

DOI 10.25689/NP.2018.4.18-34

УДК 622.276(470.41)

НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Муслимов Р.Х.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

THE PRESENT AND THE FUTURE OF SMALL OIL COMPANIES IN REPUBLIC OF TATARSTAN

Muslimov R.Kh.

Kazan Federal University

E-mail: davkaeva@mail.ru

Аннотация. Переход на рыночные условия развития в России привел к появлению частных нефтяных компаний, в том числе появлению мелких и средних нефтяных компаний. В этом процессе Татарстан оказался передовым и здесь, за короткий период, было создано 34 малых (МНК) или как их называют на Западе независимых нефтяных компаний (ННК). Благодаря поддержке руководства Республики и ее районов, поддержки и помощи «Татнефти» МНК успешно развивались и вышли на запланированный максимальный уровень добычи нефти. Роль МНК в РТ стала заметной.

За более чем 20-летний период МНК накоплен большой опыт разработки геологически сложных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Достигнутые успехи, наработанные и применяемые инновационные технологии позволяют прогнозировать длительное (до 50-х годов и далее) стабильное развитие при непрерывном расширенном воспроизводстве запасов нефти в сложных геологических условиях мелких месторождений. Этот опыт достоин внимания и развития по всей России.

Ключевые слова: малоэффективные месторождения (МЭМ), трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), коэффициент извлечения нефти (КИН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), физико-химические, физические, термические, газовые, гидродинамические МУН, горизонтальные (ГС), разветвленные (РГС), многозабойные (МЗС) скважины, боковые горизонтальные стволы (БГС),

гидродинамический разрыв пласта (ГРП), плотность сетки скважин (ПСС), легкие тепловые и физические методы, воспроизводство запасов.

Abstract. Transition to market economy conditions after collapse of the Soviet Union brought about creation of private-owned small- and medium-sized oil companies. Tatarstan led the list and in a rather short period, thirty-four small oil companies, or using the Western term, independent oil companies, were set up in the Republic of Tatarstan. Owing to the support provided by the Republic's Government and the TATNEFT Company, small oil companies successfully developed and have attained the planned oil production levels, contributing, thus, significantly to the economic development of the Republic of Tatarstan.

For more than two decades, the small oil companies have gained a vast hands-on experience in development of fields with troublesome geological settings and in production of unconventional reserves.

The accumulated successful oil production experience and the in-house commercially used innovation technologies suggest a long-term (up to 2050s and longer) sustainable development of small oil fields with complicated subsurface geology. This invaluable experience is worth a particular attention, examining, and extension.

Key words: *marginal fields, hard-to-recover reserves, oil recovery factor, enhanced oil recovery methods (EOR), physico-chemical EOR, physical EOR, TEOR, gas flooding, horizontal wells, multilateral wells, branched wells, horizontal sidetracks, hydraulic fracturing, well spacing pattern, replacement of reserves*

Появление в России, наряду с крупными вертикально-интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК), малых и средних независимых нефтяных компаний (или как их кратко именуют МНК, МСНК или ННК) явилось закономерным результатом объективных процессов, происходящих в нефтяной отрасли и в структуре ее минерально-сырьевой базы. Каждый из этих секторов занимает свою нишу.

Для создания и развития ННК в России, как в других странах Запада, сегодня существуют объективные условия. В целом по России закономерно ухудшается структура ресурсной базы углеводородного сырья. Истощаются ряд длительно эксплуатируемых месторождений.

Создание МНК в России началось с РТ. В условиях перехода РФ на

рыночные условия к нам пришло понимание, что не в интересах нашей Республики, сложившаяся ситуация продолжающегося в течение 19 лет тенденция неуклонного снижения добычи нефти с максимального уровня 100 млн.т в год (она к этому времени уже снизилась до 23,8 млн.т в год). Если в советское время такое снижение добычи нефти по существу не оказывало отрицательного влияния ни на экономику Татарстана в целом и тем более на благополучие самой «Татнефти» (в условиях, когда все варились в общем котле), то в рыночных условиях это влияние было весьма ощутимым.

Идею создания МНК «Татнефть» довела до Президента РТ М.Ш. Шаймиева, который сразу же ее поддержал и в 1997 г. появился указ Президента РТ М.Ш. Шаймиева о создании МНК.

