

Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

E-mail: davkaeva@mail.ru

В статье показаны особенности построения геологических и геолого-гидродинамических моделей для решения различных задач: поисков, разведки, разработки и проектирования применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В зависимости от поставленных задач наиболее простые модели должны постепенно и непрерывно усложняться. При построении геологических моделей необходимо учитывать все геологические запасы, находящиеся в недрах рассматриваемого объекта, независимо от того, можно их сегодня извлечь или нет. При этом следует уделять большое внимание так называемым плотным (в современном понимании) разделам между пластами и изучению их роли в процессах фильтрации. При построении геолого-фильтрационных моделей для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти необходимо изучение деталей геологического строения и особенно трещиноватости, поскольку эти детали оказывают определяющее влияние на эффективность процессов разработки и применения МУН. Приведены принципиально новые подходы к моделированию.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, геологические и извлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойных зон скважин, геологические и геолого-гидродинамические модели

Для цитирования: Муслимов Р.Х. (2018). Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 134-138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.134-138>

Спецификой проектирования нефтяных месторождений (в отличие от проектирования любых других объектов и сооружений) является индивидуальная особенность каждого месторождения. В мире нет одинаковых по геологическому строению месторождений. Поэтому любые примененные на каких-либо месторождениях новые технологии, оказавшиеся успешными в определенных геологических условиях, как правило, становятся малоэффективными в других геологических условиях, на других месторождениях. Для проектирования новых технологий на новых месторождениях нужны крупные исследования по изучению особенностей геологического строения (на макро-, микро- и наноуровнях) и совместимости этих технологий с особенностями геологического строения залежей. Это требует концентрации усилий между специалистами из университетов, научных центров, промышленной индустрии, достаточного времени и средств.

Сам процесс и организация создания моделей нефтяных месторождений зависят от целей, поставленных перед модельерами. Эти цели можно объединить в следующие направления:

- Разведка и подготовка к разработке месторождений;
- Проектирование и разработка нефтяных месторождений традиционными методами;
- Моделирование эксплуатации нефтяных месторождений с применением (в качестве основных) третичных методов разработки (тепловых, газовых) с самого начала освоения объекта;
- Моделирование различных методов и технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (МУН, ОПЗ, ГРП, бурение ГС, БС, МЗС, бурение дополнительных скважин, ФОЖ и др.);

• Моделирование освоения ранее не учтенных в балансе запасов залежей в плотных (ультранизкопроницаемых) пластах на эксплуатируемых месторождениях;

• Моделирование процессов переформирования (регенерации) залежей нефти в четвертой стадии разработки месторождений и подпитки углеводородами из глубин недр Земли.

Расширение целей моделирования вытекает из новых представлений о стадийности разработки нефтяных месторождений. Ранее мы также придерживались выделения четырех стадий разработки нефтяных месторождений. Но при этом совершенно по другому понимали IV стадию разработки (по существенной значимости в формировании высоких значений КИН и длительности сроков разработки) (Муслимов, 2003, 2016). Но в настоящее время очевидно, что необходимо, в первую очередь, для крупных месторождений выделять еще и V стадию разработки, в которой будут в основном эксплуатироваться запасы нефти, ранее не учтенные ни в официальных балансах нефти, ни в принятых проектах разработки (запасы в плотных пластах, ранее неподвижные запасы в эксплуатируемых объектах).

Главный вопрос – что вкладывать в понятие геологической модели?

С.Н. Закиров (Закиров и др., 2009) совершенно справедливо считает саму идеологию построения моделей неправильной. По его мнению, методические документы предписывают «неколлекторы» не включать в 3D геологические модели. То есть, все (почти все) создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными, так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений (Муслимов, 2014; Муслимов и др., 1994).

В связи с вышеизложенным, назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, поскольку

балансовые и извлекаемые запасы, в старом, установившемся понимании оставляют за бортом некондиционные запасы, а они, по предварительным оценкам, могут составить до 15-20% от утвержденных.

Представляется целесообразным разработать методику подсчета геологических запасов с учетом огромного прогресса на Западе в области геологических исследований и имеющегося опыта извлечения углеводородов из плотных пород (или сланцев). В таком случае в общем балансе будут нынешние «некондиционные» запасы как объект деятельности НК по проведению НИР и ОНР по поискам путей их извлечения.

