



Р.Х. Муслимов
д-р геол.-мин. наук
Казанский (Приволжский) федеральный
университет
профессор кафедры Геологии нефти и газа
академик АН РТ, РАЕН и АГН

Из опыта Республики Татарстан по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр

¹Россия, 420008, Республика Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, 18.

Автор приводит краткую историю открытия нефтяных месторождений в Республике Татарстан, непрерывного наращивания запасов за счет совершенствования прогноза и направлений геологоразведочных работ в различных геологических условиях, методов поисков, разведки, доразведки и разработки месторождений. Акцентируется внимание на высокоэффективных гидродинамических методах разработки и особенно внутриконтурного заводнения. На примере супергигантского Ромашкинского месторождения показывается эффективность гидродинамических, третичных и четвертичных (извлечение остаточной нефти) методов. Дается прогноз длительной стабилизации добычи нефти за счет непрерывного обеспечения воспроизводства запасов и повышения КИН

Ключевые слова: геологоразведочные работы; нефтепоисковые работы; запасы нефти; высоковязкие нефти; природные битумы; внутриконтурное заводнение; гидродинамические методы разработки; методы увеличения нефтеотдачи; нетрадиционные залежи нефти

Республика Татарстан сегодня входит в число регионов с длительной славной историей добычи нефти. Поэтому опыт рационального освоения ресурсов углеводородов и продления активной эксплуатации нефтяных месторождений на благо ныне живущих и будущих поколений жителей республики заслуживает пристального внимания и может стать примером для подражания.

За время освоения нефтяных месторождений в Татарстане добыто около 1,4 млрд т нефти и более 110 млрд м³ попутного газа, накоплен огромный материал по геологии, нефтеносности, разведке и разработке нефтяных месторождений, изучены особенности геологического строения недр, оценены перспективы различных литолого-стратиграфических комплексов разреза, установлены основные закономерности размещения и формирования залежей нефти, определены промышленные, перспективные и прогнозные запасы нефти и битумов, созданы научные основы рациональной разработки нефтяных месторождений.

История поисков и разведки нефти на территории Республики Татарстан тесно связана с развитием нефтепоисковых работ в районах Поволжья, и ее можно разделить на пять этапов (стадий), различавшихся методикой и техникой работ, эффективностью исследований и конечными геологическими результатами [1].

Первый этап (1703–1929 гг.) был наиболее длительным. Для него характерны: изучение поверхностных проявлений нефти, первый опыт ее добычи на естественных обнажениях битуминозных пород и попытки найти промышленную нефть в пермских отложениях. Геологические исследования вначале носили рекогносцировочный и экспедиционный характер.

Второй этап (1930–1943 гг.) истории нефтепоисковых исследований в Татарстане ознаменовался созданием научных основ геологоразведочных работ, поисками нефти в пермском комплексе. Этап завершился открытием промышленной нефти в каменноугольных отложениях на Шугуровском поднятии.

Здесь был получен и приток нефти дебитом 15 т/сут из отложений среднего карбона. Затем в 1945 г. был получен приток с дебитом 75 т/сут из отложений нижнего карбона. Тогда геологи еще не поняли, что в Шугурах было открыто супергигантское нефтяное месторождение – Ромашкинское. Поэтому официальной датой открытия этого месторождения считался 1948 г., когда из отложений терригенного девона в скв. 3 был получен фонтан нефти с дебитом 120 т/сут. Разведка Ромашкинского месторождения длилась 50 лет – оно было оконтурено,

на нем были разведаны основные нефтеносные горизонты.

В том же 1943 г. было открыто другое крупное месторождение – Бавлинское. Здесь в скв. 1 первоначально из верхних горизонтов был получен приток дебитом 8 т/сут. Затем, после углубления на девон этой скважины – приток более 300 т/сут.

Примечательно, что это произошло в суровые годы Великой Отечественной войны СССР против фашистской Германии. Война явилась мощным импульсом для развития нефтедобычи в Татарстане.

К началу 1950-х гг. по разведанным запасам нефти Татарстан занял ведущее место в стране.

Третий этап (1944–1971 гг.) геологических исследований оказался исключительно плодотворным и успешным периодом ГРП.

Использование новых методических приемов поисков и разведки, направленных главным образом на изучение нефтеносности девонских терригенных отложений, и дифференцированный подход к разбурированию площадей обеспечили исключительно высокую эффективность работ. В течение третьего этапа открыто большинство месторождений Татарстана, выявлено около 90% общего объема промышленных запасов нефти, установлены черты геологического строения и дана принципиальная оценка нефтеносности всей территории, включая запад республики. В результате создана мощная ресурсная база нефтедобывающего комплекса и обеспечена возможность быстрого наращивания добычи нефти благодаря ускоренному освоению крупных месторождений.

Однако с позиций геологической эффективности заключительный период третьего этапа отличался чередованием относительных успехов и неудач. Геологоразведочные работы на западе республики показали отсутствие промышленных скоплений нефти. Большие объемы бурения, выполненные в процессе интенсивной разведки площадей на востоке Татарстана, позволили прийти к заключению, что возможности открытия крупных и значительных по запасам месторождений в девонских терригенных отложениях себя уже исчерпали. В связи с усложнением условий поисков и разведки месторождений темпы подготовки новых запасов нефти заметно снизились.

В результате прирост запасов нефти по объединению «Татнефть» составил всего 5 млн т при годовой добыче более 100 млн т. Это была катастрофа. Тогда геологи «Татнефти» коренным образом творчески пересмотрели направления, объекты и методику геологоразведочных работ (ГРП). Были полностью исключены из числа

нефтепоисковых направлений западные мало-перспективные районы республики, а основной курс взят на изучение нефтеносности карбона путем детального картирования перспективных площадей структурным бурением, ускоренную подготовку этим методом большого числа поднятий с последующим бурением в сводах структур поисковых скважин.

С переходом на метод общей глубинной точки (МОГТ) значительно возросла эффективность сейсморазведки. Сочетание структурного бурения и сейсморазведки повысило качество подготовки площадей под глубокую разведку каменноугольных отложений. Повсеместный переход на картирование поднятий по сгущенной сети структурных скважин и сейсмических профилей МОГТ обеспечил выдающийся успех нефтепоисковых работ.

Научной основой новой методики промышленной разведки стала совокупность идей о формировании некомпенсированных прогибов и рифогенных структур Камско-Кинельской системы, широко распространенных на территории Татарстана.

В начале 70-х годов прошлого столетия группой геологов, геофизиков была создана высокоэффективная методика доразведки эксплуатируемых месторождений, имеющая огромное значение для обеспечения воспроизводства запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. За счет внедрения этой методики обеспечивалось 20–25%, а в отдельные годы 30–40% всего прироста запасов по объединению «Татнефть».