МНК в основном на конкурсной основе было передано 67 нефтяных месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) – около 200 млн.т. Причем в основном это были маргинальные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН), содержащими высокосернистые нефти, большинство из которых были открыты еще 25-40 лет назад.

Создавая малые нефтяные компании мы по существу пошли по пути передовых стран Запада (США, Канады, Англии и др.), в которых в нефтяной отрасли работают тысячи МНК, дающих от 40 до 60 % добываемой в этих странах нефти.

Создание новых нефтяных компаний в корне изменило ситуацию с добычей нефти в республике: появились новые инновационные технологии, конкуренция, расширился ассортимент новых методов увеличения нефтеизвлечения и методов стимуляции скважин.

При их создании планировалось довести добычу в целом по МНК до 7-7,5 млн.т в год. Эта задача успешно выполняется.

Успешному развитию МНК в РТ способствовали два фактора.

Всемерная поддержка МНК руководством республики, которая не ограничилась решением вопросов создания ННК, а на первые 5,5 лет предоставила им льготы на добычу нефти из новых месторождений, добычу нефти за счет внедрения новых методов повышения нефтеотдачи, а также выделяя средства на проведение геологоразведочных работ. Это помогло им стать на ноги и развиваться.

По традиции это происходит и в настоящее время. Проблема развития МНК РТ ежеквартально рассматривается на совещаниях с присутствием раньше Премьер-министра, а сейчас Президента РТ Р.Н. Минниханова с участием всех органов госвласти РТ, от которых зависит деятельность МНК. Скажу только одно: если бы не этот административный ресурс в условиях неотработанного, противоречивого земельного законодательства МНК не могли бы обеспечить бурение необходимого количества скважин.

Второй фактор – поддержка и помощь «Татнефти», которая обеспечила доступ ННК к ее инфраструктуре, оказывала помощь в транспорте, первичной подготовке и реализации нефти. А в период кризиса 2009 года первыми на помощь МНК пришли Премьер-министр и генеральный директор ОАО «Татнефть». «Татнефть» тогда выделила кредиты или стала поручителем МНК, снизила расценки на услуги по первичной переработке нефти, бурению и ремонту скважин, помогла в реализации нефти. В настоящее время обеспечивается полный доступ к инфраструктуре, полному сервису со стороны ПАО «Татнефть» на условиях таких же, как для своих подразделений.

Большой вклад в науку и практику разработки нефтяных месторождений вносят такие ННК как: «РИТЭК», «Шешмаoil», «Кара-Алтын», «Татнефтепром», «Зюзеевнефть», «СМП-Нефтегаз», «Карбон-Оил», «Татнефтеотдача», «Охтин-оил» и др.

Компания «Шешмаoil» провела большие работы по бурению дополнительных скважин и оптимизации плотности сетки скважин (ПСС)

на эксплуатируемых месторождениях. В результате анализа эффективности оптимизации ПСС и проведенных исследований научно обосновала оптимальные ПСС (с расстояниями 150-200 м между скважинами) для данных геологических условий (залежи высоковязких нефтей (ВВН)) в неоднородных карбонатных коллекторах). Это резко расширяет перспективы дальнейшего развития НК на длительную перспективу. По группе компаний «Шешмаoil» в 2016 году проведены проппантные гидроразрывы пластов более чем на 80 скважинах. Средний прирост дебита нефти по ним составил 3 тонны в сутки. За все время в компаниях проведено более 300 гидроразрываов пласта. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет гидроразрыва составила более 280 тыс.тонн.

Технология проппантных гидроразрывов карбонатных пластов признана и рекомендована для широкого применения на нефтяных месторождениях с ТЗН.

