

# ОСВОЕНИЕ СУПЕРГИГАНТСКОГО РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ВЫДАЮЩИЙСЯ ВКЛАД УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ РОССИИ В МИРОВУЮ НЕФТЯНУЮ НАУКУ И ПРАКТИКУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье анализируется 60-летний опыт разведки, доразведки, проектирования и внедрения прогрессивной системы разработки – внутриконтурного заводнения на супергигантском Ромашкинском нефтяном месторождении. Показано его прошлое, настоящее и будущее, а также значение внедренной системы разработки для развития нефтяной индустрии в б.СССР и мире.

*Ключевые слова:* супергигантское Ромашкинского месторождение, разработка нефтяных месторождений.

Уникальное Ромашкинское месторождение, которое по международной классификации относится к супергигантам и входит в первую десятку крупнейших месторождений мира, было открыто в 1943 г.

Открытие Ромашкинского месторождения явилось подлинным триумфом геологической науки, продолжившей традиции прогрессивных ученых России и Казанского университета о связи поверхностных нефтепроявлений с залежами нефти на глубине.

Разведка месторождения длилась более 50 лет, месторождение было оконтурено и на нем разведаны основные горизонты. Доразведка локально нефтеносных горизонтов девона и карбона продолжается.

Нефтеносность установлена в 22 горизонтах девона и карбона, промышленные притоки получены в 18 горизонтах. Основным объектом являются залежи нефти терригенного девона, затем терригенные отложения нижнего карбона. Всего выявлена 421 залежь, из которых 41 – в терригенном девоне, 162 – в терригенных отложениях нижнего карбона.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения позволило нефтяникам Татарстана за короткий срок занять ведущее место в стране по нефтедобыче.

Открытие и освоение Ромашкинского месторождения явилось большим вкладом нефтяников Татарстана в мировую нефтяную науку. Кроме передовых методов разведки и подготовки к освоению, на нем впервые в мировой практике в широком масштабе было успешно применено заводнение, позволившее ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов.

Освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений (Рис. 1). Оно позволило коренным образом изменить системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны.

На основании обобщения опыта ускоренной разведки Ромашкинского месторождения научно обоснована комплексная методика подготовки к разработке крупных нефтяных месторождений, заключающаяся в поэтапном проведении геологоразведочных работ (ГРП), целенаправ-

ленной работе по обобщению всех материалов геолого-физических исследований, повышению роли эксплуатационного бурения в изучении базисного и особенно выше-лежащих объектов за счет применения новой техники и технологии доразведки (Муслимов и др., 1974).

Ромашкинское месторождение уже несколько десятилетий является поистине полигоном, на котором испытываются многие новейшие технологии, оборудование, приборы и методы контроля и регулирования процессов разработки. На месторождении решаются проблемные вопросы по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу (основные площади мест-я), ускоренному созданию фронта заводнения (Азнакаевский эксперимент), снижению давления на забое добывающих скважин ниже давления насыщения (Ташлиярский эксперимент), улучшению выработки слабопроницаемых пластов и ВНЗ (Абдрахмановская, Западно-Лениногорская, Алькеевская, Восточно-Лениногорская площади), оптимизации давления нагнетания (Абдрахмановская пл.), применению гидродинамических и третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), новых методов контроля и регулирования процессов разработки.

В области технологии разработки были решены следующие проблемы (Муслимов, 1979):

- показаны основные недостатки методов заводнения для эксплуатации неоднородных расчлененных объектов, разбуренных единой сеткой скважин, и на основе этого уточнены принципы рациональной разработки месторождений, обеспечивающие полноту охвата пластов заводнением, улучшение условий дренирования запасов, опережающую выработку базисных пластов;

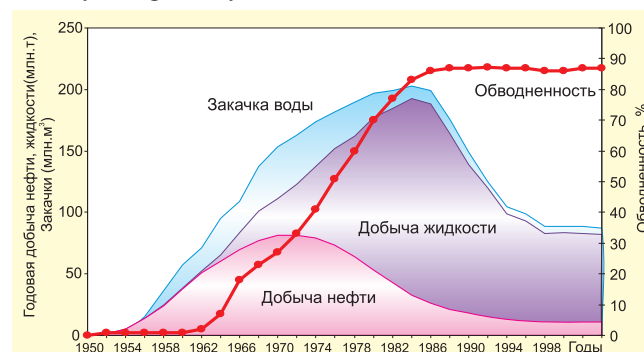


Рис. 1. График разработки Ромашкинского месторождения.