Все эти меры позволили ускоренным путем выйти на простое, а затем и расширенное воспроизводство запасов нефти по республике. Все это произошло уже на **четвертом этапе** развития ГРП, который продолжается до настоящего времени.

Но объективные условия недр заставляют нас переходить к **пятому этапу** ГРП. На этой стадии наряду с поиском мелких и мельчайших месторождений с запасами от сотен тысяч тонн по специально разработанной методике, переоценки запасов эксплуатируемых месторождений и доразведки их осуществляется планомерный переход к поискам нетрадиционных залежей углеводородов (УВ): высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ) в пермских отложениях, поискам залежей нефти в плотных (так называемых сланцевых и им подобных пластах) как на эксплуатируемых месторождениях, так и за их пределами, на новых территориях. Такие работы в республике ведутся интенсивно по пермским отложениям (залежи ВВН) и по плотным (доманиковым и другим объектам).

Великая Отечественная война и необходимость ускоренного восстановления страны ярко показали острую необходимость ускоренных темпов развития нефтяной и газовой отраслей народного хозяйства,

В советское время нефть была всегда нужна, требовался ее непрерывный ежегодный рост: вначале для восстановления народного хозяйства, а затем и сохранения социалистического лагеря для нужд входящих в него стран восточной Европы, а также подпитки стран Азии и Африки, симпатизирующих идеям социализма. История показала, что такое использование нефти было фатальной ошибкой, и при резком падении цен на нефть в результате сговора США с Саудовской Аравией (как это показал Егор Гайдар в своей книге «Гибель империи») послужило толчком к развалу СССР...

Сегодня для России нефть и газ имеют, по существу, такое же большое значение как в годы войны, как в послевоенный период. Очевидно, это будет всегда. Хотя СМИ изобилуют публикациями иного характера. Раньше в СМИ модно было писать о скором исчерпании углеводородов. По их прогнозам полное исчерпание может произойти уже в течение ближайших десятилетий.

Но главный вывод нашего рассмотрения [1] обеспеченности потребностей населения земного шара в источниках энергии и, прежде всего, наиболее привычных и экономичных его видах – углеводородах состоит в том, что полное истощение потенциала ни в ближайшей перспективе, ни в более отдаленном будущем (сотни лет) нашей планете не грозит.

Далее новые месторождения углеводородов, очевидно, будут открываться в более сложных условиях (большие глубины бурения на суше и море, географически труднодоступные районы, сложные природно-климатические условия), а сами месторождения будут более сложными для освоения в связи с преобладанием в них труднооткрываемых и трудноизвлекаемых запасов.

В последние годы СМИ все чаще говорят о существенном снижении мировой потребности в УВ из-за развития производства возобновляемых источников энергии (ВИЭ), о так называемой «зеленой энергетике», а также о массовом переходе автомобилей на электродвигатели.

Конечно, ВИЭ нужно внедрять, и в первую очередь – в тех странах, где для этого имеются благоприятные условия, и здесь они могут иметь свою заметную нишу. Но нужно иметь в виду, что производство энергии от этих источников будет существенно дороже, чем от традиционных. Это естественно повлияет на удорожание про-

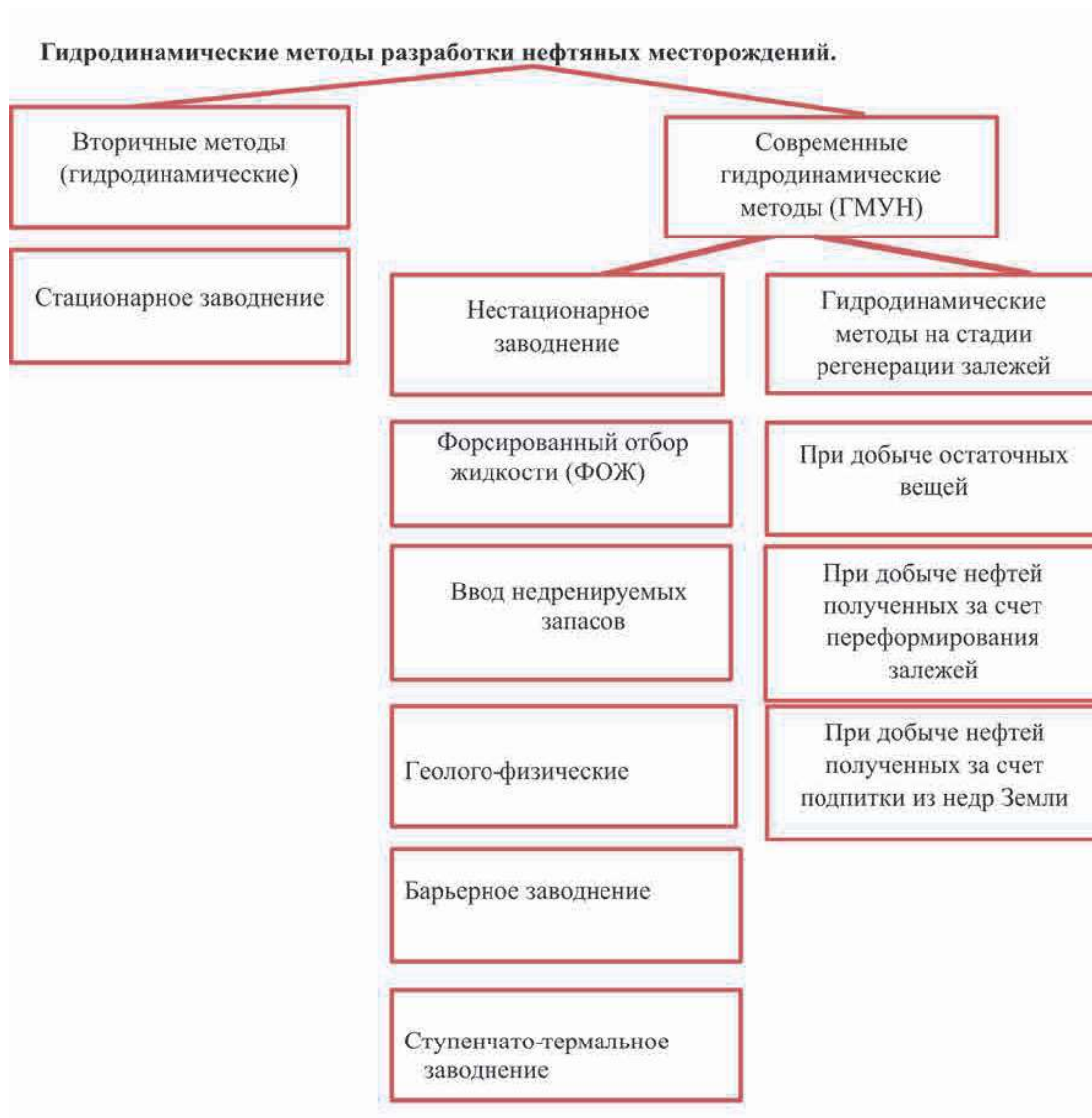


Рис. 1.
Классификация гидродинамических МУН (по Р.Х. Муслимову)

довольствия и других необходимых для жизни человека вещей. Об этом писалось в ряде работ. Роль этого вида энергии пока существенно ниже ранее заявляемой.