Предприятие Кара-Алтын на весьма сложнопостроенной залежи башкирского яруса Аканского месторождения уже более 4-х лет ведет работы по детальному изучению геологии объекта всеми имеющимися методами (ранее такие исследования в РТ не проводились). Цель их - подготовить объект с большими геологическими запасами к инновационному проектированию разработки. В результате проведенных исследований установлено определяющее влияние на разработку трещиноватости пластов. Причем, эти трещины различной направленности и генерации. Основное влияние оказывают вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения. Для успеха заводнения необходимо заблокировать каким-то образом эти трещины. Но и этого, очевидно будет недостаточно, необходимо облагораживание закачиваемой воды реагентами, учитывающими гидрофобность и сложность коллекторов. Для этого подготовлены новые блокирующие

составы: ИНХ-ПРО (разработка ИХН СО РАН), нефтewытесняющие композиции АФК (разработка ООО НПП «Спарм»), ХСИ– 4601 (разработка ООО МПК «Хим-Сервис-Инжениринг») 2 % раствор щелочи, эффективность нефтewытеснения которыми показана в табл. 1 [1].

Таблица 1

Увеличение коэффициента нефтewытеснения и КИН после применения реагента

№ п/п	Название реагента	Увеличение в % коэффициента нефтewытеснения после применения реагента (среднее по исследованным образцам)/увеличение КИН	
		верейский горизонт	верейский горизонт
1	ХСИ	79,5/16,3	9,5/8
2	ИХНПРО	48,6/9,5	21,3/8,8
3	АФК+	50,1/9,5	16,1/8,2
4	Щелочь 2%	54,8/10,9	24,5/9,6

В компаниях «Татнефтеотдача» и «Татнефтепром-Зюлеевнефть» в 2016 году проведены работы по бурению боковых горизонтальных ответвлений на 3-х скважинах, со средним дебитом нефти 11,8 т в сутки.

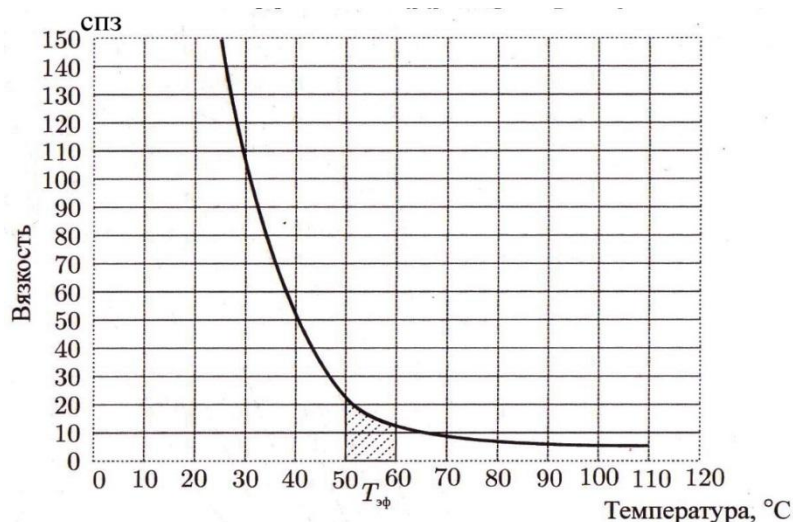
Наиболее интересные результаты получены в компании «Карбон-Оил». Эта компания разрабатывает 6 весьма сложных и малопродуктивных месторождений, разработка которых традиционными методами не рентабельна. Здесь на Некрасовском месторождении высоковязкой нефти разработана и внедрена программа разбуривания месторождения системой горизонтальных (ГС) и многозабойных горизонтальных скважин (МГЗС). Так, в прошлом году, пробурены 4 горизонтальные скважины, со средним дебитом нефти 6,2 т в сутки. Всего на Некрасовском месторождении пробурено 19 горизонтальных скважин, в том числе 2 многозабойные. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет ГС составила 37 тыс.т.

Применение данной технологии позволило обеспечить степень охвата залежи меньшим количеством скважин. Так, одна многозабойная горизонтальная скважина по площади дренирования охватывает площадь трех обычных скважин. При этом, по данным НК гидродинамическое моделирование показало увеличение темпов отбора нефти на 20%.

Специалисты компании творчески подходят к технике и технологии бурения ГС и МЗС. Впервые в двухзабойную горизонтальную скважину внедрено оборудование ОРЭ 2-х лифтовой конструкции с разобщением стволов и раздельной эксплуатации каждого. При этом были решены ряд непростых технических проблем.

Результат замечательный для таких сложных объектов.

