

# РЕШЕНИЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ – ОСНОВА МАСШТАБНОГО ПЕРЕХОДА К ИННОВАЦИОННОМУ РАЗВИТИЮ

*Р.Х. Муслимов*

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

*E-mail: davkaeva@mail.ru*

Мощный технический прогресс на Западе по изучению и освоению залежей нетрадиционных углеводородов оказывает большое влияние на повышение эффективности традиционных залежей нефти и газа. Исходя из фундамента современной нефтяной науки, необходимо производить подсчет запасов и проектирование с учетом геологических, забалансовых и извлекаемых запасов. Обосновывается необходимость инновационного подхода по всей цепочке изучения и освоения месторождений углеводородов, новая идеология построения геолого-гидродинамических моделей, переход на новый уровень расчетов показателей разработки и коэффициента извлечения нефти. Особое внимание уделяется развитию систем разработки на основе различных категорий горизонтальных и многозбойных скважин и применению различных технологий гидроразрыва пласта в трудноизвлекаемых запасах нефти и плотных пластах, выбору новых технологий, опытно-промышленных работ в полевых условиях.

**Ключевые слова:** запасы, плотные породы, трудноизвлекаемые запасы нефти, нетрадиционные залежи нефти, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, гидроразрыв, горизонтальные и многозбойные скважины

**DOI:** <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.1>

**Для цитирования:** Муслимов Р.Х. Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли России – основа масштабного перехода к инновационному развитию. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 151-158. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.1>

Особенностью современного этапа развития нефтяной отрасли является то, что до настоящего времени наука занималась в основном проблемами вовлечения в активную разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). Эта проблема также остается одной из важнейших на перспективу. Но для дальнейшего развития этого уже недостаточно. Новые направления мирового развития углеводородных отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) требуют решения проблем освоения нетрадиционных объектов – залежей тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ), залежей в сланцевых и им подобных отложениях, и, в целом, в плотных породах. Ресурсы тяжелых нефтей и ПБ в мире сопоставимы с ресурсами традиционных нефтей. Такое же положение в Республике Татарстан.

Нефте-газосодержащих плотных пород в природе гораздо больше, чем традиционных пород-коллекторов, что обусловлено условиями осадконакопления и последующего преобразования осадков. Об этом свидетельствуют уже имеющиеся данные по ресурсам обычных нефтей и жидких углеводородов в плотных и сланцевых отложениях. Для оценки запасов нефтей в плотных и сланцевых породах нужны специфические виды исследований, а для их добычи – технологии, принципиально отличные от технологий извлечения ТЗН.

Вместе с новыми направлениями остается нерешенной и старая проблема – обеспечение эффективного освоения так называемых активных (по западной терминологии кондиционных) запасов длительно разрабатываемых высокопродуктивных месторождений. Здесь проектные

коэффициенты извлечения нефти (КИН) достигают значений 0,4-0,45 и, редко, 0,5 и выше. Повышение нефтеотдачи на этих объектах до значений коэффициента вытеснения является наиболее приоритетным для старых нефтедобывающих районов.

Вышеназванные направления развития требуют решения фундаментальных проблем отрасли, как накопленных за всю длительную историю нефтяной промышленности, так и возникающих вновь. Сегодня назрела необходимость оценки 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. При этом под геологическими запасами, нужно понимать все количество нефти, находящееся в недрах, независимо от того можно ее сегодня извлечь из недр или нет (Муслимов, 2016а). При таком подходе общие ресурсы возрастут, а значения КИН снизятся. 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 даже сланцев) (Прищепа и др., 2014).

В современных условиях пора переходить на новый уровень расчетов показателей разработки и КИН. До сегодня, благодаря концепции абсолютного порового пространства (АПП), искомые петрофизические зависимости основываются на результатах массовых определений неинформативных значений коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости (на сухих

кернах!). Согласно концепции эффективного порового пространства (ЭПП), петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реальных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что 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 на порядок выше (Закиров и др., 2006).

Надо принципиально изменить идеологию построения моделей, с учетом выделения геологических, забалансовых и извлекаемых запасов. Но для построения таких моделей, применяемых в настоящее время методов подготовки информации недостаточно. Прежде всего, нужно существенно разнообразить и углубить лабораторные исследования пород и насыщающих их флюидов, а также совершенствовать методы ГИС (Муслимов, 2016а).

Изложенное обязывает по новому подойти к принятой в 70х годах прошлого столетия стадийности разработки месторождений (Иванова, 1976). До настоящего времени 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 длительных сроков разработки) (Муслимов, 2012). 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). С учетом сказанного новая стадийность разработки приведена на рис. 1.

Все это подкрепляется современными достижениями в выработке запасов нефти в особо сложных геологических условиях: плотных (некондиционных) пластах, высокообводненных длительно эксплуатируемых залежах. Это технологии горизонтального бурения (ГБ), бурения разветленно-горизонтальных скважин, многозабойных скважин, поинтервальный, направленный гидроразрыв пласта (ГРП), комплексирование горизонтальных скважин (ГС) с многостадийными ГРП, ГС с волновыми методами,

химических композиций для выработки высокообводненных пластов, использование  $\text{CO}_2$ , импульсно-плазменная технология и др. Ряд этих технологий (физико-химические технологии) созданы в РТ, а остальные здесь успешно используются.

