве геологической и нефтегазовой отраслей сегодня нет деятелей с глубоким государственным мышлением, способных анализировать мировые тенденции и прогнозировать развития отраслей на 40-50 лет вперед. Такие титаны были в советское время. Об этом говорит сам факт бурения сверхглубоких скважин на КФ в РТ. Когда в обстановке монопольного господства биогенной теории происхождения нефти и повсеместного запрета на исследования по абиогенному происхождению нефти эти специалисты поддержали наши проекты по запрещенной тематике, преодолев свое неприятие этих взглядов. Без их поддержки проведение работ по КФ в РТ было бы не возможно. Сегодня ожидать начала каких то мощных прорывных работ не приходится.

Но нашим геологам, специалистам и ученым не стоит отчаиваться и нужно в полной мере использовать результаты уникальных 40-летних исследований по данной проблеме в РТ.

Вкратце эти результаты следующие:

1. Тесная связь месторождений в осадочном чехле

и их строения с геологическим строением фундамента. Эта связь прослежена не только по структурам высших порядков, но и в деталях (А.В. Постников, Л.П. Попова). Изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

2. Нефтегазогенерирующая и нефтепроводящая роли фундамента, о чем могут свидетельствовать следующие факторы (Муслимов и др., 1998; Муслимов, Плотникова, 1998):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода (ЮТС) и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, достаточный источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;

- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность рассматривать его как в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных флюидов, так и самостоятельного поискового объекта;

- четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его «тяжелых» гомологов (пентана и гексана), появление гелия с увеличением глубины;

- явное несоответствие начальных прогнозных ресурсов (НПР) Татарстана, из которых уже извлечено более 3,5 млрд т нефти, и полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя с оценкой их нефтематеринского материала в объеме всего 709 млн т для всей осадочной толщи, указывающие на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород.

3. Обоснование поисков УВ в породах самого кристаллического фундамента. Для этого есть очень веские основания, полученные в последнее время по мере более углубленного изучения фундамента. На основе данных сейсмического профилирования и глубокого зондирования установлено пластично-чешуйчатое строение фундамента.

4. Роль кристаллического фундамента в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. Нами было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также то, что формирование месторождений происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и ниже горизонты осадочного чехла. Об этом говорят температурные исследования Н.Н. Христофоровой (Христофорова и др., 1999) (рис. 3).

Информативными оказались сейсморазведочные работы МОГТ, проведенные в РТ в конце 1980-х – начале 1990-х по профилям, проходящим через сверхглубокие и параметрические скважины. По ним были выявлены субвертикальные динамические аномалии (Трофимов, 2014) (рис. 4).

Естественно, результаты таких исследований потребовали более глубокого изучения проблемы. 20 лет тому назад в Татарстане группой специалистов объединения

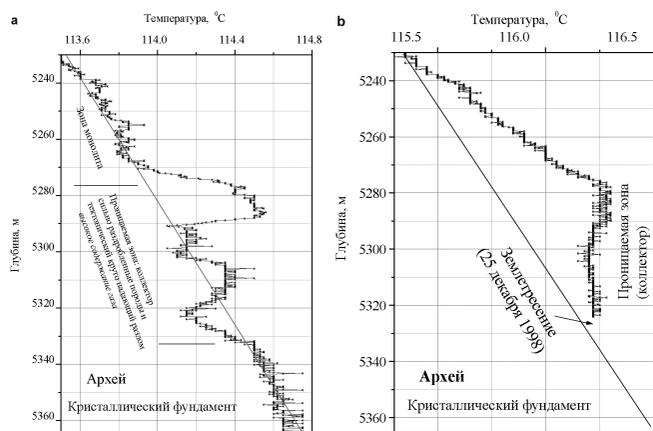


Рис. 3. а – Неустановившийся температурный режим. Термограмма скв. 2009-Ново-Елховская, июль 1996 г. б – Установившийся температурный режим. Термограмма скв. 2009-Ново-Елховская, январь 1999 г. (Христофорова и др., 1999).