С 2013 г. в компании «Охтин-Ойл» реализуется крупномасштабный пилотный проект по испытанию технологии закачки горячей воды с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) на бобриковской залежи высоковязкой нефти Беркет-Ключевского месторождения. Эффективность реализованной системы воздействия путем закачки горячей воды температурой 75°C на устье через теплоизолированные НКТ типа «Термокейс» на забое (что соответствует значению эффективной температуры – рис. 1) добавлением ПАВ в количестве 0,05% подтверждена лабораторными исследованиями и гидродинамическим моделированием вариантов совершенствования системы [2].



Примечание:

Температура пласта – 28°C ; эффективная температура – $50-60^{\circ}\text{C}$, среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях – 150 спз.

Рис. 1. Зависимость изменения вязкости пластовой нефти Гремихинского нефтяного месторождения от температуры.

Технологическая схема реализации процесса комплексного воздействия основана на применении агента-теплоносителя – горячей воды, нагретой за счет тепла, полученного при сжигании попутного нефтяного газа.

По данным геолого-гидродинамического моделирования НК «Охти-Оил» на конец разработки прогнозируется достижение коэффициента извлечения нефти 0,528, что выше утвержденной величины 0,461 [2].

Более 10 лет ведутся работы по водогазовому воздействию на Алексеевском месторождении с ТЗН компанией «Алойл».

МНК широко внедряют современное оборудование для совместно-раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ). Для этого здесь большие перспективы, так как большинство месторождений многоэтажные (в основном 3 - 4-х этажные), а количество разделяемых пластов с учетом многопластовости каждого этажа нефтеносности будет существенно больше. Внедряя ОРЭ для раздельной эксплуатации двух пластов мы вдвое снижаем количество объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин. При этом разбуривая самостоятельной сеткой скважин отложения среднего карбона с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку два объекта разработки верейские и башкирские отложения. В отложениях нижнего карбона с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку также как минимум два объекта: тульско-бобриковские и кизеловско-черепетские. В дальнейшем на отдельных участках ряда месторождений, где мы имеем большое количество пластов, потребуется бурение дополнительных скважин, в которых также потребуется применение ОРЭ. Современное оборудование достаточно надежное и оно обеспечивает разработку каждого разделяемого объекта на своих режимах (Рпл, Рзаб, депрессия на пласт).

Все это позволило ННК успешно развиваться и по существу с чистого листа выйти на максимальную добычу около 7,2 млн.т нефти

в 2017 г. (Рис. 2). При этом НКК обеспечивали расширенное воспроизводство запасов в основном за счет переоценки запасов и частично геологоразведочных работ (ГРР). Добыча нефти за счет третичных МУН и ОПЗ неуклонно росла и в 2016 г. составила 1168,4 тыс.т. (16,2% от всей добычи нефти) (Табл. 2).