- обоснованы системы разработки высокопродуктивных залежей маловязких нефтей, приуроченных к сложнопостроенным терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающие достижение высокой (до 50 – 60 %) нефтеотдачи;

- показаны особенности поздней стадии разработки месторождения и рекомендованы пути обеспечения наиболее полной отработки охваченных заводнением активных запасов нефти (АЗН), научно обоснованы системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН);

- решена проблема эффективной (с достижением нефтеотдачи до 40 – 45 %) системы разработки залежей нефти повышенной вязкости (до 60 мПа·с) в терригенных коллекторах путем применения системы избирательного заводнения с закачкой воды в водоносные «окна» внутри залежи, применения физико-химических МУН, внедрения нестационарного заводнения, оптимизации давления нагнетания и плотности сеток скважин;

- научно обоснована эффективная система разработки залежей высоковязкой нефти (более 60 мПа·с) в достаточно проницаемых терригенных коллекторах и обоснованы критерии применения методов заводнения для залежей высоковязких нефтей в карбонатных пластах;

- доказано существенное влияние плотности сетки скважин на производительность, технико-экономические показатели (ТЭП) разработки и нефтеотдачу неоднородных расчлененных объектов, сформулированы принципы рациональности начального и конечного уплотнения сетки скважин, уточнены понятия резервного фонда и обоснованы методы их определения, обоснован принцип и определены условия эффективности применения двухстадийного разбуривания, создана методика рационального разбуривания залежей с весьма неоднородными пластами;

- разработана методика разбуривания зонально неоднородных пластов, позволившая сократить число бурящихся непродуктивных скважин с 8 – 30 % до 1 – 3 %;

- предложены новые методы контроля и регулирования процессов разработки, обоснованы и внедрены различные модификации нестационарного заводнения с переменной направленности фильтрационных потоков жидкости в пласте, уточнено понятие форсированного отбора жидкости, доказана высокая эффективность ввода в разработку недренируемых запасов, показаны пути существенного снижения добычи попутной воды и закачки воды на поздней стадии, обоснована большая роль водоизоляционных работ для регулирования выработки пластов неоднородного объекта;

- уточнена классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, позволяющие существенно расширить диапазон применения методов заводнения и наиболее эффективных МУН;

- доказана высокая эффективность гидродинамических МУН, которые, согласно проведенным исследованиям, могут увеличить нефтеотдачу на 8 – 10 %, проведена переоценка приоритетности применения третичных МУН.

Совершенствование системы разработки являлось основой для создания условий оптимальной разработки основного эксплуатационного объекта (Рис. 1).

Следующим главнейшим направлением обеспечения оптимальной динамики добычи нефти являлась непрерывная работа по подготовке новых запасов. Прирост запав

сов в течение всего периода разработки в значительной мере компенсировал добычу нефти (при максимальной добыче воспроизводство запасов превышало 80 %, на третьей стадии разработки составляло око-

Годы	Запасы	
	Балансовые	Извлекаемые
1954*	1,0	1,0
1965**	1,26	1,32
1996	1,43	1,32
2005	1,66	1,62
Прогноз до конца разработки	2,06	2,14

Табл. 1. \* Запасы, подсчитанные в 1954 г., приняты за единицу; \*\* Запасы, подсчитанные в 1965 г.

ло 70 %, в настоящее время – около 75 %). За счет разведки было приращено 30 %, доразведки пропущенных горизонтов – 26 %, переоценки запасов – 44%. В таблице 1 показана динамика начальных запасов нефти по годам.

В области техники и технологии бурения и нефтедобычи также решен большой комплекс проблем: • созданы новые конструкции скважин, позволяющие обеспечить надежную изоляцию и охрану питьевых вод, а также создание конструкций скважин для разработки слабопроницаемых и водонефтенасыщенных пластов; • повышена эффективность первичного (в процессе бурения) и вторичного (перфорация) вскрытия пластов; • разработаны новые более эффективные технологии водоизоляционных работ и стимулирования скважин в различных геологических условиях; • созданы эффективные технологии подготовки нефти, сточной и пресной воды для закачки в пласт; • отработаны методы защиты скважин, оборудования, системы закачки, сбора и транспорта от коррозии; • разработана техника и технология применения современных МУН; • отработаны основные вопросы экологического мониторинга геологической среды и окружающей природы.