«Татнефть», ТатНИПИнефть, Казанского государственного университета, Института органической и физической химии им. А. Е. Арбузова 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 (Плотникова и др., 2011; Плотникова, Салахидинова, 2017).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения позволил обосновать наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Плотникова, 2004; Плотникова и др., 2011; Плотникова, Салахидинова, 2017) 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 Р.Р. Ибатуллина, С.Г. 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 продолжительностью работы более 40 лет, с накопленным водонефтяным фактором не более 0,5 м³/т, с растущими дебитами (более 100 т/сут) в течение не менее 5 лет в период падающей добычи нефти.

На рис. 5 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 гг., то есть с периодичностью в 14 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.

Эффект подтока легких углеводородов в терригенные пласты девона подтверждается динамикой плотностей нефти, зафиксированной по результатам анализа изменения плотностей в пьезометрических скважинах.

Анализ динамики плотности нефти (рис. 6) из 184-х пьезометрических скважин, расположенных в пределах нефтяных месторождений Татарстана (включая Ромашкинское), показал, что с 1982 по 1998 годы снижение плотности происходило дважды – в 1985 и 1995 годах (период 10 лет). В 1991 году также отмечено относительное снижение плотности (на фоне трех предыдущих и трех последующих лет). На Ромашкинском месторождении динамика плотности нефти (по данным 58-ми пьезометрических скважин) несколько иная. Ее минимальные значения зафиксированы в 1983, 1985 и 1994 гг.

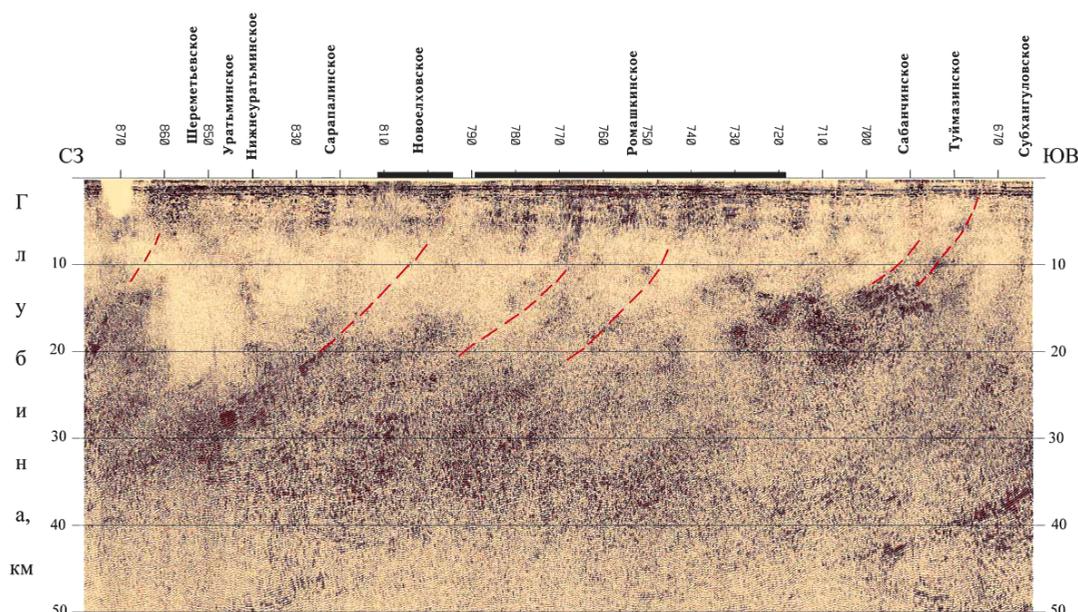


Рис. 4. Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последние, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры (Трофимов, 2014).



Рис. 5. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации (Хисамов и др., 2012).