Следующая проблема заключается в обосновании КИН и мер по его увеличению, что очень важно для поздней стадии разработки, на которой находятся почти все значимые месторождения в РФ. Дело в том, что весь огромный объем промысловых, геофизических, гидродинамических исследований, аналитики по построению геолого-гидродинамических моделей сводился к определению степени обводненности участков залежи и пластов и, в конечном счете, к определению коэффициента охвата заводнением  $K_{\text{охв}}$ . При этом обязательным принимался коэффициент вытеснения, определенный при первичном подсчете запасов лабораторными методами. Он определяется путем прокачки через керн воды, как пишется во всех учебниках «бесконечной промывки пласта». Сомнений в определении  $K_{\text{в}}$  не было. Но по мере накопления опыта разработки мы замечали, что по промытым участкам в ряде случаев получались очень высокие  $K_{\text{в}}$ . При принятии на этих участках  $K_{\text{в}}$  по лабораторным данным  $K_{\text{охв}}$  должен был быть близок к единице и даже больше, что в условиях реально неоднородных пластов невозможно.

Решить проблему достоверности лабораторного определения  $K_{\text{в}}$  и переноса его в промысловые условия пока не удалось. Получался парадокс – на кернах вроде бы должно быть максимальное значение  $K_{\text{в}}$  («бесконечная промывка»), а в реальных пластах он больше. Объяснение этому дано в работе (Закиров и др., 2009).

Но главной причиной на взгляд автора является трещиноватость, которую в лабораторных условиях выявить не удастся, а в реальных пластах она является основным фактором нефтевытеснения. Отсюда можно сделать основополагающее заключение – если в большинстве случаев имеется заниженный  $K_{\text{в}}$ , то при анализе КИН на выработанных участках завышается  $K_{\text{охв}}$ , т.е. коэффициент по повышению которого проводятся основные (не менее 80-90%) геолого-технологические мероприятия (ГТМ) на месторождениях. Для достижения проектного КИН нужно увеличить объемы ГТМ для достижения проектного  $K_{\text{охв}}$ .

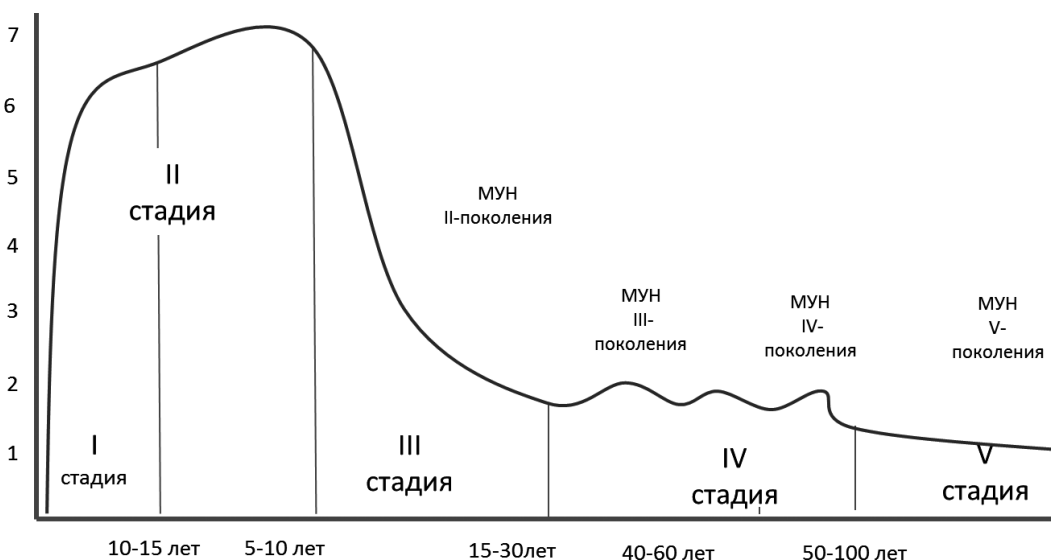


Рис. 1. Стадии разработки эксплуатационного объекта (по Р.Х. Муслимову).

Значит нужно больше бурить скважин и больше воздействовать на залежь. Это принципиально меняет подход к проектированию разработки, планированию ГТМ и практике освоения месторождений.

В настоящее время, несмотря на формальное обновление стандартов, проектирование по существу ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. Метод аналогии, используемый авторами проектов (особенно это касается геолого-физической характеристики залежи), несовершенство методов моделирования и гидродинамических расчетов, игнорирование общепризнанных классических методов решения задач разработки, отсутствие глубокого профессионального анализа выработки запасов, недостаточный контроль и регулирование процессов разработки – это путь в неизвестность. Все перечисленные проблемы приводят не только к непродолжительной «жизни» проектов, но и к разубоживанию запасов нефти.