Проектирование и развитие принципов разработки Ромашкинского месторождения производилось в течение более чем 50 лет, и оно неразрывно связано с тремя Генеральными схемами разработки.

Первый этап проектирования разработки (1949 – 1956 гг.) завершился составлением и утверждением б.Министерством нефтяной промышленности I-ой Генеральной схемы, составленной на период 1956 – 1965 гг. В этом документе были сформулированы 11 основных принципов разработки, из которых ряд принципов не нашел практического применения, а часть претерпели коренные изменения в процессе внедрения. Незыблемыми оставались лишь принципы внутриконтурного заводнения и порядок освоения нагнетательных скважин в разрезающих рядах.

Второй этап проектирования разработки (1964 – 1968 гг.) завершился составлением и утверждением б.Миннефтепромом II-ой Генеральной схемы развития добычи нефти из горизонтов Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения на период до 1975 г. В этом документе были исключены принципы I Генсхемы, не нашедшие практического применения (многоэтапность системы разработки с ранним отключением обводненных скважин и батарейным переносом нагнетания, сгущение сетки скважин в зоне стягивания контуров нефтеносности) и изменены принципы заводнения (повышение давления нагнетания, дополнительное разрезание, очаговое заводнение, перенос нагнетания по отдельным скважинам), а также рекомендовалось снижение забойного давления до давления насыщения, отключение скважин при большей обводненности.

Третий этап проектирования разработки Ромашкинского месторождения (1968 – 1978) завершился утверждени-

ем б.Миннефтепромом в 1978 г. III Генсхемы на период до 1990 г., в которой было сформулировано 11 основополагающих прогрессивных принципов разработки. Основные принципы разработки, сформулированные в третьей Генсхеме, имели большое теоретическое и практическое значение. Их внедрение дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти из-за обводнения на третьей стадии разработки.

Сделанный нами анализ (1975 – 1979 гг.) 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 %.

Анализ, выполненный ТатНИПИнефть в 2004 г., показал более низкие значения коэффициентов нефтеотдачи, возможных при реализации предыдущих схем разработки (Табл. 2).

В настоящее время принята ЦКР IV Генсхема разработки. I Генсхема была обоснованием применения внутриконтурного заводнения, II – определяла основные положения его применения, III – направлена на совершенствование системы заводнения и обеспечения наиболее полного охвата пластов заводнением, а IV Генсхема определяет принципы разработки месторождения с учетом особенностей поздней стадии и выявленных в процессе эксплуатации недостатков системы заводнения. Последнее можно сформулировать следующим образом:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;
- выработка оставшихся заводненных пластов осложня-

ется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки;

- ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, мало- и неподвижной, биодеграированной нефти.

Разработка Ромашкинского месторождения до настоящего времени осуществляется при непрерывном обеспечении воспроизводства запасов нефти, близкого к простому воспроизводству. Это величайшее достижение. Дальнейшая разработка месторождения также предполагается при ежегодном воспроизводстве отобранных запасов подготовкой новых. Но это не все. Накопленные к настоящему времени факты извлечения нефти из некондиционных пород позволяют раздвинуть границы пород-коллекторов. В настоящее время по возможностям аккумуляции нефти приняты два предела. Первый – абсолютный, принимается для оценки геологических запасов нефти, выше которого породы могут быть вместилищем нефти. Второй – кондиционный, выше которого нефтенасыщение пород достаточно для получения промышленного притока нефти, собственно они и являются породами-коллекторами.

Однако, на практике в настоящее время геологические запасы не подсчитываются, а называемые балансовыми запасы учитываются только исходя из нижних кондиционных значений параметров пород-коллекторов. Из них затем в результате технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) выделяются извлекаемые запасы нефти. При этом методика определения кондиционных значений пород-коллекторов, основанную на привязке данных лабораторного анализа керн к результатам получения притока нефти при опробовании, построения зависимостей между различными параметрами коллекторов: проницаемости от пористости, проницаемости от глинистости, пористости от глинистости, а также обучения ГИС на данных анализа керн нельзя признать совершенной. При анализе небольших кусочков керн невозможно учесть трещиноватость, которая, как известно, имеет решающее значение для фильтрации флюидов. При привязке керн к ГИС и построении палеток, мы получаем интегральную характеристику пласта, который в подавляющем большинстве случаев неоднороден, что также оказывает определяющее влияние на процессы вытеснения нефти.