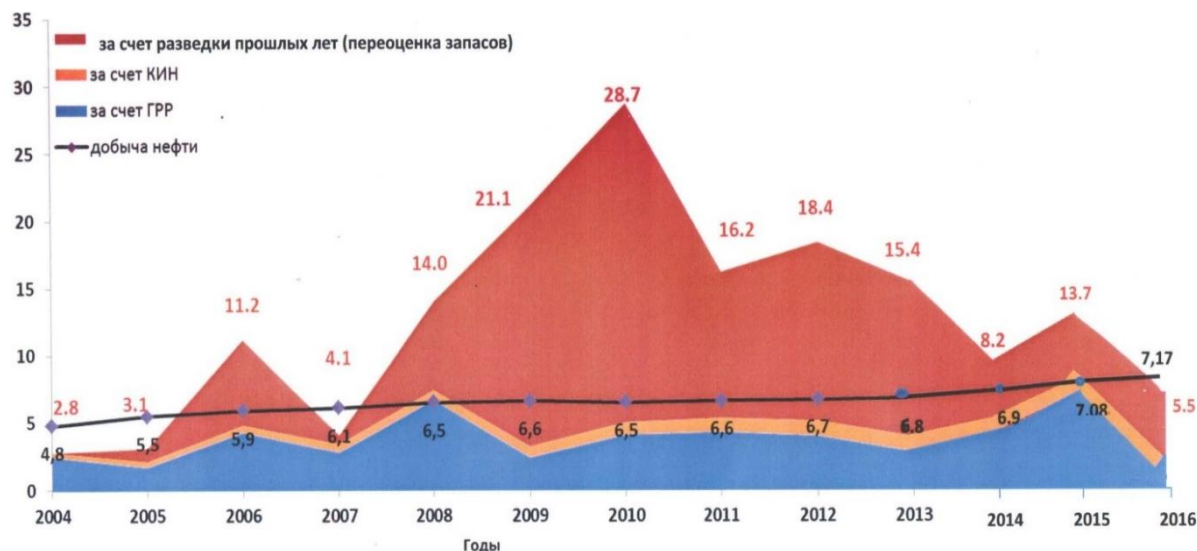


Рис. 2. Анализ направлений прироста запасов по НКК РТ.

Таблица 2

Добыча нефти за счет МУН и ОПЗ по МНК за 2005-2016гг.

Годы	Добыча нефти по МНК, тыс.т	Третичные МУН, тыс.т	ОПЗ, тыс.т	Добыча за счет МУН и ОПЗ, %
2005	5374	396,5	140,3	10,0
2006	5891	515,0	143,2	11,1
2007	6143	522,8	204,2	11,8
2008	6477	489,7	207,4	10,8
2009	6621	548,9	191,4	11,2
2010	6537	552,1	297,9	13,0
2011	6613	495,6	330,4	12,5
2012	6702	573,6	281,9	12,7
2013	6760	639,3	231,9	12,9
2014	6863	704,7	256,2	14,0
2015	7086	784,1	347,1	15,9
2016	7175	800,9	367,5	16,3

Практика неудачного начала освоения этих месторождений в 70-х годах прошлого столетия показала на необходимость разработки новой,

специфичной для этих условий методики подготовки этих сложных месторождений к подсчету запасов и проектированию разработки, что вскоре и было сделано геологами Татарстана [3].

После этого возникла необходимость создать базовые принципы рациональной разработки этих месторождений с применением методов искусственного воздействия на пласт. Для этого в 80-х годах прошлого столетия были составлены программы отработки систем рациональной разработки для различных типов залежей: в слабопроницаемых терригенных коллекторах маловязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах ОПР проводились на 41 участках 16 залежей при их разбуривании сеткой скважин различной плотности (от 1 до 16 га/скв).

В ходе опытных работ должны быть выяснены следующие основные вопросы:

1. Влияние плотности сетки скважин на эффективность разработки в условиях сложного строения продуктивных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью.
2. Оработка системы воздействия на пласт.

Помимо этих основных вопросов, в ходе экспериментальных работ решаются следующие задачи:

- определение влияния закачки воды на технико-экономические показатели разработки и нефтеотдачу;
- оценка влияния каверн-накопителей нефти на интенсификацию добычи и нефтеотдачу;
- определение эффективности циклического воздействия на пласт и перемены направления фильтрационных потоков жидкости в пласте;
- оценка эффективности применения новых МУН.

Все это позволило в течение 25 лет отработать базовые принципы оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сеток скважин (ПСС), систем воздействия на пласт с гидродинамическими МУН.

Эти работы в 2005-2012 гг. были уточнены специальными исследованиями на месторождениях. Одновременно было показана возможность разработки залежей с ВВН (вязкостью до 500 сПз) с применением методов заводнения в начальной стадии разработки [4]. Но КИН при этом не может превысить 0,25-0,35. На поздней стадии все равно придется применять МУН (в основном тепловые).

В результате были построены зависимости нефтеотдачи от ППС (Рис. 3), оптимальные и граничные условия применения заводнения.