Исходя из мировых тенденций развития отрасли приоритетными являются системы разработки с применением принципиально нового типа скважин (горизонтальных и многозбойных разных конфигураций), различных технологий ГРП, новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и обработки приобойной зоны пласта (ОПЗ). Технологии горизонтального бурения с современным комплексом исследовательской аппаратуры и оборудования пришли в РФ с Запада в основном благодаря стараниям нашего соотечественника А.М. Григоряна.

В последней четверти прошлого столетия бурение горизонтальных скважин в мире развивалось невиданными темпами. Позднее этот бум пришел и в РФ. Появились различные виды и конструкции горизонтальных, многозбойных (МЗС), разветвлено-горизонтальных скважин (РГС), а позднее и бурение боковых стволов в ранее пробуренных (старых) скважинах (БС). В РФ за последнюю четверть века накоплен большой опыт использования ГС для разработки месторождений углеводородов. Однако несмотря на длительный период использования ГС в РФ, эффективность их сравнительно невысокая: дебиты ГС всего в 1,5-2,2 раза превышают дебиты ВС. Главной причиной этого является несистемное применение ГС и вытекающее отсюда игнорирование принципов рациональной разработки нефтяных месторождений, наработанных 70-летней практикой и теорией разработки нефтяных месторождений ВС (оптимизация выделения эксплуатационных объектов и плотности сеток скважин, технологические режимы рациональной эксплуатации скважин, раздельное воздействие на пласты с различной проницаемостью; контроль и регулирование процессов нефтевытеснения). Опыт применения ГС показал, что они сами по себе не обеспечивают полноту охвата запасов залежи дренированием. Сама по себе ГС, пробуренная общим фильтром по охвату нефтевытеснением мало чем отличается от ВС. В обоих случаях работает лишь небольшая часть вскрытого интервала пласта. Чем больше неоднородность, тем меньше доля дренируемого интервала. Для повышения охвата залежи выработкой необходимо разобщение интервалов с проницаемостью отличной друг от друга в 2-3 раза и более.

Но опыт Федоровского месторождения в Западной Сибири показывает, что в сложнейших геологических условиях нефтегазового объекта АС4-8 (небольшая

нефтяная оторочка, залегающая между газовой шапкой и подстилающей водой, неблагоприятное отношение вязкости нефти к вязкости воды – 13,6, высокая неоднородность и расчлененность пластов) применение традиционных систем разработки вертикальными скважинами не может обеспечить достаточные текущие уровни добычи и более или менее приемлемую нефтеотдачу. Применение систем разработки горизонтальными скважинами существенно повышает текущую добычу и конечную нефтеотдачу (Муслимов, 2016в).

О необходимости системного подхода к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти свидетельствует опыт разработки кизеловской залежи Бавлинского месторождения. Для решения проблемы рациональной разработки всей кизеловской залежи Бавлинского месторождения было решено провести ОПР по разработке Коробковского участка системой ГС добывающих и ВС нагнетательных скважин с применением вертикально-латерального заводнения С.Н. Закирова (Закиров, 2009). Анализ перспектив данного участка при дальнейшем внедрении запроектированной технологии до конца разработки с достижением обводненности 98% показывает, что возможно достичь КИН 0,369, а с учетом корректировки балансовых запасов (с переходом на геологические) — около 0,3. Это будет реальный КИН, увеличенный против проектного 0,2 (Муслимов, 2016в, Zakirov, Zakirov, 1996).

Имея замечательные результаты разработки кизеловской залежи Коробковского участка, пора запроектировать такую систему для кизеловской залежи всего Бавлинского месторождения. Это позволит почти в 2 раза увеличить извлекаемые запасы залежи

Для разработки многопластовых, многоэтажных малоэффективных месторождений системой многозбойных горизонтальных скважин (МГЗС) нужно иметь принципиально иную геологическую модель, построенную на основе фундаментальных положений геологии (Муслимов, 2017).

В целом дальнейшее повышение эффективности ГС возможно на путях наиболее полного использования разработанных в течение десятилетий современных систем рациональной разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений вертикальными скважинами. Эти системы остаются базовыми.

Горизонтальные скважины расширяют области применения заводнения на залежи нефти в слабопроницаемых коллекторах (проницаемостью менее 1-5 мДа), мало-мощных (более 10 м) нефтяных оторочек в газонефтяных залежах, тепловых методов на залежах высоковязких и сверхвязких нефтей, природных битумов. В таких сложных условиях ГС являются наиболее оптимальными, обеспечивающими рентабельную эксплуатацию. Для разработки сланцевых объектов и вообще плотных пород (проницаемостью менее единиц мДа) применение ГС должно быть дополнено методами повышающими проницаемость пласта (ГРП), а также другими МУН (волновые, термогазовые, импульсно-плазменные и др.). А промышленная разработка нетрадиционных залежей в сланцевых и плотных породах без применения различных модификаций ГС на современном уровне развития вообще не возможна.