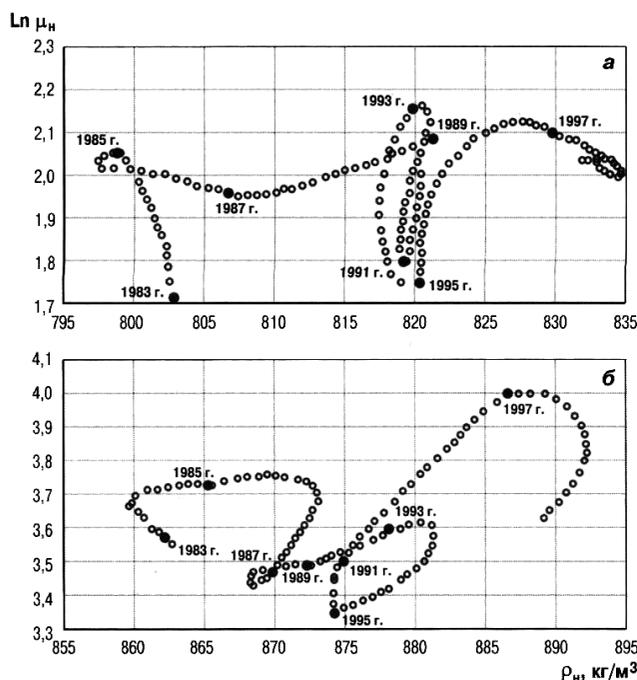


Рис. 6. Изменение плотности и вязкости нефтей девона (а) и карбона (б) Ромашкинского месторождения в процессе разработки

Следует отметить, что выявленная периодичность уменьшения плотности нефти прежде всего свидетельствует о периодичности активизации процесса поступления легких УВ и других газов (CO_2 , CH_4 , N_2 и др.) в осадочную толщу и продуктивный пласт, однако это не исключает тот факт, что глубинная дегазация происходит на протяжении всего периода, но менее активно (Плотникова, 2004).

Геохимическое изучение нефтей из аномальных скважин однозначно свидетельствует об их отличии по целому ряду параметров, полученных по данным группового, элементного, хроматографического, хроматомасс-спектрометрического анализов и в результате изотопных исследований (Аширов и др., 2000). Результаты проведенных исследований позволяют дифференцировать нефти из аномальных и нормальных скважин, а также выявлять связь химического состава нефтей с геодинамической обстановкой района.

В итоге, можно сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов и с

полной уверенностью говорить о «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «УВ-дыханием» фундамента.

Многочисленные проведенные анализы позволяют по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитываемый 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 и переформирования залежей нефти и, таким образом, наличие современной миграции нефти и восполнение запасов, находящихся в разработке.

Этот процесс может быть аргументирован с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и непрерывно-прерывистого их поступления в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям.

Традиционно запасы нефтяных и газовых месторождений до недавнего времени было принято относить к невозвратимым природным ресурсам, а сам процесс формирования залежей связывать с длительным (миллионы лет) периодом генерации углеводородов и их переноса в капельном состоянии пластовыми водами к месту «захвата» ловушками. Однако наблюдаемые в течение столетий и тысячелетий естественные выходы нефти и газа на дневную поверхность, а также установленные во второй половине прошлого века дегазация рифтовых долин Мирового океана и высачивания нефти и газовых струй на его дне заставили в этом усомниться.

Классические примеры восстановления залежей нефти на территории Кавказского региона, Волгоградского Поволжья, Татарстана, рассмотренные в работах Н.А. Касьяновой, М.Н. Смирновой, Р.Х. Муслимова с соавторами, В.П. Гаврилова, А.В. Бочкарева, С.Б. Остроухова и др., инициировали начало изучения влияния современной геодинамики на нефтеносность осадочного чехла и переформирование залежей нефти и газа в процессе их длительной разработки, включая восстановление запасов ранее истощенных залежей и изменение в них фазового состава углеводородов. На сегодняшний день зафиксировано большое количество случаев превышения объемов добытых углеводородов над подсчитанными запасами на многих месторождениях России и стран СНГ. Месторождения Терско-Сунженского района Чеченской Республики, Западной Кубани, Волгоградской области, Республики Татарстан, Самарской области, Ишембайской и Кинзебулатовской групп в Республике Башкортостан – вот далеко не полный перечень объектов, на которых факт восполнения залежей уже доказан (Аширов, 2000; Бочкарев, 2010; Гаврилов, 2007; Дегазация Земли..., 2006; 2008; 2011; Горюнов и др., 2015; Запывалов, 2012; Казанцев, Казанцева, 2007).

Детальные исследования этого процесса в мониторинговом режиме, проведенные на Памятно-Сасовском месторождении (Нижнее Поволжье) ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» в период с 1998 по 2002 годы, продемонстрировали не только необходимость

исследования пространственно-временных закономерностей флюидного режима залежи, но и практическую возможность организации подобных мониторинговых исследований на любом разрабатываемом нефтяном месторождении (Касьянова, 2010).