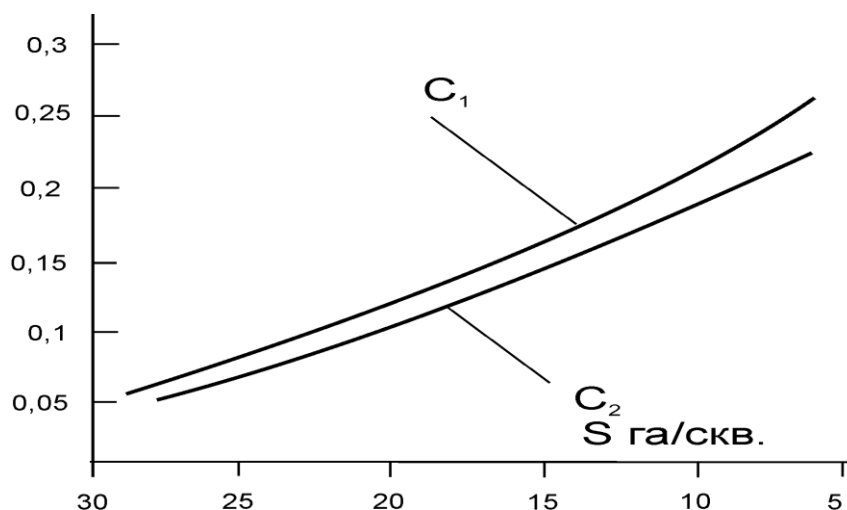


Рис. 3. Зависимость КИН от ППС для залежей нефти в карбонатных коллекторах нижнего C1 и среднего C2 карбона.

Обобщение опыта разработки малопродуктивных месторождений позволило определить оптимальные размеры выделяемых объектов в многопластовых месторождениях. Первые результаты разработки таких сложных месторождений показали достаточно высокую эффективность заводнения в пластах с ВВН (вязкость нефти до 250-500 сПз и даже более) для обеспечения текущих уровней добычи нефти. Однако конечная нефтеотдача при этом прогнозировалась низкой. Стало ясно, что без применения тепловых МУН эту проблему не решить. Таким образом была обоснована стратегия первоначального применения заводнения с последующим переходом на термические методы. Последние требуют применения более плотных сеток скважин (в наших условиях 2,5-4 га/скв)

в зависимости от типов коллекторов и их характеристикам [1].

Проведенные исследования показали:

- высокую эффективность уплотнения сетки скважин до расстояний, на которых не прослеживается взаимовлияние скважин на их дебиты (в условиях месторождений РТ – это 150-200 м между скважинами);
- высокую эффективность (синергию) от уплотнения сетки скважин и применения классических термических методов.

В результате выработалась наиболее эффективная (оптимальная) стратегия освоения малоэффективных месторождений, которая заключается в следующем.

1. Поэтапное освоение МЭМ. На первом разбуривание редкими сетками скважин с плотностью 12-16 га/скв. Здесь уточняется геологическое строение, оптимизируется выделение эксплуатационных объектов и выбираются системы воздействия на пласт. При возможности внедрения заводнения происходит его реализация с применением МУН (в основном физико-химических) и ОПЗ скважин.

При этом уточняется геологическое строение залежи с принципиально новыми подходами, учитывать фундаментальные законы геологии, включающей в подсчетный объект так называемые некондиционные слои и прослой (Рис. 4) [6].

На следующем этапе проводится уплотнение (как правило, вдвое) сетки скважин для развития различных МУН и легких методов теплового и комплексного воздействия (ЛГРП, ВПТХО, ППХ, ТГХВ, ПДГА и др.) [5]. Разукрупняются объекты за счет внедрения оборудования для совместно-раздельной эксплуатации.

Одновременно уточняется система заводнения, внедряются гидродинамические МУН. Оптимизируются пластовые и забойные давления.