Категории участков (запасов)	Цели управления, системы разработки, технологии	Техническое обеспечение
Участки (запасы) в плотных коллекторах ниже кондиционных значений в I стадии разработки	Освоение запасов выделенных в самостоятельный объект разработки, интенсивное наращивание добычи нефти за счет бурения нагнетательных РГС, при необходимости добывающих РГС, площадные системы, МУНы I поколения (ГРП, волновые, ЛГРП, возможно, газовые), заводнение пластовой воды с пластовой температурой	Индивидуальные малопроизводительные насосы высокого давления с регулируемой производительностью; перепуск пластовой воды из нижележащих водоносных пластов разреза
Участки (запасы) в низкопроницаемых и высокопродуктивных глинистых коллекторах во II стадии разработки	Обеспечение и сохранение максимума добычи нефти за счет выделения коллекторов в самостоятельный объект, завершение освоения проектной системы воздействия: технология КТРТК, МУНы и ОПЗ I поколения (ГРП, ЛГРП, ГС, МЗС, волновые, химические), заводнение пластовой или сточной водой с сохранением температуры	Индивидуальные насосы высокого давления, бурение ГС, МЗС, специальная водоподготовка для закачки воды
Участки (запасы) в III стадии интенсивного падения добычи	Цель – добывать больше нефти, меньше воды, разукрупнение эксплуатационных объектов, УСС, бурение нагнетательных РГС для раздельного воздействия на пласты, массивированного внедрения МУН второго поколения (химические, физические, микробиологические, волновые, комплексные), внедрение АСКУ-ВП, КЭС, БДН	Имеющееся техническое оснащение разработки, АСКУ-ВП, МУНы II поколения, КЭС, БДН, перфорационно-депрессионные методы, современные технологии ГБ
Участки (запасы) в IV (поздней) стадии разработки	Стабилизация и рост добычи нефти за счет интенсивной выработки пластов за счет внедрения АСКУ-ВП, массивированного применения МУН третьего и более высоких поколений с переходом на ФОЖ в нестационарном, импульсном режиме работы скважин с регулярными паузами на перфорирование залежи	Высокопроизводительные насосы для добычи жидкости, КЭС и БДН, оборудовать АСКУ-ВП, МУНы для высокообводненных участков (В – до 98-99%)

Табл. 1

В старых нефтедобывающих районах, к которым, в первую очередь, относятся месторождения Волго-Уральской НГП, основные месторождения разбурены достаточно плотными сетками скважин. Большинство из них находятся в поздней стадии разработки. Но здесь большие возможности для вовлечения в активную разработку невырабатываемых существующими системами разработки запасов и еще большие возможности добычи нефти из остаточных нефтей выработанных участков. На многообъектном многопластовом Ромашкинском месторождении, несмотря на более чем 70-летнюю разработку, до сих пор не работают менее проницаемые пласты и пропластки и ранее признанные некондиционными пласты на большой территории. Их разработка возможна с применением боковых горизонтальных стволов (БГС) и новых технологий воздействия.

В настоящее время эффективность бурения БГС в условиях Ромашкинского месторождения низкая из-за нерешенности ряда технико-технологических проблем, но перспективы их применения весьма большие.

Проведенный анализ показал (Муслимов, 2014), что сегодня после длительной разработки на этом месторождении одновременно имеются участки всех четырех стадий разработки. Стратегия их дальнейшей эксплуатации приведена в табл. 1.

Применение БГС позволит обеспечить разработку слабопроницаемых пластов из участков II стадии разработки, проведение ОПР по выработке плотных пластов – из участков I стадии. Бурение БГС на длительно эксплуатируемых месторождениях (особенно в системном

варианте) будет способствовать увеличению нефтеотдачи сверх проектного уровня, а на малоэффективных многопластовых месторождениях с ТЗН – приросту геологических и извлекаемых запасов нефти. Здесь речь идет о традиционных залежах нефти.

Кроме того, последними работами на действующих особенно крупнейших месторождениях в разрезе как эксплуатируемых объектов, так и вне их прогнозируется наличие нефти в так называемых плотных породах или полукolleкторах (Морозов и др., 2016). Результатом проведенной В.П. Морозовым и др. работы стало обоснование наличия среди изученных разрезов плотных нефтенасыщенных карбонатных пород, обладающих потенциальной промышленной нефтеносностью.

Таким образом, изученные по керновому материалу разрезы нижнего и среднего карбона показывают, что среди карбонатных пород по степени нефтенасыщенности можно выделить:

- нефтенасыщенные породы
- плотные без признаков нефти породы;
- плотные нефтенасыщенные породы, промежуточные между ними (породы-коллекторы).

Бурение БГС будет необходимо для определения наличия и потенциальных возможностей таких коллекторов путем проведения ОПР по извлечению нефти на эксплуатируемых месторождениях РТ. После оценки возможной продуктивности плотных пород разреза на действующих и новых месторождениях с помощью БГС появятся возможности проектирования их освоения с применением систем разработки с ГС. Во всех случаях освоения запасов нефти

в малопроницаемых коллекторах в традиционных залежах и плотных пластах в нетрадиционных залежах после бурения БГС и ГС основным элементом системы разработки остается внедрение ГРП. Из отечественных НК в вопросах использования ГРП как важнейшего элемента разработки наиболее продвинулось ОАО «Сургутнефтегаз». Там ГРП активно проводится с 1993 г. (Мальшев и др., 2004).