Что касается перехода автомобильного транспорта на электродвигатели – здесь достаточно своих проблем, и надо учесть, что для производства электроэнергии нужны первичные энергоресурсы. Традиционно к ним относятся нефть, газ, уголь. Производимая на их основе энергия будет дороже. Кроме того, нефть, газ, уголь нужны для целого ряда химических производств, которые неуклонно растут.

Западные страны, не имеющие достаточных ресурсов нефти и газа, всячески рекламируют ВИЭ. Они вынуждены широко использовать ВИЭ при необходимости конкурировать со страна-

ми, имеющими значительные резервы традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов. Появление проекта Греты Тумберг, очевидно, из этой серии пиар-акций. Россия в этих условиях должна защищать свои интересы, обосновывать и защищать свое конкурентное преимущество, заключающееся в наличии необходимого количества традиционных и нетрадиционных ресурсов УВ, а не идти на поводке правил и стандартов, применяемых в западных странах, не имеющих необходимых природных ресурсов УВ.

Наш вывод – только принципиально новые технологии бурения, разведки, добычи и использования первичных энергоресурсов планеты позволят обеспечить возрастающие потребности населения в условиях цивилизованной

торговли между странами и координации работ по их добыче на мировом уровне.

В связи с этим на примере Ромашкинского месторождения покажем возможности решения проблемы добычи и воспроизводства запасов нефти на длительный период.

С 1954 г. на девонской залежи супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения началось внедрение системы внутриконтурного заводнения, а в 1956 г. была утверждена первая Генеральная схема его разработки, которая явилась научным обоснованием применения внутриконтурного заводнения. В 1966–1968 гг. была составлена вторая, затем, в 1976–1978 гг., третья Генсхемы разработки этого месторождения, которые с учетом сложной истории их внедрения определяли основные принципы разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения.

Гидродинамические методы с начала их применения назывались вторичными. По мере их развития появилось понятие «современные» гидродинамические методы, затем – «третичные» и наконец – «четвертичные» методы увеличения нефтеотдачи (МУН) (*рис. 1*).

Затем их стали называть – «современные гидродинамические МУН». Хотя понятие МУН здесь не совсем уместно, но его пока оставили, потому что ряд нефтяных компаний эти новые гидродинамические МУН либо применяли в ограниченном количестве, либо не применяли вовсе [2].

Применение внутриконтурного заводнения с самого начала вызывало серьезные опасения и споры. Одни ученые и производственники (М.Ф. Мирчинк, В.С. Мелик-Пашаев и другие) опасались больших потерь нефти за счет преждевременного прорыва вод по наиболее проницаемым прослоям, особенно при высоких давлениях нагнетания (выше гидродинамического). Другие – Казанская школа во главе с профессором Н.Н. Непримеровым – обосновывали недопустимость закачки в пласт холодных поверхностных вод, приводящих к выпадению парафина и закупориванию межпоровых каналов пласта и его «склерозу». Третьи (профессор М.М. Саттаров) опасались создания худших условий для выработки заводненных пластов за счет «запечатывания» оставшихся запасов нефти закачанной водой. Затем появились исследования по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки (Р.Н. Дияшев), а позднее – данные по развивающимся в пластах деформациям из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации (М.Д. Белонин, Р.С. Сахигараев, В.И. Славин и другие) и изменению свойств остаточных нефтей в процессе

длительной разработки (Г.В. Романов, Л.М. Петрова, Т.А. Юсупова и другие) [3–6].

Все эти сомнения и опасения начали сбываться с промышленным внедрением новой технологии, и чем дальше, тем ощутимее проявились недостатки в разработке месторождений [7].

Применявшаяся в первоначальном виде технология внутриконтурного заводнения, предусматривающая стационарную закачку холодной пресной воды для выработки считавшимися однородными проницаемыми пластами путем поршневого вытеснения нефти, создания фронта нефтевытеснения разрезанием залежи на широкие полосы, столкнувшись с реальностью, потребовала кардинального совершенствования и доработки.

Сегодня признается, что спроектированная в 1953–1956 гг. в первой Генсхеме система разработки с современных позиций была малоинтенсивной (щадящей) и оставляла большие возможности для постоянного ее творческого совершенствования. Это успешно сделали специалисты «Татнефти», ТатНИПИнефти, специалисты и ученые ЦКР.

Проведенный нами анализ (1975–1979 гг.) [8] показал, что внедрение положений первой Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения позволило бы вовлечь в разработку 52% запасов и обеспечить конечную нефтеотдачу около 30%, второй Генсхемы, соответственно – 78 и 37%, третьей – около 90 и 47,5%. Следовательно, даже в третьей Генсхеме не достигалась утвержденная нефтеотдача – 53%. Эта задача была решена в четвертой Генсхеме разработки.

Основные принципы разработки Ромашкинского месторождения формировались при непрерывном совершенствовании техники и технологии разработки, творческом применении новейших методов контроля и регулирования процессов нефтевытеснения, широком проведении опытно-промышленных работ по поискам и отработке новых технологий повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, контроля и регулирования процессов разработки.

Разработкой Ромашкинского месторождения практически занималась вся страна – бывший СССР, и в первую очередь – ЦКР и Миннефтепром. В этом был залог успеха.