Более убедительных факторов восполнения запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях даже искать не нужно. Феномен подпитки уже можно считать не просто гипотезой. Мы эту подпитку видим визуально и даже оцениваем.

Для определения объемов (количества) нефти получаемой за счет подпитки пока можно предложить лишь один путь. Из общей добычи нефти по объекту, которую мы знаем достоверно, вычесть добычу из традиционно эксплуатируемой залежи (участка) из находящихся на госбалансе запасов, затем добычу нефти за счет современных МУН, далее добычу за счет переформирования (регенерации) залежи. Остаток можно принять в качестве вклада подпитки в общую добычу нефти с рассматриваемой залежи.

Работу следует начать с анализа состояния и составления принципиально нового инновационного проекта разработки месторождения.

Для этого нужна совершенно новая модель более высокого поколения, новые технологии промысловых и аналитических исследований залежи, новые технологии нефтеизвлечения и оценки роли и объемов переформирования залежей и глубинной подпитки. Причем переформирование может происходить двумя путями: без учета подпитки и с учетом её. Переформирование без учета подпитки происходит в процессе длительной эксплуатации залежей за счет гравитационных факторов, изменение потоков жидкости в пласте и других явлений, связанных с процессами разработки. В этом случае геологические (балансовые) запасы не меняются, а извлекаемые растут. Подпитка же усиливает эти процессы и увеличивает как геологические (балансовые), так и извлекаемые ресурсы залежи. Изучение проблемы выявило массу вопросов.

Прежде всего необходимо решить проблему достоверного учета геологических и извлекаемых запасов нефтей месторождений без учета подпитки. Эта задача кажется тривиальной, но тем не менее проблема существует.

В отрасли давно назрела необходимость переоценки геологических ресурсов всех месторождений нефти и газа, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом, давно установившемся понимании оставляют за бортом запасы так называемых некондиционных пластов и пропластков. По оценкам экспертов, они могут составить до 15-20% от утвержденных. При этом под геологическими запасами, нужно понимать все количество нефти, находящееся в недрах, независимо от того можно ее сегодня извлечь из недр или нет (Закиров, 2006; Муслимов, 2003).

Такая геологическая модель должна строиться на принципиально новом подходе, чем это принято в настоящее время в официальных документах ГКЗ России. Она должна включать не только так называемые «кондиционные коллектора», как это официально принято, а и так называемые и некондиционные нефтесодержащие пласты, как это показано в работах (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012). В этой модели должны быть показаны разломы, зоны дробления, трещиноватости, получаемые

с использованием различных методов сейсмологических исследований и могущие служить нефтеподводящими каналами. В результате мы получим современную принципиально новую геологическую модель месторождения (залежи).

Далее для построения необходимой принципиально иной геолого-фильтрационной модели, базовая геологическая модель должна дополняться постоянным мониторингом и корректировкой ее по мере получения новых данных об изменении геохимии и геологических свойств пластов, включая состав нефти и растворенного газа, пластовую температуру, динамику дебитов, давлений, газового фактора и др.

Добычу за счет МУН необходимо учитывать отдельно. По Ромашкинскому месторождению методические приемы повышения КИН на поздних стадиях разработки были обобщены в нашей работе (Муслимов, 2014). Основные приемы здесь следующие: выделение небольших размеров блоков, обособленных геологических тел, применение современных гидродинамических МУН, затем применение третичных МУН более высокого поколения (довыработка остаточных запасов на выработанных до проектного уровня КИН участках), применение форсированного отбора жидкости.

На эксплуатируемых месторождениях необходимо организовать специальные комплексные геолого-промысловые и геохимические исследования в режиме мониторинга в течение длительного времени для получения количественных параметров подтока УВ. Эта работа является очень сложной и выходит далеко за рамки рутинных работ, предусмотренных лицензионными соглашениями и проектами разработки.

Все это требует изменения документов ЦКР по проектированию разработки.

Кроме учета объемов глубинной подпитки залежей необходимо оценивать и добычу за счет переформирования (регенерации) залежей во времени. 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).

Процессы подпитки и переформирования залежей обуславливают целесообразность и необходимость применения гидродинамических методов разработки нефтяных залежей как наиболее подходящих к природным условиям формирования залежей путем миграции флюидов.