Основой успешного массового применения ГРП является выбор объектов и активное освоение передового отечественного и зарубежного опыта, а также максимальная адаптация технологии его проведения к горно-геологическим условиям выбранных объектов. Объекты выбираются на основе обобщенных критериев, учитывающих особенности геологического строения пласта, текущее состояние его разработки и технологические возможности ГРП. Для совершенствования критериев выбора объектов проведения ГРП осуществляется постоянный мониторинг эксплуатации всех скважин с ГРП и окружающих скважин. В пластах большой мощности применяется поэтапный (поинтервальный) или селективный ГРП с различными схемами разобщения продуктивных интервалов.

Газонефтяные зоны с разделяющими экранами толщиной менее 4 м традиционно не рассматриваются как объекты для ГРП, поскольку при его проведении в процессе развития трещины высока вероятность нарушения целостности экранов и появления межпластовых перетоков. На таких объектах в ОАО «Сургутнефтегаз» успешно применяется технология экраноустанавливающего ГРП, основанная на включении в состав технологической жидкости композиции, заполняющей периферийные зоны создаваемой трещины и предотвращающей поступление воды. Результаты более 70 выполненных работ показали, что успешность таких ГРП превышает 70%, а средняя ожидаемая дополнительная добыча нефти составляет 7,5 тыс. т.

В ОАО «Сургутнефтегаз» ГРП используется как система рентабельной разработки ТЗН. Наиболее эффективным видом воздействия на юрские и ачимовские отложения является проведение большеобъемных ГРП, позволяющих за счет закачки большого количества проппанта (50-80 т) создать протяженную, высокопроводящую трещину, охватывающую всю продуктивную толщину низкопроницаемых, высокорасчлененных пластов. В результате разблокируются тупиковые и застойные зоны пласта, резко увеличиваются коэффициент охвата его воздействием, скорость дренирования, уменьшается остаточная нефтенасыщенность и значительно повышается нефтеотдача. Опыт проведения таких ГРП в пластах ачимовских и юрских отложений Быстринского месторождения показал, что с увеличением количества проппанта возрастает кратность прироста дебита скважин, и его значения приближаются к соответствующим значениям, полученным для скважин с пологими и горизонтальными стволами, вскрывающими объекты сходного строения. Иногда это приводит к тому, что скважины из категории малопродуктивных переходят в категорию среднепродуктивных. В результате добыча из объекта в целом становится рентабельной.

На Приобском месторождении, где без проведения ГРП большая часть скважин имеет очень низкие дебиты (до 5 т/сут), ГРП увеличивает их до 35-40 т/сут и более.

Расчеты проектантов показали, что без ГРП КИН по основным залежам составил бы 0,23, а с ГРП можно получить 0,33. А по ряду месторождений Западной Сибири ГРП применяется с самого начала ввода скважин в эксплуатацию. По таким месторождениям весьма осложняется задача определения технологической эффективности ГРП из-за отсутствия базы сравнения. Для этого приходится прибегать к анализу дебитов до ГРП по скважинам соседних месторождений по геологическому строению похожих на изучаемое месторождение.

В высокопроницаемых пластах ГРП не может рассматриваться как метод повышения нефтеотдачи. В этом случае это метод ускорения извлечения проектного количества нефти. Причем, в определенных геологических условиях это ускорение может привести к существенному снижению нефтеотдачи. Механизм этого явления довольно прост. Создавая дополнительные трещины в высокопроницаемых пластах повышается природная неоднородность коллектора, что приводит к усилению процессов неравномерного продвижения закачиваемых вод, преждевременному обводнению скважин по искусственно созданным трещинам до предельного значения, в связи с чем приходится отключать из разработки скважины и оставлению запасов нефти в значительном, неохваченном заводнением объеме пласта. В ряде случаев этот процесс в начале визуально менее заметен, и может проявиться на поздней стадии разработки участка. А в некоторых случаях этот процесс проявляется сразу. Так, на Верхнеколик-Еганском месторождении проведение ГРП на 44 скважинах залежи пласта объекта Ю12-3 привело к резкому росту обводнения. Обводненность резко возросла с 21,8 до 48,6%. Хотя экономически проведение ГРП даже в этих условиях оказалось достаточно эффективным, и вроде бы ГРП применяли на слабопроницаемом объекте (по имеющимся данным проницаемость пласта составляла 0,077 мкм<sup>2</sup>). Но, видимо, эти значения занижены, о чем свидетельствуют данные эксплуатации скважин: высокие дебиты до ГРП (30-70 т/сут), замеченные факты влияния ГРП на дебиты соседних скважин при расстоянии между ними около 400 м. В достаточной мере усугублению отрицательного влияния ГРП на выработку запасов нефти способствовала нерегулируемая разработка залежи пласта – стационарная закачка больших объемов воды без ее регулирования.