Постепенно мы перешли от малоэффективных, щадящих систем разработки (выделение чрезмерно крупных объектов разработки, редких сеток скважин, рядных широкополосных систем разрезания, высоких забойных давлений, преждевременного отключения из разработки скважин при сравнительно небольшой обвод-

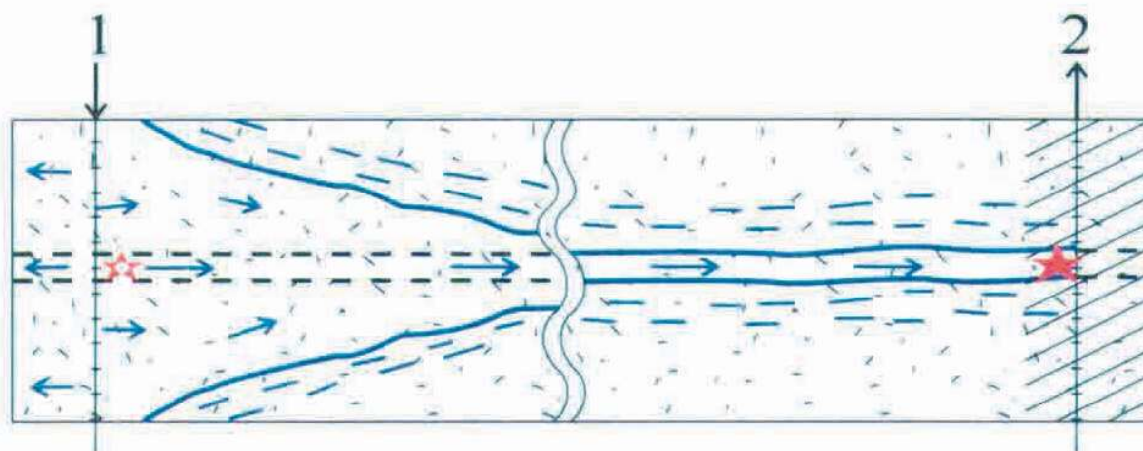


Рис. 2.
Схема разрушения породы (по И.А. Мустафину)

ненности) к современным системам (оптимальные размеры эксплуатационных объектов, плотности и размещения скважин, разукрупнение объектов и увеличение плотности сетки скважин, миниблочные, очагово-избирательные системы, при оптимизации давлений нагнетания и на забоях добывающих скважин, снижении обводненности за счет созданных эффективных методов контроля и регулирования процессов разработки)[9].

Всемирно известный профессор В.Н. Щелкачев, много сил и времени отдавший решению проблем разработки Ромашкинского месторождения, в одном из своих писем главному геологу «Татнефти» (в то время им был Р.Х. Муслимов) писал: «С большим трудом работникам “Татнефти” и ТатНИПИнефти удалось коренным образом перестроить систему разработки, устранив многие принципиальные ошибки упомянутой I Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения» и далее «...именно благодаря решительному изменению системы разработки, предусмотренной I Генсхемой, удалось достичь тех положительных результатов... Следует оговорить, что при перестройке системы разработки был сохранен важнейший принцип I Генсхемы: необходимость внедрения на Ромашкинском месторождении внутриконтурного заводнения». Затем свое отношение к этим вопросам он опубликовал в обширном труде [10].

Основные сложности в разработке месторождения нефтяниками преодолевались в течение 60 лет.

Освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Оно позволило коренным образом изменить

системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны [11].

Через 19 лет непрерывного падения добычи нефти с 103,7 млн т. в 1975 г. до 23 млн т в 1994 г. она снова вышла на уровень стабилизации и далее непрерывного роста до 32,5 млн т в год, причём этот рост ещё продолжается.

Расчеты показали, что если бы на этом месторождении были применены имевшиеся до этого методы разработки (на естественном природном режиме, без заводнения), то его эксплуатация потребовала бы 900 лет, бурения около 200 тыс. скважин, а нефтеотдача была бы не более 10%. В случае, если разработка Ромашкинского месторождения осуществлялась бы только с применением законтурного заводнения, то эксплуатация этого месторождения потребовала бы 300 лет, бурения 72 тыс. скважин, нефтеотдача при этом составила бы не более 30–35% [9].

Казалось, что после всего сделанного к концу двадцатого столетия критика метода внутриконтурного заводнения должна была исчерпаться.

Но это оказалось не так. Появились работы И.А. Мустафина [12, 13, 14], в которых автор на примере Ромашкинского и Самотлорского месторождений пытается доказать, что при современных системах разработки в результате применения интенсивных систем заводнения происходит вымывание породы, образование так называемых водосточных каналов (ВСК), что приводит к мифическому «разрушению структуры вмещающих отложений, последствия которого отображаются таким же ростом обводне-

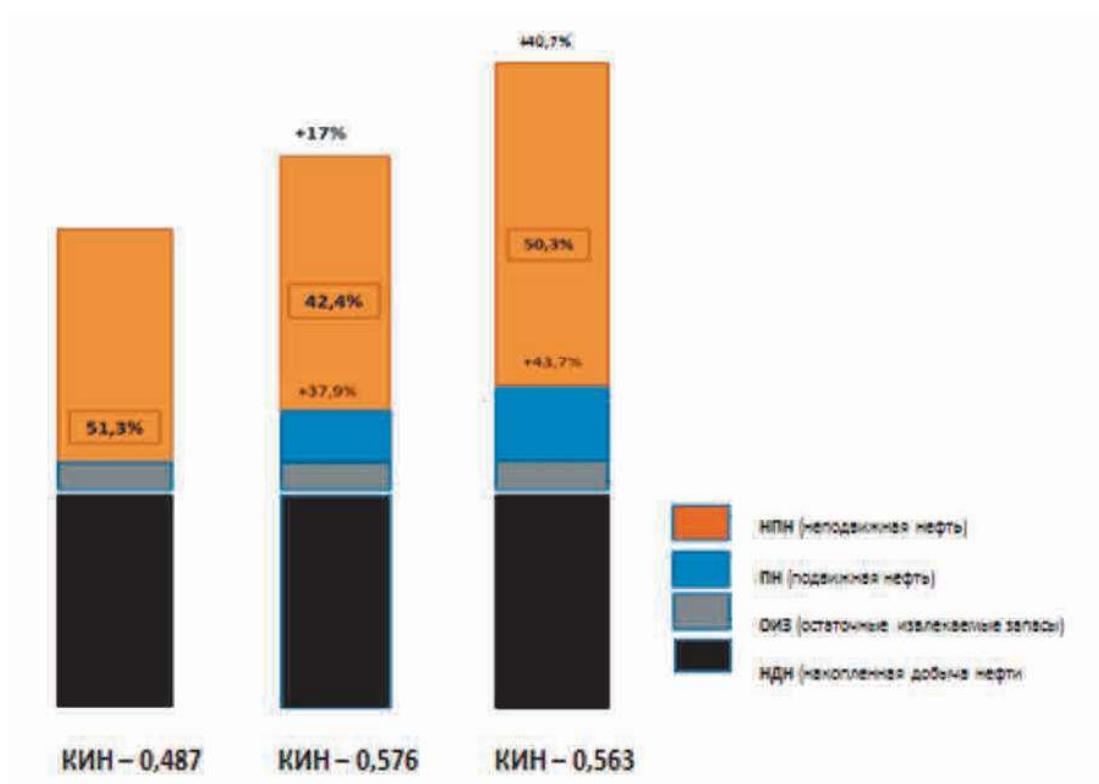


Рис. 3. Потенциальные ресурсы Ромашкинского нефтяного месторождения (с учетом новых геологических идей по Р.Х. Муслимову)

ния, сокращением объема добываемой нефти» (рис. 2).