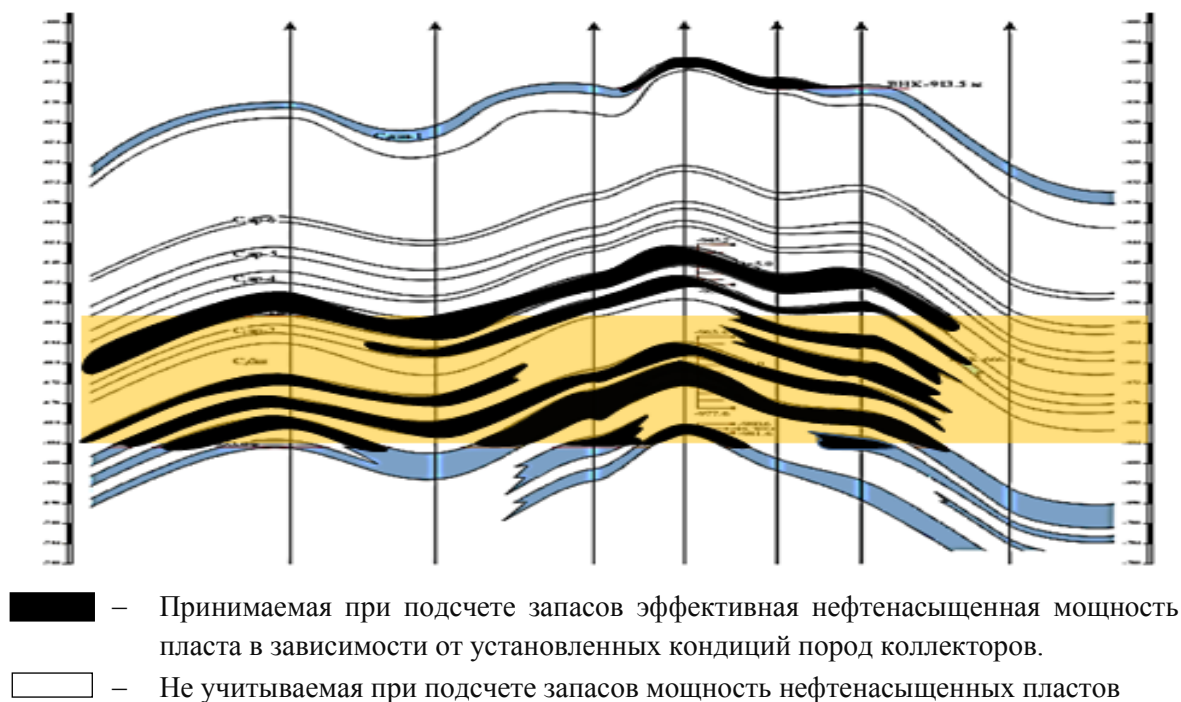


Рис. 4. Березовское месторождение. Схематический геологический профиль продуктивных отложений среднего карбона.

2. Далее производится дальнейшее уплотнение сетки скважин до значений необходимых для эффективной реализации классических термических МУН (ПТВ, ВГ) – 2,5 – 4 га/скв.

В результате мы имеем три стадии разбуривания месторождений с постепенным уплотнением сетки скважин и оптимизации выделяемых объектов разработки. Внедрение МУН также будет стадийным: вначале – легкие – химические, физические, термохимические, а затем классические, более капиталоемкие тепловые (закачка пара, ВГ, горячей воды, комплексные) и газовые (ВГВ, закачка дымовых газов). При этом КИН будет существенно выше [5].

Накопленный опыт и произведенные исследования позволяют достаточно надежно прогнозировать развитие ННК в РТ на длительную перспективу.

Вышеизложенный подход к дальнейшей разработке месторождений МНК РТ показывает большие возможности бурения новых скважин и

внедрение МУН. Разработка месторождений в первой половине текущего столетия предполагается при обеспечении полного воспроизводства запасов. Так как у этих компаний ограничена территория работ, то воспроизводство запасов в дальнейшем будет осуществляться за счет уточнения параметров пластов и нового подхода к построению геологических моделей залежей, увеличению КИН и немного за счет доразведки эксплуатируемых месторождений. При этом обеспечиваются длительная стабильная добыча нефти при росте КИН до 0,437 (Табл. 3).

Таблица 3

Прогноз развития ННК на длительную перспективу.

Период	Динамика пробуренного фонда скважин	НИЗ млн.т	ТИЗ млн.т	КИН	Обеспеченность добычей (лет)
2015г.	7131	375,3	280	0,267	39,3
2030г.	+3750*	+100	270	0,306	38,6
2045г.	+3750*	+100	260	0,39	40
Вторая половина столетия	+7500*	+125	?	0,437	?

Примечание: * объемы бурения могут быть значимо уменьшены за счет более широкого применения БС, РГС, МЗС. В расчетах предполагалось бурение ВС.