Во-первых, надо полагать, что процессы подпитки идут не на всех разрабатываемых месторождениях. В основном они характерны для крупнейших нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, а на супергигантах (Ромашкино, Самотлор, Уренгой) их можно насчитать десятками. На мелких и средних месторождениях значимость этих процессов будет существенно ниже, либо их не будет вовсе.

Во-вторых, надо учитывать, что подпитка эта точечная и нужно определится как искать эти участки подпитки.

Для решения проблемы практического использования

процессов подпитки нужны утверждение новых документов по организации подсчета запасов (ГКЗ), по проектированию систем разработки (ЦКР), инструкций по исследованию и мониторингу процессов подпитки и переформирования залежей (Минприроды).

Хотелось, чтобы особенности стадии стабильной добычи длительно разрабатываемых месторождений с учетом переформирования и подпитки инициировали широкое обсуждение проблемы с целью изменения правил и методов проектирования разработки нефтяных месторождений с новыми подходами к определению геологических запасов нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, исходя из фундаментальных положений геологии. Эти обсуждения мобилизуют широкую общественность на внесение коренных изменений в науку и практику освоения месторождений УВ. Зачем, очевидно это может подтолкнуть (ГКЗ, ЦКР и др. официальные органы) к назревшим изменениям. Тогда эти изменения могут стать реальностью уже к середине текущего столетия.

Необходимость детальных геологических исследований кристаллического фундамента получает дополнительный импульс в связи с установленной связью сланцевых и им подобных отложений осадочного чехла с кристаллическим фундаментом.

Опыт США и других стран Запада показывает огромные перспективы нефтегазоносности плотных пород, основу которых как они полагают составляют сланцевые формации. Но последние, исходя из опыта и накопления этих типов пород, являются лишь частью общего понятия плотные породы. Так на конференции (Дегазация Земли..., 2006) говорилось «С одной стороны, понятия «сланцевая нефть и газ» и «нефть и газ плотных пород» можно считать несовпадающими, в первую очередь из-за критериев их выделения, а с другой необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые. Обобщающий и наиболее часто употребляемый в нефтедобывающей отрасли США термин «нефть из плотных пород – низкопроницаемых коллекторов» сегодня чаще применяется для обозначения всего многообразия нетрадиционных источников нефтей, для добычи которых нужны специальные технологии, включающие бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, многостадийные гидроразрывы пластов, микросейсмические и микроскановые наблюдения».

ЮТС – очень молодая структура, испытывавшая подъем на границе неогена и квартера. Тектоническая активизация на своде продолжается и сегодня, что приводит к заполнению существенных ловушек новыми порциями молодой нефти (Мингазов и др. 2012) В длительно эксплуатируемых ловушках нефть молодеет из-за подтока легкой и сверхлегкой глубинной нефти, а в ультранизкопроницаемых породах разреза также аккумулируется сверхлегкая нефть, обладающая весьма высокой проникающей способностью.

И в США вначале добывается легкая нефть. Но эта добываемая нефть является только частью поступающей глубинной нефти по причине малой эффективности принимаемых технологий нефтеизвлечения. Поэтому КИН здесь крайне низок (8-12 %). Это свидетельствует о больших возможностях для создания новых технологий

нефтевытеснения глубинной части нефтей этих смешанных ловушек.

В настоящее время нужно сосредоточить усилия по созданию и отработке методов извлечения молодой глубинной нефти из смешанных залежей. Вопрос добычи органической части УВ таких залежей (из керогена) может быть решен только в долгосрочной перспективе.

Однако получение информации для реализации второго направления необходимо проводить уже сейчас, используя скважины, бурящиеся на терригенный девон, для сбора информации о минеральном составе саргаевско-речицкого комплекса, его флюидонасыщенности, содержании ОВ, его термической зрелости, о генерационном потенциале данных отложений. Все эти исследования, проводящиеся в настоящее время, позволят определить границы распространения пород доманиковой фации в разрезе, дадут о ней все необходимую информацию и значительно сократят затраты на исследование сланцевых толщ в будущем, когда внедрение технологий по внутрипластовой переработке сланцев станет рентабельным.