Исходя из изложенного автор делает вывод о том, что для продолжения разработки месторождений гидродинамическим методом в оптимальном режиме и в соответствии с Законом РФ «О недрах» целесообразно выполнение предварительных геолого-технических мероприятий по восстановлению разрушенных объектов с последующим перепроектированием разработки.

В процессе разработки установлено, что фильтрация в основном происходит по естественным трещинам в породах, а не по искусственно созданным ВСК. При этом происходит естественное опережающее обводнение по высокопроницаемым, редко по сверхвысокопроницаемым (до десятков дарси) прослоям. Затем, как правило, охват заводнением по мощности продуктивного пласта постепенно увеличивается.

На Ромашкинском месторождении на поздней стадии, по существу, перешли на разные давления нагнетания воды в зависимости от проницаемости коллектора: до 100 атм. на устье скважин для высокопроницаемых пластов, до 130 атм. для менее проницаемых и до 160

атм. для слабопроницаемых пластов (так называемых алевролитов). Основным критерием являлось обеспечение приемистости пласта. Для освоения этих пластов проводились специальные ОПР по повышению давления нагнетания вплоть до горного. Считалось, что при этом мы обеспечим раскрытость естественных трещин и инициируем приемистость скважин. Но в дальнейшем от этой идеи пришлось отказаться, и проблему решили путем отдельной закачки облагороженной или пластовой и сточной воды при давлениях нагнетания около 120–150 атм. Это не учитывается в работе [13].

Проведенные в КФУ исследования показали, что фильтрационные процессы в нефтегазовых пластах регулируются именно наноразмерными явлениями [15].

Было установлено, что существенное влияние на КИН имеет тонкодисперсная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта – глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные окислы и сульфиды.

Об отсутствии разрушения пород продуктивного пласта при длительной его эксплуатации, влиянии этого процесса на преждевременное обводнение и связанное с этим снижение текущей добычи нефти, КИН, а следовательно, и тех-

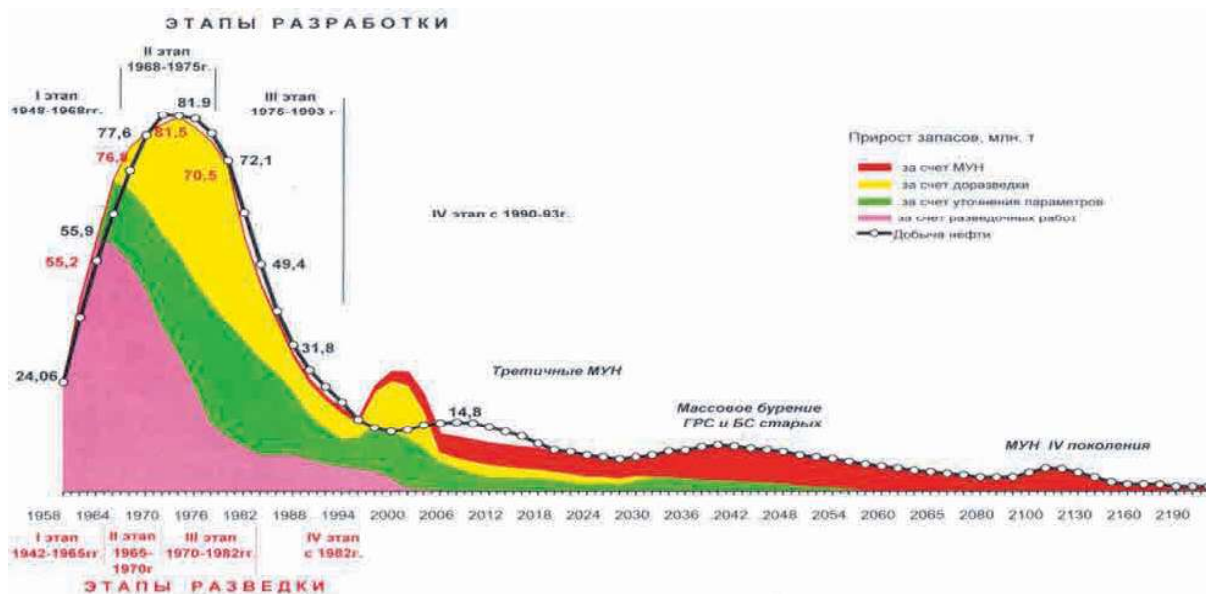


Рис. 4.
Разработка с учетом новой стратегии

нико-экономических показателей разработки свидетельствуют следующие факты.

1. Если бы процесс «разрушения» действительно протекал, мы видели бы продукты этого разрушения в виде выноса с жидкостью на поверхность части породы. Это были бы громадные объемы (сотни тысяч и миллионы тонн песка или других компонентов пласта), чего на промыслах не наблюдалось.

2. Добыча нефти при наличии такого процесса начала бы снижаться гораздо раньше (при отборе немногим более 30% НИЗ – начальных извлекаемых запасов нефти), чем наблюдалось по большинству месторождений, разрабатываемых с применением заводнения (обычно падение наступает после отбора 50–60% НИЗ).

3. В настоящее время на залежи горизонтов Д1Д0 Ромашкино отобрано более половины начальных балансовых запасов (НБЗ), почти достигнут проектный КИН, а прогнозируемый КИН составляет около 0,7. Для геологических условий Ромашкино это большое достижение. На самом из лучших по геологической характеристике месторождений мира – Восточный Техас в США прогнозируемый конечный КИН составляет 0,716. Для сравнения: по Ромашкино – проницаемость – для песчаников 527 мДа, алевалитов – 10–150 мДа, вязкость нефти 4,5 сПз; пласт Вудбайн месторождения Восточный Техас – 2500 мДа, вязкость 0,93 сПз [3].

4. Экономика эксплуатации по сравнению с разработкой месторождений на других режимах намного лучше. Об этом свидетельствует сравнение разработки месторождений бывшего

СССР и США. В основном за счет широкого применения гидродинамических методов бывший СССР обеспечил небывало высокие темпы и вышел на исключительно высокий уровень в мире – около 625 млн т в год, добывал в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США.

Каковы дальнейшие перспективы применения гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений РФ и Республики Татарстан? Они в России всегда были основным методом разработки и считались перспективными. Но эти перспективы раньше ограничивались во времени. Так, на Всесоюзном совещании в Москве (1968 г.) эти методы предусматривались в качестве основных на ближайший 20-летний срок. С тех пор прошло много лет. И сегодня есть основания полагать, что эти методы не утратят значения основных в течение всего XXI века.