При более грамотном подходе к применению ГРП этот метод может давать положительные результаты. Так ГРП по объекту БС10 Южно-Ягунского месторождения позволил увеличить дебиты нефти в 3-4 раза при том, что обводненность либо осталась на прежнем уровне, либо даже понизилась.

В РТ эффективность ГРП невысокая, дополнительная добыча нефти на скважину составляет всего около 3 т/сут. Это объясняется в основном геологическими условиями (истощенностью основных месторождений, низкой продуктивностью мелких залежей). Но здесь необходимо указать на неудовлетворительный подбор скважин и геологический контроль за производством работ. Достаточно сказать, что прирост дебита до 1 т/сут. получен в 30% скважин, а от 1 до 3 т/сут – в 34% скважин, и только 36% обработанных скважин оказались достаточно эффективными (прирост составил от 3 до 10 т/сут).

Но при более грамотном подходе к применению ГРП даже на достаточно истощенных объектах на поздней стадии разработки достигаются хорошие результаты. Так в НГДУ Альметьевнефть на Ромашкинском месторождении прирост среднесуточного дебита по песчаным коллекторам составил в среднем за 6 лет – 4,6 т/сут., а по глинистым – 2,1 т/сут., т.е. получен кратный прирост дебитов.

При этом рост коэффициента продуктивности составил по слабопроницаемым коллекторам в 2,9 раз, глинистым – 3,3, высокопродуктивным – 3,2, в среднем – 3,2. Более низкие значения прироста дебитов (около 2) объясняются нереализованностью потенциала добычи из-за отсутствия должного внимания к совершенствованию системы поддержания пластового давления (ППД). То же самое можно сказать и о площадном применении ГРП на 2 блоке Миннибаевской площади, когда увеличение добычи произошло максимально в 1,5 раза – это мало из-за некомплексного подхода. Однако для поздней стадии даже такой результат можно считать приемлемым (Гумаров и др., 2012).

Следовательно, резервы повышения эффективности ГРП в РТ есть. Но они будут еще больше при комплексировании ГРП с волновыми методами по технологии, разработанной под руководством акад. Р.Ф. Ганиева (Ганиев, 1998).

Даже на геологически более сложных (чем в ПАО «Татнефть») условиях месторождений МНК получают увеличение добычи нефти в среднем 3 т/сут, а в некоторых МНК – до 4 т/сут. При общих средних дебитах около 2,5-3 т/сут такой эффект можно считать высоким.

Значения проницаемости для отнесения коллекторов к слабопроницаемым должны определяться по каждому месторождению на основании ОПР по характеру выработки пластов. Но для определения возможности использования ГРП для выработки таких коллекторов недостаточно только знание значений проницаемости, нужно знать условия залегания и гидродинамику залежей нефти. Так, слабопроницаемые, весьма расчлененные коллектора ачимовской толщи в Зап. Сибири содержат трудноизвлекаемые запасы нефти. Здесь отдельные пласты в скважинах плохо коррелируются между собой. Однако, опыт применения ГРП показывает высокую эффективность. Очевидно, это объясняется гидродинамической связью этих пластов между собой из-за влияния трещиноватости.

Наоборот, на Ромашкинском месторождении слабопроницаемые пласты горизонтов  $D_1, D_0$  характеризуются весьма малой расчлененностью, хотя достаточно хорошо коррелируются между собой, чем ачимовские отложения Западной Сибири. Однако ГРП здесь не дает положительных результатов из-за низких пластовых давлений.

Исходя из изложенного можно говорить, что ГРП в ачимовской толще является типичным высокоэффективных МУН, а на слабопроницаемых коллекторах Ромашкинского месторождения без организации системы ППД он не эффективен.

В наиболее сложных условиях (нетрадиционные коллектора баженовских отложений) ОАО «Сургутнефтегаз», основываясь на мировом опыте, проводит работы по проведению ГРП в горизонтальных скважинах, а также в боковых стволах с горизонтальным забоем. Опыт показал, что существующее оборудование для проведения

ГРП можно использовать в горизонтальных скважинах – создание трещины увеличивает зону эффективного дренирования пласта.

Метод ГРП может оказаться единственным востребованным методом при разработке залежей нефти в сланцевых и им подобных породах и, в целом, в плотных породах с проницаемостью 1 мда и ниже. Без этого метода эксплуатация таких залежей в настоящее время даже не обсуждается. После ГРП можно применять и другие МУН.

В качестве какой-то альтернативы ГРП сегодня можно считать локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП), созданный в КБ-Авангард. Он связан с использованием зарядов ЗГРП-01 -1 на основе ракетного баллистического топлива, при сгорании которого выделяются пороховые газы. Они оказывают высокоэнергетическое импульсное воздействие, что приводит к созданию в призабойной зоне пласта трещин, очистке от отложений парафина, асфальто-смолистых веществ, продуктов химических реакций, разрушения загрязненной в процессе бурения ПЗП, областей кольматации, фазовых, водонефтяных и гидродинамических барьеров. ЛГРП не нуждается в закреплении трещин пропантом, гораздо дешевле классического ГРП (в 6-10 раз) и может применяться на отдельных участках эксплуатируемых месторождений с ТЗН и особенно в условиях загрязненных призабойных зон скважин. Такие же задачи могут выполнять генераторы колебаний для обработки скважин под разными названиями, как, например, СГК (скважинные гидродинамические генераторы колебаний).