При этом более понятным для всех специалистов является предложение считать все геологические запасы (включая и «некондиционные коллектора» в карбонатных залежах (Муслимов и др., 1998; Волков и др., 2007). Немного труднее для восприятия это положение в залежах с терригенными пластами. Но и здесь такое построение модели в большинстве может быть более приемлемым, если изучить строение так называемых плотных разделов между пластами и их роль в процессах фильтрации. Она может оказаться существенной.

Проведенные авторами (Волков и др., 2000) оценочные расчеты говорят о том, что вертикальные перетоки при разработке слоисто-неоднородного пласта, состоящего из пропластков, представленных различными типами коллекторов, могут играть существенную роль. Это говорит о том, что за счет них могут вырабатываться и такие пропластки, которые при опробовании непосредственно через скважины не дают нефти вообще или дают непромышленные притоки.

К фундаментальным проблемам следует отнести необходимость построения модели на основе концепции эффективного порового пространства (ЭПП) (Закиров и др., 2009). При этом данные о свойствах коллектора должны быть получены из реальных кернов с реальным содержанием в залежи связанной воды. Согласно концепции ЭПП, петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реалистичных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что и степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значимо выше, чем в концепции АПП. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет существенной.

Также следует обратить особое внимание на определение реального значения коэффициента вытеснения K_v – важнейшего параметра оценки эффективности применяемых и проектируемых систем разработки и эффективности ГТМ. Опыт длительной разработки месторождений показывает, что на выработанных участках K_v выше, чем определяемый лабораторными исследованиями при так называемой бесконечной промывке. Следовательно, на этих участках коэффициент охвата $K_{ох}$ будет ниже, и его следует повышать путем уплотнения сетки скважин и совершенствования воздействия на пласт. Это кардинальный перспективный вывод для проектирования мер по повышению КИН (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012).

Таким образом, при построении геологических моделей нефтяных залежей необходимо:

- изучать распределение по объему для каждой из

моделей не только балансовых, а всех геологических запасов нефти, дифференцируя последние на подвижные, малоподвижные и неподвижные;

- фиксировать местоположение и определять фильтрационно-емкостные свойства не только нефтенасыщенных, но и всех «плотных» и водонасыщенных прослоев, заключенных между непроницаемыми кровлей и подошвой той единой гидродинамической системы, частью которой является рассматриваемая залежь или рассматриваемая совокупность нефтяных пластов (Дьячук, Князева, 2016).

Указанный принципиально новый подход к геологическому моделированию требует больших усилий модельеров к созданию совершенно новых геологических моделей, наиболее полно учитывающих геологические основы формирования залежей нефти.

Модели для целей разведки и подготовки к разработке должны основываться на использовании первичных данных полевых геофизических измерений, данных ГИС и лабораторных исследований. Все эти данные должны использоваться при составлении проектов опытно-промышленных работ по испытанию рекомендуемых в дальнейшем технологий разработки.

Проектирование следует вести приняв за основу классификацию месторождений с активными запасами нефти (обычно крупные и супергигантские), малоэффективных месторождений с ТЗН (в основном средние и мелкие) (Муслимов, 2003), а также с учетом современной классификации залежей нефти (Дьячук, 2015).

Для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, необходим пересмотр всей геологической модели с учетом успешного освоения на Западе залежей с низкопроницаемыми коллекторами и техногенными изменениями параметров залежей в процессе длительной эксплуатации (Муслимов, 2012), а также необходимо обобщение опыта разработки (как показывает опыт разработки супергигантского Ромашкинского месторождения). Здесь нужно кардинально изменить идеологию построения геологической модели, в которую включать все запасы нефти эксплуатационного объекта, включая кондиционные и некондиционные породы. Это обуславливается новыми технологиями выработки запасов в завершающем периоде разработки (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012; Дьячук, Князева, 2016).

При этом если в начале эксплуатации обычно в каждом объекте самостоятельной разработки стремятся выделять большое число пластов с разной геологической характеристикой, каждой из которых обычно служит объектом самостоятельного воздействия, то на поздней (IV) стадии разработки ранее разделенные пласты эксплуатационного объекта приходится объединять, чтобы эксплуатировать объект на форсированных режимах и высокой обводненности продукции скважин для увеличения КИН.