По МНК объемы добычи нефти детально расписаны до 2030 года – удержание 7 млн. тонн в год. Но для более длительного ее удержания добычи на уровне нужны капиталоемкие, классические методы – паронагнетание, внутрипластовое горение, закачка горячей воды. А в РФ своего оборудования нет, технологий пока тоже нет. Все это нужно покупать за рубежом за валюту, а это дорого. Но зато при их внедрении будет получен большой эффект в достижении высокой нефтеотдачи. Будут увеличиваться извлекаемые запасы. Если эту стратегию принять, я думаю, до середины века они смогут держать высокую добычу. А там получают развитие новые технологии разведки, разработки и добычи нефти. Сегодня возможности увеличения добычи нефти из плотных (в т.ч. сланцевых)

пород показали США, МНК должны развиваться в этом направлении. Это новые возможности за счет ресурсов нетрадиционных нефтей, которые пока не числятся на официальном балансе. Все это открывает новые возможности использования новых методов прироста запасов и наращивания добычи нефти. В настоящее время мы начали работу по реализации составленной по поручению Президента РТ Р.Н. Минниханова под руководством АН РТ «программы развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки месторождений ННК РТ на 2015-2025 гг.». В программе будут участвовать научные организации РТ, институтов Москвы, Уфы и других городов страны. Предлагаемые ими технологии предполагается отрабатывать на научном полигоне по испытанию инновационных технологий в разработке и добыче нефти на восточном борту Мелекесской впадины в РТ. Это главное направление работ ННК для длительной стабилизации добычи и воспроизводства запасов нефти.

Что касается залежей в нетрадиционных объектах, то здесь в этом направлении огромный фронт работ по детальному изучению пластов (в т.ч. на уровне – нано), лабораторных и промыслово-геофизических исследований, по выбору методов извлечения углеводородов. Но здесь не надо впадать в крайности. Я имею в виду выступление в Москве, на Национальном нефтегазовом форуме, где генеральный директор Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) полезных ископаемых И. Шпуров заявил: «Нетрадиционным запасам необходима отдельная наука. Мы не придем к серьезной работе с баженом или с домаником, пока не поймем, что нам нужно забыть нефтепромысловую геологию, которой нас учили в школе. Нужно начинать с молодого поколения. Пока мы не вырастим специалистов, основывающихся на новых знаниях, мы не сможем серьезно разрабатывать нетрадиционные запасы».

Это выступление даже не подлежит критике, так как любому мыслящему геологу ясно, что, только опираясь на фундаментальные знания по геологии и разработке традиционных залежей нефти отработанными за всю историю отрасли методами и приемами можно решать современные проблемы освоения новых типов нетрадиционных залежей УВ. Если этого не понимают большие руководители, то они должны уйти, оставив решение новых задач подготовленным, мыслящим специалистам.

Список литературы

1. Р.Х. Муслимов, О.В. Лукьянов, И.Н. Плотникова, В.П. Морозов, А.В. Семенов, М.П. Круглов, Р.К. Хайртдинов, Н.В. Пронин. Адресный подбор реагентов – инновационное решение для оптимизации выработки нефти карбонатных коллекторов //Материалы Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», Казань 6- сентября 2016г./Изд-во: «Ихлас» АН РТ. – 2016. Т.1.С 62-66.
2. Р.Н. Хуснутдинов, Р.Г. Минхаеров, З.Ш. Галимова, М.В. Назаров, А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов. Опытно-экспериментальные работы по закачке горячей воды с ПАВ в бобриковские отложения Беркет-Ключевского месторождения//Георесурсы –Т.19. №1.2017. С. 9-14.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. - Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596с.
4. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат. – 1989.
5. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ. - 2014.798с.
6. Муслимов Р.Х. Фундаментальные проблемы нефтяной отрасли. //Нефтяное хозяйство. – 2017. - №1. – с. 6-11.

Сведения об авторах

Муслимов Ренат Халиуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский Федеральный Университет, Академик АН РТ, РАЕН и АГН, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: davkaeva@mail.ru

Authors

Muslimov R.Kh., Dr. Sc., Professor of Oil and Gas Geology Chair at Kazan Federal University, Member of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Russian Academy of Natural Sciences and the Academy of Mining Sciences, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: davkaeva@mail.ru

Муслимов Ренат Халиуллович
420008, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Казань, ул. Кремлевская, 18
Тел. 8 (843) 233 73 84
E-mail: davkaeva@mail.ru