Но этим не исчерпывается ресурсный потенциал Ромашкинского месторождения.

Существенно снизили кондиционные значения для наших отложений терригенного девона (от 30 до 1–0,1 мД) исследования В.М. Хусаинова [16], с привлечением новой технологии ТАВС (авторы – В.С. Афанасьев и С.В. Афанасьев) позволили обосновать новые кондиционные значения пород-коллекторов: пористость, проницаемость 1 мДа, содержания пелитовых и мелкоалевролитовых фракций не более 20% и провести переинтерпретацию ГИС по ряду площадей Ромашкинского месторождения.

Проведенная нами оценка новой системы разработки, построенной в соответствии с новой

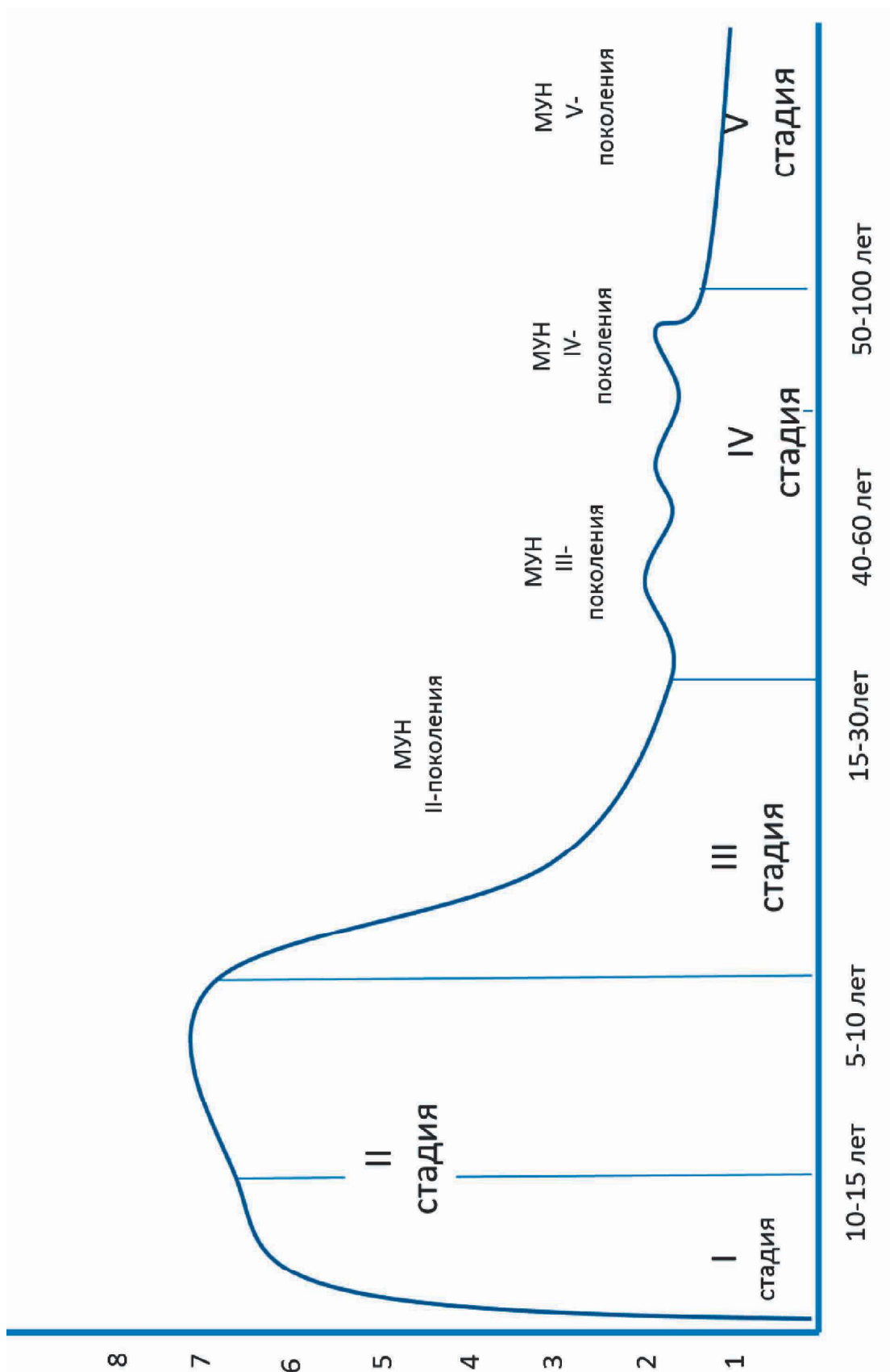


Рис. 5.
Стадии разработки эксплуатационного объекта (по Р.Х. Муслимову)

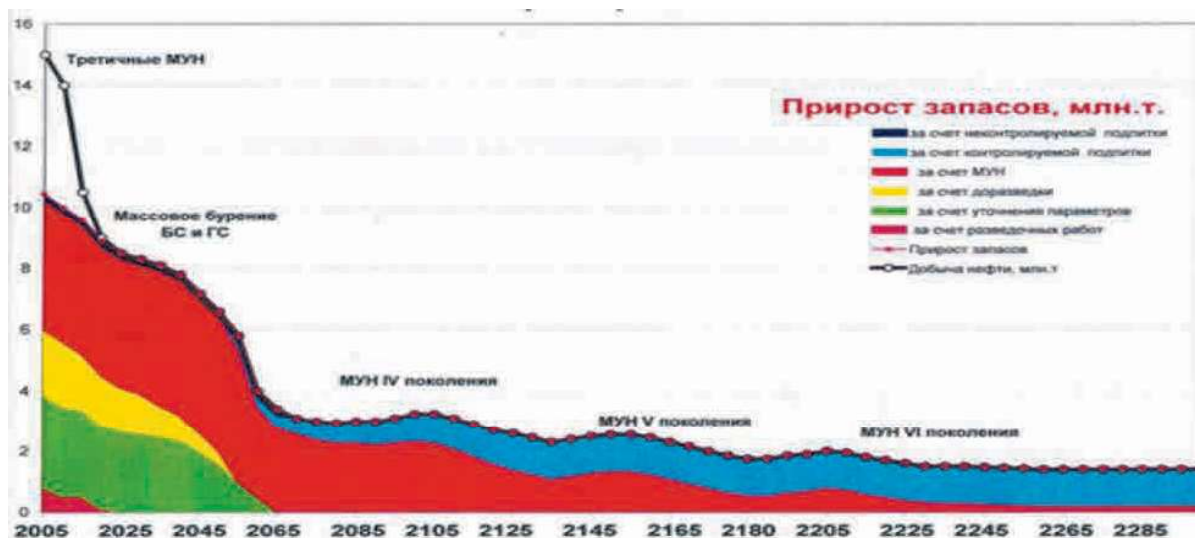


Рис. 6.
Разработка с учетом «подпитки»

геологической моделью, основой которой является интерпретация записей ГИС по методике ТАВС, позволяет на 15% увеличить балансовые залежи месторождения, а извлекаемые – на 35%. При этом сроки разработки месторождения возрастут на 130 лет, четвертая стадия разработки будет плавно переходить в стадию доразработки с извлечением остаточных запасов нефти.