В этот период предусматривается применение уже отработанных МУН (в основном физико-химических и физических, затем ФОЖ), а в дальнейшем исследование процессов реформирования залежей в процессе длительной эксплуатации и использование их в моделировании наращивания текущей добычи и КИН (Дьячук, 2015; Плотникова и др., 2013), далее моделирование процессов подпитки эксплуатируемых месторождений УВ из глубин недр Земли (Беляев и др., 2002; Кудинов, Сучков, 1998).

Однако этим не ограничивается потенциал дальнейшего наращивания ресурсов супергигантского Ромашкинского месторождения. Для его увеличения необходимо проведение большого объема научно-исследовательских (в том числе фундаментальных). Эти работы должны проводиться в следующих направлениях:

- исследование плотных разделов между продуктивными пластами традиционно выделяемых эксплуатационных объектов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, гранулометрический состав и др. параметры, характеризующие особенности геологического строения плотных пород в отложениях терригенного и карбонатного комплексов, нижнего и среднего карбона);

- исследование плотных пород отложений карбонатного девона, нижнего, среднего и верхнего карбона на предмет выявления перспективных объектов для возможного их использования в дальнейшем в качестве объектов эксплуатации с применением новейших технологий исследований и добычи;

- определение по указанным группам залежей методических приемов исследований, позволяющих отнести возможные их ресурсы к балансовым, наметить возможные пути их освоения, оценить КИН и извлекаемые запасы (в ультранизкопроницаемых пластах);

- изучение углеводородного потенциала залежей СВН и ПБ пермских отложений месторождения, поиск новых путей разработки запасов в нетрадиционных залежах углеводородов.

К моделированию процессов переформирования (регенерации) залежей нефти и подпитки их УВ из глубин недр Земли необходимо приступить уже сейчас, а к моделированию поисков и освоения плотных (ультранизкопроницаемых) пластов уже нужно готовиться.

Особенности моделирования геологического строения и процессов нефтевытеснения в мелких и средних месторождениях определяются спецификой стратегии их освоения.

Опыт разработки мелких и средних месторождений позволяет определить иную (чем крупных и гигантских месторождений) стратегию их освоения. Также как и для высокопродуктивных освоение этих месторождений должно быть поэтапным. Но при этом следует учесть особенности геологического строения этих месторождений. Если в высокопродуктивных месторождениях есть большая доля активных запасов нефти, доходящая до 65-80% всех запасов, то в малопродуктивных месторождениях, как правило она составляет не более 10%. В первом случае высокая их доля обеспечивает быстрый выход на максимальный уровень добычи нефти и сравнительно длительный период его удержания (до отбора около 50% НИЗ), во втором случае такая динамика добычи нефти не возможна. Здесь сразу же необходимо применять новые МУН и ОПЗ для обеспечения приемлемого уровня добычи и последующего его удержания. Поэтапность освоения месторождения здесь обуславливается не последовательным освоением различных этажей нефтеносности, но, главным образом, поэтапным внедрением различных составляющих (элементов) системы разработки.

Необходимо отметить, что роль трещин в вытеснении нефти в процессе разработки является важнейшей не только для трещинно-кавернозных, но и для гранулярных

коллекторов. Ведь макро- и микротрещины имеются практически в подавляющем большинстве пород-коллекторов. Они играют основную роль в процессах фильтрации. Причем на практике преобладает случай, когда имеется приток нефти в трещины из матрицы пласта в результате создания разнопеременных перепадов давления между трещинами и основной частью породы в процессе разработки. Это происходит при нестационарном заводнении и импульсной эксплуатации добывающих скважин. Особенно большую роль играет трещиноватость в карбонатных залежах.

Особенность ТЗН в том, что на эффективность их разработки определяющее влияние оказывают незначительные, казалось бы, особенности деталей геологического строения, которые в большинстве случаев мы либо не знаем, либо не акцентируем на них внимание. Поясним это на некоторых примерах.

Карбонатные пласты макро- и микронеоднородны, содержат включения других минералов: гипса, кальцита, ангидрита, глин, пирита, а также битумов и различных окислов металлов. На совместную фильтрацию нефти и воды или же нефти, воды и газа большое влияние оказывают состав пород и физико-химические свойства этих фаз, а также самой трещиноватой породы и степень раскрытия трещин.