Гидромеханические волновые технологии нового поколения в настоящее время объединяют одну из новых и перспективных областей техники и технологии, разработанных впервые в мире в Научном центре нелинейной волновой механики и технологии (акад. Р.Ф. Ганиев). Испытания и сравнения этой технологии с классическим ГРП проведено авторами в Калифорнии. Показано, что такая же эффективность достигается как при ГРП, но гораздо меньшими затратами.

В РТ в конце прошлого столетия применялись почти все принятые в мире МУН и стимуляции скважин. Всего прошло апробацию около 250 различных технологий МУН и ОПЗ по 30 базовым методам. В настоящее время для промышленного внедрения используются немногим более 30 технологий. Здесь основная задача – обеспечить выбор наиболее эффективных МУН и ОПЗ наилучшим образом подходящих к конкретным геолого-физическим параметрам залежей, исходя из условий эффективного применения конкретных МУН и их потенциальных возможностей (Табл. 2).

Это позволит опробовать систему воздействия на пласт наиболее адекватную природным особенностям геологического строения залежи. Но все это должно делаться после выбора оптимальных плотностей сеток скважин (ПСС) и эксплуатационных объектов оптимальных размеров, обеспечивающих более полное дренирование объекта разработки. Это фундаментальные положения, к которым можно отнести и базовые положения контроля и регулирования, отработанные на месторождениях за последние 50-70 лет. А все остальное (ГС, РГС, МЗС, БЗС, ОРЭ, МУН, ОПЗ и др.) инструменты рациональной выработки запасов углеводородов.

Рабочий агент	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента
Вода+газ	5-10	Горизонтальное разделение. Снижение продуктивности
Полимеры	5-8	Соленость воды и паласта. Снижение продуктивности
Щелочи	2-8	Активность нефти
Мицеллярные растворы	до 8	Сложность технологии. Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Газовые МУН	8-15 (КИН для закачки CO <sub>2</sub> может расти до 55-60%)	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы
Пар	15-35	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы
Воздух+вода (ВГ)	15-30	Осложнения при иницировании. Низкий охват горением. Технические проблемы. Неудовлетворительная охрана окружающей среды
Системы разработки с ГС	20-30	Детальное изучение особенностей геологического строения
Новейшие физико-химические МУН	8	Достаточная приемистость нагнетательных и проницаемость в добывающих скважинах

Табл. 2

Интересы государства в части наполнения бюджета носят «более краткосрочный» характер по сравнению с «долговременными» интересами общества. Для недропользователя нужна высокая прибыль и более быстрая окупаемость затрат, а для народа – длительные поступления от эксплуатации месторождения (большой КИН). Следовательно, в целом нужна оптимизация добычи и максимизация КИН. Это должно решаться на стадии проектирования и экспертизы документов на разработку месторождения на принципах рациональности (Муслимов, 2016б).

## Литература

Ганиев Р.Ф. Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе. Передовые технологии на пороге XXI века. М.: НИЦ Инженер. 1998.

Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Романов А.Р. О ходе развития процессов регулирования нефтеизвлечения на поздней стадии разработки. *Сборник докладов III-й научно-практической конференции, посвященной памяти Н.Н. Лисовского*. Альметьевск. 2012.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*. 2006. №1. С. 34-41

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2009. 484 с.

Закиров С.Н., Муслимов Р.Х., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Кимельман С.А., Аникеев Д.П., Лобанова О.А. Критерии эффективности и рациональности в нефтегазовом недропользовании. *Нефтяное хозяйство*. 2016. №3. С. 74-77.

Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М.: Недра. 1976.

Крюков В.А. Добыча углеводородов – современные знания о технологии. *ЭКО*. 2013. № 8. С.4.

Мальшев А.Г., Мальшев Г.А., Кочетков Л.М. и др. Состояние и совершенствование работ по проведению гидроразрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». *Нефтяное хозяйство*. 2004. №2. С. 38-42.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Ескин А.А., Муслимов Р.Х., Шакиров А.Н. Карбонатные породы Волго-Уральского региона как нетрадиционные коллекторы нефти. Мат. Межд. научно-практической конф. «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений». Казань: Ихлас. 2016. Т.1. С. 147-151.

Муслимов Р.Х. Фундаментальные проблемы развития нефтяной отрасли. *Нефтяное хозяйство*. 2017. №1. С. 6-11.

Муслимов Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? *Георесурсы*. 2016а. Т. 18. № 2. С. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

Муслимов Р.Х. Модернизация нефтяной отрасли России на путях инноваций и общемировых тенденций. *Георесурсы*. 2016б. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 246-255. DOI: 10.18599/grs.18.4.1

Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *Георесурсы*. 2016в. Т. 18. № 3. Ч. 1. С.146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

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

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее. Казань: ФЭН. 2012. 664 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Д. Морариу. Нефть газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ». 2014. 323 с.