Что касается просто ультранизкопроницаемых пород, составляющих значительную часть осадочных отложений РТ, то здесь присутствие керогена не обязательно. Здесь может быть нефть только первой группы. Соответственно нужны другие технологии, не связанные исключительно с внутрипластовым пиролизом УВ.

Вышеизложенное требует усиления внимания изучению КФ и особенно его связей с месторождениями осадочного чехла любого генезиса и геологического строения.

Литература

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. (2000). Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области. *Известия Самарского НЦ РАН*, 2(1), с. 166-173.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Сианисян С.Э. (2010). Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины. *Успехи органической геохимии: матер. Всерос. науч. конф.*, Новосибирск: ИНГ СО РАН, с. 64-69.
- 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
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н. и др. (2015). Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории ВолгоУральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 5, с. 62-69.
- Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. (2011). *Сборник статей: к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС, 503 с.
- Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. (2008). *Материалы Всерос. конф.*, М.: ГЕОС, 622 с.
- Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. (2006). *Тезисы докладов Международной конференции*, М.: ГЕОС, 320 с.
- Дьячук И.А. (2015). К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 484 с.
- Запивалов Н.П. (2012). Динамика жизни нефтяного месторождения. *Известия Томск. политехн. ун-та*, 321(1), с. 206-211.
- Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. (2007). Возможность пополнения запасов углеводородного сырья в старых месторождениях в свете сейсмоструктурных исследований. *Геологический сборник*, 6, Уфа: ИГ УНЦ РАН, с. 74-76.

Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), 14-16.

Муслимов Р.Х. (2012). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: Фэн, 664 с.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. (1998). Кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор углеводородов Ромашкинского месторождения. *Мат-лы конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, М.: Изд. МГУ, с. 147-149.

Муслимов Р.Х., Кавеев И.Х. (1988). Обоснование заложения, геологический глубинный разрез и задачи скважины 20009. Геологические и технологические особенности заложения Ново-Елховской скважины 20009. *Тезисы докладов научно-технической конференции*, Альметьевск, с. 3-6.

Муслимов Р.Х., Лобов В.А., Хаммадеев Ф.М. и др. (1976). Обоснование заложения и основные результаты бурения скважины 20000. Глубинные исследования архейского фундамента востока Русской платформы в Миннибаевской скважины 20000. Казань: Таткнигоиздат, с. 3-14.

Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (1998). Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его роль в формировании залежей нефти в осадочном чехле. *Мат-лы конф.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*, М.: Изд. МГУ, с. 150-151.

Муслимов Р.Х., Хаммадеев Ф.М., Ибатуллин Р.Х., Кавеев И.Х. (1980). Программа дальнейшего изучения глубинных недр Татарии. Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. *Сборник статей*, Казань: Таткнигоиздат, с. 3-13.

Плотникова И.Н. (2004). Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*, 15(1), с. 40.

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., Салахитдинова 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. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования. МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: 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.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. (1999). Разуплотненные зоны в кристаллическом фундаменте. *Георесурсы*, 1(1), с. 4-15.

Юсупов Б.М. (1982). Новая концепция проблемы происхождения нефти и природного горючего газа. Уфа.

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, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 02.09.2019;

Принята к публикации 08.10.2019;

Опубликована 30.10.2019

IN ENGLISH

Discussion article

An in-depth study of the crystalline basement of sedimentary basins is a dictate of the time

R.Kh. Muslimov

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation
E-mail: davkaeva@mail.ru

Abstract. The history of studying the crystalline basement in the Republic of Tatarstan, the state of implementation of the super-deep drilling program is given.

The scientific substantiation of the replenishment of exploited oil and oil-gas fields is provided by feeding them with deep hydrocarbons through oil supply channels connecting the deep source of hydrocarbons with sedimentary cover deposits. The crystalline basement is of interest for the search for hydrocarbon deposits, but its role as a transit for replenishing deposits of hydrocarbon sedimentary cover in the process of constant degassing of the Earth is more attractive and justified. To use these processes, a fundamentally new approach to the construction of geological and hydrodynamic models of oil fields is proposed, taking into account the fundamental principles of geological science on the formation and reformation of oil deposits and the deep processes of Earth degassing.