Таким образом, значительную часть увеличения КИН (11,4%) мы получаем в IV стадии разработки. Это – с учетом внедрения МУН и совершенствования геологического изучения.

Запасы Ромашкинского месторождения, очевидно, возрастут за счет изучения плотных пластов остальной части разреза. До настоящего времени мы в основном изучали четыре регионально нефтеносных этажа (верей-башкирские отложения среднего карбона, тульско-бобриковские и верхне-турнейские нижнего карбона и терригенного девона). Остальной разрез практически не исследовался. Сегодня на новом оборудовании КФУ можно исследовать породы с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Это гораздо меньше, чем в США, но существенно больше, чем раньше. Сегодня необходимо изучать плотные разделы на предмет наличия в них нефти. Это может стать следующим (после переоценки потенциала регионально нефтеносных горизонтов) резервом увеличения потенциальных ресурсов нефти.

Тем более, что в РТ доказано активное участие плотных разделов эксплуатационных объектов в процессах фильтрации [17].

Предлагаемые меры позволят значительно увеличить ресурсы Ромашкинского месторождения (рис. 3).


Если раньше считалось, что даже такой супергигант, как Ромашкинское месторождение, будет разрабатываться 40–50 лет, то мы обосновали, что его разработка будет длиться около 250 лет, в том числе только в так называемой общепринятой «завершающей» стадии – около 200 лет (рис. 4).

Изложенное обязывает по-новому подойти к принятой в 70-х годах прошлого столетия стадийности разработки месторождений. До настоящего времени мы также придерживались выделения четырех стадий разработки нефтяных месторождений. Но в настоящее время, очевидно, 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. 5.

Все это подкрепляется современными достижениями в выработке запасов нефти в особо сложных геологических условиях: плотных (некондиционных) пластах, высокообводненных длительно эксплуатируемых пластах). Это технологии ГС, РГС, МЗС, поинтервальный, направленный ГРП, комплексирование ГС с многостадийными ГРП, ГС с волновыми методами, химические композиции для выработки высокообводненных пластов, использование CO_2 , импульсно-плазменные и др. Ряд этих технологий (физико-химических) созданы в РТ, а остальные здесь успешно используются.

Дальнейшее развитие и расширение применения гидродинамических методов будет происходить за счет использования таких направлений, как увеличение добычи нефти за счет переформирования залежей [18] и подпитки из глубин Земли [19]. Эти методы наиболее отработаны и соответствуют особенностям геологического строения месторождений. Более того, они больше приспособлены к применению МУН более высоких поколений (здесь мы не имеем

в виду более дорогие тепловые и газовые МУН). С учетом этих дальнеперспективных направлений прогнозируемая динамика добычи показана на **рис. 6**.

Следующим приоритетным направлением освоения нетрадиционных объектов в РТ стало освоение сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) пермских отложений. Здесь уже имеются значительные успехи (добыча нефти приближается к 3 млн т в год). 

Литература

1. Муслимов Р.Х. и др. Геология и разработка нефтяных месторождений республики Татарстан. В 2-х т. Казань: Фэн. 2007.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн. 2014. 750 с.
3. Непримеров. Н.Н., Шарагин А.Г. Внутриконтурная выработки нефтяных пластов. Казань: КГУ. 1961.
4. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др. Особенности состава остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах. Труды Международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Т. 3. Казань. 1994.
5. Добрынин В.М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1970.
6. Славин В.И., Химич В.Ф. Геодинамические модели формирования АВГД и их практическое значение / Изучение геологического разреза и прогнозирования АВГД // Труды ВНИГРИ. Л., 1987.
7. Муслимов Р.Х. Негативное влияние процесса «старения» залежей на потенциальные возможности нефтедобычи и пути повышения эффективности разработки на поздней стадии // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа / Материалы V международной конференции. Ч. II. М.: МГУ. 2001.
8. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. 1995.
9. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: КГУ. 2003. 596 с.
10. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М.: Нефть и газ. 2004. 608 с.
11. Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2008. № 4. С. 2–6.
12. Мустафин И.А. Геолого-технологические результаты гидродинамического метода разработки месторождений нефти в РФ на примере супергигантов Ромашкино и Самотлор. Казань: Фолиант. 2018. 88 с.
13. Мустафин И.А. К проектированию горизонтальных скважин на обводненных месторождениях нефти // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений. Материалы международной научно-практической конференции. Казань, 6–7 сентября 2017 г. С. 230–231.
14. Мустафин И.А., Мустафин Г.М. Геолого-технологические условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Материалы международной научно-практической конференции. Казань, 7–8 сентября 2016 г. Т. III. С. 56–58.
15. Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки // Георесурсы. 2007. № 3. С. 21–23.
16. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). Автореф. дис. докт. техн. наук. М. 2011. 50 с.
17. Волков Ю.А., Файзуллин И.Н., Кормильцев Ю.В., Федоров В.Н., Чекелин А.Н. О циклическом воздействии через горизонтальные скважины на пласты, представленные различными типами коллекторов // Материалы семинара-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование». Казань: МастерЛайн. 2000. С. 123–130.
18. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов // Георесурсы. 2015. № 1. С. 39–46.
19. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Альтернативные подходы – залог создания прорывных технологий в области поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 9. С. 14–17.

UDC 553.98

R.Kh. Muslimov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University¹, Academician of the Academy of Sciences of RT, RANS

¹18 Kremievskaya st., Kazan, Republic of Tatarstan, 420008, Russia.

From the Experience of the Republic of Tatarstan in the Rational Development of Hydrocarbon Resources of the Subsoil

Abstract. The author gives a brief history of the discovery of oil fields in the Republic of Tatarstan, the continuous accumulation of reserves by improving the forecast and directions of geological exploration in various geological conditions, methods of prospecting, exploration, additional exploration and field development. Attention is focused on highly efficient hydrodynamic methods of development and especially on-circuit flooding. On the example of the super-giant Romashkinskoye field, the effectiveness of hydrodynamic, tertiary and quaternary (residual oil recovery) methods is shown. A forecast is given for the long-term stabilization of oil production by continuously ensuring the reproduction of reserves and an increase in oil recovery factor.