Так, наличие трещиноватости в кровле кизеловской залежи Тавельского месторождения по данным Р.Х. Закирова в 1,5-1,8 раз увеличивает дебиты нефти, а следовательно КИН, а дебит нефти прямо зависит от вскрытой мощности пласта.

По залежи башкирского яруса Аканского месторождения, представленной крайне неоднородными карбонатными пластами применение методов заводнения, (в том числе при обработке наножидкостью) оказалось не эффективно. Это объясняется наличием трещин различного происхождения. Здесь на фоне мелких трещин различной генерации присутствуют и более крупные вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения. Эти особенности строения залежи были выявлены недавно И.Н. Плотниковой и В.П. Морозовым. Естественно в этих условиях любые жидкости для вытеснения нефти из карбонатов не будут работать, пока не удастся залечить крупные тектонические трещины. Для этого нужны совершенно новые инновационные технологии. За выполнение этой задачи взялась Л.К. Алтунина. После проведенных длительных оригинальных исследований стали понятны причины неэффективности обычных методов заводнения. Задача архисложная – нужно залечить мощные вертикальные тектонические трещины и заставить мелкие трещины залежи принимать воду.

В серпуховско-башкирских отложениях Ромашкинского месторождения (зал. 301-302), как установил в кандидатской диссертации Д.В. Гуськов, в пределах положительных локальных осложнений происходит сжатие в подошвенной части пласта, что сдерживает темпы обводнения скважин подошвенной водой. Безводные периоды на таких участках максимальны, что позволяет рекомендовать данные участки залежи как наиболее перспективные для заложения добывающих скважин, зарезок вторых стволов и проведения различных геолого-технических мероприятий с целью получения притоков нефти с низкой

обводненностью. Отрицательные же локальные осложнения являются зонами разуплотнения коллекторов в зоне ВНК, приводящие к интенсивному обводнению, поэтому необходимо производить выработку запасов этих участков залежи в щадящем режиме.

Сегодня вопросы изучения направлений и развития зон трещиноватости являются приоритетной задачей детальных геологических исследований. Современные геологические модели должны обозначать эти детали для того, чтобы проектировщики могли наиболее эффективно определять местоположение нагнетательных и положение стволов в горизонтальных скважинах. В зависимости от мощности и коллекторских свойств пластов, нагнетательные скважины могут располагаться либо поперек, либо вдоль, либо диагонально развитию зон трещиноватости. Имея такие геологические модели проектировщики могут целенаправленно заставить трещины работать для повышения нефтевытеснения из основной матрицы породы (например, применяя циклическое заводнение).

Знание таких деталей проектируемых объектов, заложенное в геологические модели, очевидно, устроит проектировщиков при составлении технологических схем и проектов разработки месторождений. Но их недостаточно для целенаправленного проектирования применения МУН на месторождениях. Оно может проектироваться как на новых месторождениях, разработка которых с самого начала проектируется по новым технологиям разработки на режимах, не связанных с заводнением (внедрение тепловых методов разработки на месторождениях с ВВН и СВН, газовых и водогазовых методов на месторождениях с низкопроницаемыми и ультранизкопроницаемыми пластами), так и на разрабатываемых с применением заводнения месторождениях. В последних МУНы должны повысить эффективность выработки запасов и увеличить нефтеотдачу. Для такого проектирования должны применяться тонкие, более детальные совершенные геологические модели.

По опыту эксплуатации малопродуктивных месторождений РТ рекомендуется следующая стратегия их освоения:

1. Разбуривание первоначально редкой сеткой скважин (12-16 га);

2. Уточнение геологического строения залежи с построением геологической модели залежи с принципиально новыми подходами, учитывающими фундаментальные законы геологии, т.е. с включением в объект всей мощности пород этажа нефтеносности (от кровли до подошвы выделенного объекта эксплуатации);

3. Постепенное этапное уплотнение сетки скважин (до 8, затем 4 и 2,5-3 га/скв).

На всех этих этапах строится новая уточненная модель геологического строения объекта, с учетом новой сетки скважин.