Zakirov, S.N, Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. Paper SPE 37085. *International Conference on Horizontal Well Technology*. Calgary. 1996.

## Сведения об авторе

*Ренат Халиуллович Муслимов* – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5  
Тел: +7 843 2337384, e-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 05.06.2017;

Принята к публикации 14.07.2017;

Опубликована 30.08.2017

# Solving the Fundamental Problems of the Russian Oil Industry is the Basis for a Large-Scale Transition to Innovative Development

R.Kh. Muslimov

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

**Abstract.** The powerful technical progress in the West in studying and developing deposits of unconventional hydrocarbons has a great influence on increasing the efficiency of conventional oil and gas deposits. Based on the foundation of modern oil science, it is necessary to calculate reserves and carry out design taking into account geological, off-balance and recoverable reserves. The necessity is substantiated of an innovative approach for the whole chain of hydrocarbon fields exploration and development, the new ideology of construction of geological and hydrodynamic models, the transition to a new level of calculation of development indicators and the oil recovery factor. Particular attention is paid to the improvement of development systems based on various categories of horizontal and multi-hole wells and the application of various fracturing technologies in hard-to-recover oil reserves and tight reservoirs, the selection of new technologies, and pilot commercial development in the field.

**Keywords:** reserves, tight rocks, hard-to-recover oil reserves, unconventional oil deposits, oil recovery factor, EOR, hydraulic fracturing, horizontal and multistage wells

**For citation:** Muslimov R.Kh. Solving the Fundamental Problems of the Russian Oil Industry is the Basis for a Large-Scale Transition to Innovative Development. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 151-158. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.1>

## References

- Ganiev R.F. Problems and prospects of wave machine building and wave technology in the fuel and energy complex. Advanced technologies on the threshold of the XXI century. Moscow: NITs Inzhener. 1998.
- Gumarov N.F., Ganiev B.G., Romanov A.R. On the development of oil recovery control processes at a late stage of development. *Sbornik dokladov III-i nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi pamyati N.N. Lisovskogo* [III Sci. and Pract. Conf., dedicated to the N.N. Lisovsky: Collected papers]. Almet'yevsk. 2012.
- Ivanova M.M. Dinamika dobychi nefi iz zalezhei [Dynamics of oil production]. Moscow: Nedra. 1976.
- Kryukov V.A. Up-to-date knowledge and technologies for hydrocarbon production. *ECO*. 2013. No. 8. P. 4.
- Malyshev A.G., Malyshev G.A., Kochetkov L.M. et al. Current state and improvement of works on hydraulic fracturing at the fields of OJSC «Surgutneftegas». *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2004. No.2. Pp. 38-42.
- Morozov V.P., Korolev E.A., Kol'chugin A.N., Eskin A.A., Muslimov R.Kh., Shakirov A.N. Carbonate rocks of the Volga-Ural region as unconventional oil reservoirs. *Mat. Mezhd. nauchno-prakticheskoi konf.*

«Innovatsii v razvedke i razrabotke nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii» [Proc. Int. Sci. and Pract. conf. «Innovations in the exploration and development of oil and gas fields». Kazan: Ikhlas. 2016. V.1. Pp. 147-151.

Muslimov R.Kh. Fundamental problems of the oil industry. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2017. No.1. Pp. 6-11.

R.Kh. Muslimov The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas - Movement Onward or Backward? *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

Muslimov R.Kh. Modernization of the Russian Oil Industry on the Way for Innovations and Global Trends. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 1. Pp. 246-255. DOI: 10.18599/grs.18.4.1

R.Kh. Muslimov. Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 146-153. DOI: 10.18599/grs.18.3.1

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budeshee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil recovery: past, present, future]. 2 Ed. Kazan: Fen Publ. 2014. 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. Oil recovery: past, present, future. Kazan: FEN. 2012. 664 p.

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.A., D. Morariu. Neft' gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch – rezerv syr'evoi bazy uglevodorodov Rossii [Oil and Gas of Low-Permeability Shale Beds as a Reserve of Hydrocarbon Raw Materials Base in Russia]. St.Petersburg: VNIGRI. 2014. 323 p.

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M. New ideas in 3D geological and hydrodynamic modeling. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2006. No.1. Pp. 34-41.

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S. et al. New principles and technologies of oil and gas fields development. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika». 2009. 484 p.

Zakirov S.N., Muslimov R.Kh., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Kimelman S.A., Anikeev D.P., Lobanova O.A. Criteria of efficiency and rationality in oil and gas subsurface management. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2016. No.3. Pp. 74-77.

Zakirov, S.N., Zakirov, E.S. Pseudo Horizontal Wells: Alternative to Horizontal and Vertical Wells. Paper SPE 37085. *International Conference on Horizontal Well Technology*. Calgary. 1996.

## 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  
Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5  
Tel: +7 843 2337384, e-mail: [davkaeva@mail.ru](mailto:davkaeva@mail.ru)

Manuscript received 5 June 2017;  
Accepted 14 July 2017;  
Published 30 June 2017