Keywords: exploration; oil exploration; oil reserves; high viscosity oils; natural bitumen; in-situ flooding; hydrodynamic methods of development; methods for increasing oil recovery; unconventional oil deposits.

References

- Muslimov R.Kh. i dr. *Geologiya i razrabotka nefnykh mestorozhdenii respubliky Tatarstan* [Geology and development of oil fields of the Republic of Tatarstan]. In 2 vol. Kazan, FEN Publ., 2007.
- Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha; proshloe, nastoiashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil recovery; past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery factor)]. Kazan, FEN Publ., 2014, 750 p.
- Neprimerov. N.N., Sharagin A.G. *Vnutrikonturnaya vyrabotka nefnykh plastov* [In-circuit oil production]. Kazan, KGU Publ., 1961.
- Iusupova T.N., Petrova L.M., Mukhametshin R.Z. i dr. *Osobennosti sostava ostatochnoi nefi v zavodnennykh terrigenykh kollektorakh* [Features of the composition of residual oil in flooded terrigenous reservoirs]. Proc. conf. «Problemy kompleksnogo osvoiniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefi i prirodnykh bitumov (dobycha i pererabotka)» [Problems of the integrated development of hard-to-recover oil and natural bitumen reserves (production and processing)]. Vol. 3, Kazan, 1994.
- Dobrynin V.M. *Deformatsii i izmenenie fizicheskikh svoystv kollektorov nefi i gaza* [Deformations and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1970.
- Slavin V.I., Khimich V.F. *Geodinamicheskie modeli formirovaniya AVPD i ikh prakticheskoe znachenie* [Geodynamic models of the formation of AVPD and their practical significance]. *Izucheniye geologicheskogo razreza i prognozirovaniye AVPD* [Study of the geological section and forecasting of the AVPD]. *Trudy VNIGRI* [Proceeding of the VNIGRI], Leningrad, 1987.
- Muslimov R.Kh. *Negativnoye vliyanie protsessa «starenii» zalezhei na potentsial'nye vozmozhnosti nefedobychi i puti povysheniya effektivnosti razrabotki na pozdnei stadii* [The negative impact of the "aging" process of deposits on the potential of oil production and ways to increase development efficiency at a late stage]. Proc. conf. «Novye idei v geologii i geokhimii nefi i gaza» [New ideas in the geology and geochemistry of oil and gas]. Part II. Moscow, MGU Publ., 2001.
- Muslimov R.Kh., Shavaleev A.M., Khisamov R.B., Iusupov I.G. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo nefyanogo mestorozhdeniya* [Geology, development and operation of the Romashkinskoye oil field]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1995.
- Muslimov R.Kh. *Sovremennyye metody upravleniya razrabotkoi nefnykh mestorozhdenii s primeneniem zavodneniya* [Modern methods of managing oil field development using water flooding]. Kazan, KGU Publ., 2003, 596 p.
- Shchelkachev V.N. *Vazhneishie printsipy nefterazrabotki. 75 let opyta* [The most important principles of oil development. 75 years of experience]. Moscow, Oil and Gas Publ., 2004, 608 p.
- Muslimov R.Kh. *Osvoineniye supergigantskogo Romashkinskogo mestorozhdeniya – vydaushchiy vklad uchenykh i spetsialistov Rossii v mirovuyu nefyanuyu nauku i praktiku razrabotki nefnykh mestorozhdenii* [The development of the super-giant Romashkinskoye field is an outstanding contribution of Russian scientists and specialists to world oil science and the practice of developing oil fields]. *Georesursy* [Georesources], 2008, no. 4, pp. 2–6.
- Mustafin I.A. *Geologo-tekhnologicheskie rezul'taty gidrodinamicheskogo metoda razrabotki mestorozhdenii nefi v RF na primere supergigantov Romashkino i Samotlor* [The geological and technological results of the hydrodynamic method of developing oil fields in the Russian Federation are an example of the supergiants Romashkino and Samotlor]. Kazan, Foliant Publ., 2018, 88 p.
- Mustafin I.A. *K proektirovaniyu gorizontalnykh skvazhin na obvodnennykh mestorozhdeniyakh nefi* [Toward the design of horizontal wells in flooded oil fields]. Proc. conf. «Gorizontallye skvazhiny i GRP v povyshenii effektivnosti razrabotki nefnykh mestorozhdenii» [Horizontal wells and hydraulic fracturing in improving the efficiency of oil field development]. Kazan, 2017, pp. 230–231.
- Mustafin I.A., Mustafin G.M. *Geologo-tekhnologicheskie usloviya primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Geological and technological conditions for the application of enhanced oil recovery methods]. Proc. conf. «Innovatsii v razvedke i razrabotke nefnykh i gazovykh mestorozhdenii» [Innovations in the exploration and development of oil and gas fields]. Kazan, 2016, vol. II, pp. 56–58.
- Izotov V.G., Sitdikova L.M. *Nanominal'nye sistemy nefyanogo plasta i ikh rol' v protsesse razrabotki* [Nanomaterial systems of the oil reservoir and their role in the development process]. *Georesursy* [Georesources], 2007, no. 3, pp. 21–23.
- Khusainov V.M. *Uvelicheniye izvlekaemykh zapasov nefi na pozdnei stadii razrabotki krupnogo nefyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskoye osnovy, praktika)* [An increase in recoverable oil reserves at a late stage in the development of a large oil field (theory, geological basis, practice)]. Abstract of diss. Moscow, 2011, 50 p.
- Volkov Iu.A., Faizullin I.N., Kormiltsev Iu.V., Fedorov V.N., Chekelin A.N. *O tsiklicheskoy vozdeystvii cherez gorizontallye skvazhiny na plasty, predstavlyennyye razlichnymi tipami kollektorov* [About cyclic impact through horizontal wells on formations represented by different types of reservoirs]. Proc. discussion workshop «Gorizontallye skvazhiny: burenie, ekspluatatsiya, issledovaniye» [Horizontal wells: drilling, production, exploration]. Kazan, MasterLain Publ., 2000, pp. 123–130.
- D'iachuk I.A. *K voprosu pereformirovaniya nefnykh mestorozhdenii i plastov* [On the issue of reformation of oil fields and reservoirs]. *Georesursy* [Georesources], 2015, no. 1, pp. 39–46.
- Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. *Alternativnyye podkhody – zalog sozdaniya proryvnykh tekhnologii v oblasti poiska, razvedki i razrabotki nefnykh i gazovykh mestorozhdenii* [Alternative approaches are the key to creating breakthrough technologies in the search, exploration and development of oil and gas fields]. *Nef't'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation], 2018, no. 9, pp. 14–17.