4. На каждом этапе геологические модели необходимо превращать в геолого-гидродинамические с учетом организации системы заводнения с постепенным его совершенствованием, обеспечивающим разработку залежи при оптимальных пластовых и забойных давлениях. При этом необходим учет применения методов воздействия с постепенным их усложнением:

- отработанные в РТ комплексные технологии

разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов (КТРТК) и высоковязких нефтей (КТРТВН), комплексные технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах (КТРКК), в менее проницаемых пластах – ГРП;

- применение легких тепловых МУН и ОПЗ (ТГХВ, ППХ, ВПТХО, ПТОС электропрогрев ПЗП и др.) (Муслимов, 2012);

- закачка горячей (или подогретой) воды в пласт, в том числе обогретенной различными химреагентами.

Здесь обязательно нужно для каждого объекта построить кривую зависимости вязкости нефти температуры, что поможет определить оптимальную температуру закачиваемого агента.

5. После уплотнения сетки скважин до оптимального значения для классических тепловых МУН (ПТВ, парагаза, внутрпластового горения) актуализировать полученную после вышесказанных действий геолого-гидродинамическую модель. Дальше проектирование вести на ее основе.

Проблема привязки новых технологий разработки к геологическим условиям проектируемого месторождения (их совместимости и адекватности) решается инновационным проектированием систем разработки.

Инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Во-первых, сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнения десятков различных тем. Во-вторых, такой проект после официального утверждения приобретает силу закона и обязывает НК его исполнять.

В связи с этим Ю.А. Волков рекомендует начинать составление проекта с анализа самых простых моделей и усложнять их структуру постепенно, по мере необходимости, т.е. внедрить в практику многомодельный подход к созданию и совершенствованию технологий нефтеизвлечения, представляющему «новую философию проектирования» разработки нефтяных месторождений.

Способы решения данных задач являются сутью кластерного подхода к разработке стандарта нового поколения «Регламент инновационного проектирования разработки и оптимизации выработки запасов месторождений углеводородов при непрерывном их восполнении». В отличие от стандарта, рекомендованного ЦКР для массового проектирования, он может включать и проведение ОПР по опробованию новых технологий на конкретном месторождении в конкретных геологических условиях.

Литература

Беляев С.С., Борзенков И.А., Глузов И.Ф., Ибагуллин Р., Муслимов Р.Х., Иванов М.В. (2002). Разработка и применение биоготехнологии повышения нефтеизвлечения на месторождениях Татарстана. *Георесурсы*, 1(9), с. 36-37.

Волков Ю.А., Данилова Т.Е., Касимов Р.С. (2007). О необходимости послонного изучения керна с привязкой к ГИС без нарушения естественной последовательности напластования. *Мат. регион. науч.-практич. конф. «Проблемы повышения геологической информативности геофизических исследований скважин»*, Казань: Плутон, с. 64-80.

Волков Ю.А., Файзуллин И.Н., Кормильцев Ю.В., Федоров В.Н., Чекелин А.Н. (2000). О циклическом воздействии через горизонтальные скважины на пласты, представленные различными типами коллекторов. *Мат. семинара-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение,*

эксплуатация, исследование», Казань: МастерЛайн, с. 123-130.

Дьячук И.А. (2015). К вопросу реформирования 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. *Мат. Межд. научно-практ. конф.*, Казань: Ихлас, т. 1, 300 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. Москва.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 484 с.

Кудинов В.И., Сучков Б.М. (1998). Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самарское книжное изд-во.

Муслимов Р.Х. (2003). Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 596 с.

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

Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн, 750 с.

Муслимов Р.Х. (2016). Пути перехода от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию нефтяной отрасли. *Мат. Межд. научно-практ. конф.*, Казань: Ихлас, т. 1, 300 с.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Касимов Р.С., Розенберг И.Б., Сулейманов Э.И. (1994). Проблемы построения геологических моделей

залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов: Тр. межд. конф.*, Казань, т. 2, с. 496-510.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Шакиров А.Н. и др. (1998). Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора на основе усовершенствования интерпретации ГИС. *Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона: Тр. научно-практ. конф.*, Казань: Новое Знание, с. 355-360.