Prospects are substantiated for the development of “old” fields that are in long-term development, for the calculation of oil recovery factor taking into account oil entering the reservoir from the depths of the Earth, the need for adjusting methods for calculating and accounting reserves, changing levels of material balance, and scientific and practical suggestions for accounting when calculating reserves and designing the development of fundamental principles of field geology.

Further prospects for the introduction of hydrodynamic development methods and their significant expansion due to

the opening of the processes of replenishment of sedimentary basin deposits with deep hydrocarbons and the reformation of deposits at a late stage of development are shown.

Keywords: crystalline basement, degassing of the Earth, formation and reformation of oil deposits, hydrocarbons, replenishment

Recommended citation: Muslimov R.Kh. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62>

References

Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev A.L. (2000). The reasons of repeated many times gas and oil restocking at the fields being exploited in the Samara region. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra RAN*, 2(1), pp. 166-173. (In Russ.)

Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Sianisyan S.E. (2010). The concept of a two-stage formation of hydrocarbon deposits on the western side of the Caspian depression. Proc. All Russ. Sci. Conf.: Advances in Organic Geochemistry, Novosibirsk: INGG SB RAS, pp. 64-69. (In Russ.)

Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45.

Earth degassing and the genesis of oil and gas fields: Coll. papers. (2011). Moscow: GEOS, 503 p. (In Russ.)

Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil, gas and their parageneses: Proc. All Russ. Conf. (2008). Moscow: GEOS, 622 p. (In Russ.)

Earth degassing: geofluids, oil and gas, parageneses in the system of combustible minerals. Proc. Int. Conf. (2006). Moscow: GEOS, 320 p. (In Russ.)

Gavrilov V.P. (2007). Oil and gas – renewable resources. Gubkin National

University of Oil and Gas. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyayemy.pdf. (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 nefi i gaza = The geology of oil and gas*, 5, pp. 62-69. (In Russ.)

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

Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T. (2007). The possibility of replenishing hydrocarbon reserves in old fields in the light of seismotectonic studies. *Geologicheskii sbornik*, 6, Ufa: IG UNTs RAN, pp. 74-76. (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 Minnibayevo area). *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 48-51. (In Russ.)

Khristoforova N.N., Khristoforov A.V., Muslimov R.Kh. (1999). Uncondensed zones in the crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 1(1), pp. 4-15. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen Publ., 664 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Izotov V.G., Sitdikova L.M. (1998). Crystalline basement of the Tatar Arch is a potential hydrocarbon generator of the Romashkinskoe field. *Proc. Conf.: New Ideas in the Geology and Geochemistry of Oil and Gas*, Moscow: Moscow State University, pp. 147-149. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Kaveev I.Kh. (1988). Justification of the location, geological depth section and objectives of the 20009 well. Geological and technological features of the founding of the 20009 Novo-Elkhovskaya well. Abstracts of the Sci. and Tech. Conf., Almet'yevsk, pp. 3-6. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Khammadeev F.M., Ibatullin R.Kh., Kaveev I.Kh. (1980). Program for further study of the deep Earth's interior of Tatarstan. In-depth studies of Precambrian east of the Russian platform. Coll. papers, Kazan: Tatknigoizdat, pp. 3-13. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Lobov V.A., Khammadeev F.M. et al. (1976). The justification for the location and the main results of drilling a 20000 well.

In-depth studies of the Archean basement of the east of the Russian platform in the 20000 Minnibaevskaya well. Kazan: Tatknigoizdat, pp. 3-14. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (1998). Problems of oil and gas content of the crystalline basement and its role in the formation of oil deposits in the sedimentary cover. *Proc. Conf.: New Ideas in the Geology and Geochemistry of Oil and Gas*, Moscow: Moscow State University, pp. 150-151. (In Russ.)

Plotnikova I.N. (2004). [Modern renewal process of hydrocarbon reserves: hypotheses and facts. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 40-41. (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. 63-67. (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. *Nefi' i gaz*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)

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

Yusupov B.M. (1982). A new concept of the problem of the origin of oil and natural combustible gas. Ufa. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S. et al. (2009). New principles and technologies of oil and gas fields development. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 484 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2012). Dynamics of life oilfield. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 321(1), pp. 206-211. (In Russ.)

About the Author

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
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 02 September 2019;

Accepted 08 October 2019; Published 30 October 2019