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

Сведения об авторе

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

Статья поступила в редакцию 22.06.2018;

Принята к публикации 25.07.2018; Опубликовано 30.08.2018

IN ENGLISH

Problems of exploration and development modeling of oil fields

R.Kh. Muslimov

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

Abstract. The article shows the construction features of geological and geological-hydrodynamic models for solving various problems: prospecting, exploration, development and design of enhanced oil recovery (EOR) methods application. Depending on the tasks assigned, the simplest models should gradually and continuously become more complex. When constructing geological models, it is necessary to take into account all the geological reserves in the subsoil of the object under consideration, regardless of whether they can be extracted today or not. In this case, much attention should be paid to the so-called tight (in the modern sense) sections between the layers and the study of their role in filtration processes. In the construction of geological and filtration models for deposits with hard-to-recover oil reserves, it is necessary to study the details of the geological structure and especially the fracturing, since these details have a determining effect on the efficiency of the development and application of the EOR. Essentially new approaches to modeling are presented.

Keywords: hard-to-recover reserves, geological and recoverable reserves, methods for increasing oil recovery, processing of bottom-hole well zones, geological and geological-hydrodynamic models

Recommended citation: Muslimov R.Kh. (2018). Problems of exploration and development modeling of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 134-138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.134-138>

References

Belyaev S.S., Borzenkov I.A., Glumov I.F., Ibatullin R., Muslimov R.Kh., Ivanov M.V. (2002). Development and application of biogeotechnology for increasing oil recovery in the Tatarstan deposits. *Georesursy = Georesources*, 1(9), pp. 36-37 (In Russ.)

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. Sci. and Pract. Conf.*, Kazan: Ихлас, vol.1, 300 p. (In Russ.)

Kudinov V.I., Suchkov B.M. (1998). New technologies to increase oil production. Samara: Samara Publ. House. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2003). Modern methods for managing the development of oil fields with flooding. Kazan: Kazan. univer. Publ., 596 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. 2 Ed. Kazan: Fen Publ., 664 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future (production

optimization, maximization of oil recovery). 2 Ed. Kazan: Fen, 750 p. (In Russ.) Muslimov R.Kh. (2016). Ways of transition from resource-raw to resource-innovative development of the oil industry. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.*, Kazan: Ихлас, vol.1, 300 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A., Kasimov R.S., Rozenberg I.B., Suleimanov E.I. (1994). Problems of constructing geological models of oil deposits in carbonate reservoirs] *Problemy kompleksnogo osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti i prirodnykh bitumov: Tr. mezhd. konf.* [Problems of integrated development of hard-to-recover oil and natural bitumen reserves: Coll. papers], Kazan, vol.2, pp. 496-510. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A., Shakirov A.N. et al. (1998). New approaches to constructing a geological model of a carbonate reservoir based on improved interpretation of GIS. *Opyt razvedki i razrabotki Romashkinskogo i drugikh krupnykh neftyanykh mestorozhdenii Volgo-Kamskogo regiona: Tr. nauch.-prakt. konf.* [The experience of exploration and development of Romashkino and other large oil deposits of the Volgo-Kama region: Coll. papers], Kazan: Novoe Znanie, pp. 355-360. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in the Pashi horizon of the Romashkino field. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)

Volkov Yu.A., Danilova T.E., Kasimov R.S. (2007). Necessity for a layered core study with reference to the GIS without disturbing the natural sequence of stratification. *Mat. region. naucho-prakt. konf. «Problemy povysheniya geologicheskoi informativnosti geofizicheskikh issledovaniy skvazhin»* [Proc. Conf. "Problems of increasing the geological information content of geophysical well studies"], Kazan: Pluton, pp. 64-80. (In Russ.)

Volkov Yu.A., Faizullin I.N., Kormil'tsev Yu.V., Fedorov V.N., Chekelin A.N. (2000). About cyclic impact through horizontal wells on deposits, represented by different types of reservoirs. *Mat. seminar-diskussii «Gorizontal'nye skvazhiny: burenie, ekspluatatsiya, issledovanie»* [Proc. Sem. "Horizontal wells: drilling, operation, research"], Kazan: MasterLain, pp. 123-130. (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.)

About the Author

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

Kazan (Volga region) Federal University

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

E-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received 22 June 2018;

Accepted 25 July 2018; Published 30 August 2018