Определенные ТатНИПИнефть в 1960 – 1961 гг. нижние кондиционные значения пород-коллекторов для горизонтов Д<sub>1</sub>Д<sub>0</sub> составляли по пористости 11%, проницаемости – 0,01 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенности – выше 50%. В 80-ые годы эти значения выглядели несколько по-другому: по пористости – выше 12,6 %, проницаемости – 0,03 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенности – выше 50%. Границы пород-коллекторов оказались выше. Существующие методики определения фильтрационно-емкостных свойств пластов по ГИС не учитывают различного рода неоднородностей пластов, что приводит к значительным расхождениям параметров, определяемых по ГИС и данным анализа керн.

Исходя из изложенного, не следует считать неожиданностью, когда определенные в соответствии с действующей методикой некондиционные пласты отдают нефть, т.е. являются приточными. Поэтому выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромашкинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей меняет наши

Проектные документы	Фонд скважин			УПС га/скв	Коэфф. извлечен. нефти	
	Общий	Основной	Резервный		проект	Возможн. при выпол. проекта
<b>I Генсхема</b>	9 364	8 364	1000	45	0,6	0,38*/0,302
Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки I Генсхемы)	53 123	-	-	8	-	-
<b>II Генсхема</b>	12 020	9 880	2 140	36	0,528	0,42*/0,374
<b>III Генсхема</b>	19 198	16 300		22,1	0,528	0,49*/0,475
Кроме того:	1 865	дублеров				
<b>Утвержденный фонд с дублерами (942 скв)</b>	25830	15748	10 082	20,3		0,466
<b>Фактически пробурено на 1.1.2004 г.</b>	20 948		-	21,2		
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (кроме того, 4720 скв-дублеров)	24177*		-	17,6	0,53	0,53
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, равного 0,60 с применением МУН (кроме того, 4720 скв-дублеров)	280076*		-	15,2	-	0,60
<b>IV Генсхема</b>	28 948	9 924	19024	14,7	0,528	0,528
Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки) С дублерами (2198 скв)	31 146					

Табл. 2. Оценка коэффициента нефтеизвлечения при внедрении проектных решений Генеральных схем (\* Муслимов, 1995).

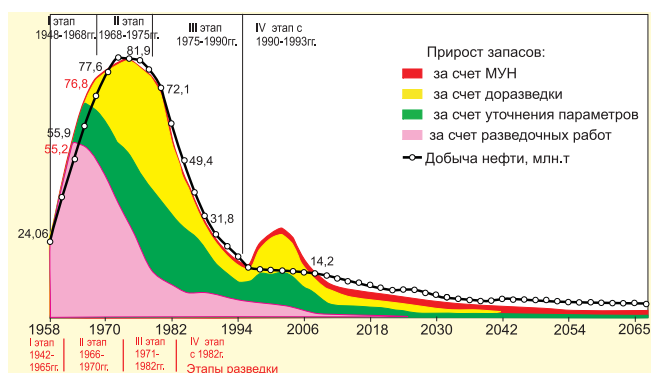


Рис. 2. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2065 г.

представления о геологическом строении объекта.

Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который можно оценить не менее 15 % к имеющимся.

Следующим существенным резервом увеличения извлекаемых запасов является повышение нефтеизвлечения. Здесь необходимо отметить, что достижение проектной нефтеотдачи по горизонтам  $D_1D_0$  возможно при осуществлении большого комплекса ГТМ. Это объясняется неполным охватом заводнением эксплуатационного объекта (до настоящего времени не все запасы вовлечены в активную разработку), неудовлетворительной выработкой ТЗН (выработка высокопродуктивных глинистых коллекторов в 1,4 раза, слабопроницаемых более чем в 3–4 раза, ВЗЗ с небольшой нефтяной толщиной в 1,2 раза ниже, чем высокопродуктивных пластов первой группы), ухудшением свойств невовлеченных запасов нефти из-за утяжеления, повышения вязкости, биодеградации, техногенным снижением коллекторских свойств пластов в процессе длительной эксплуатации. В вышележащих отложениях девона и карбона проблема достижения высокой нефтеотдачи осложняется повышенной вязкостью нефти и сложным строением карбонатных коллекторов. Для обеспечения полного охвата залежей заводнением для выработки ТЗН необходимо применить все отработанные в процессе эксплуатации методы разработки.

В IV Генсхеме разработки горизонтов  $D_1D_0$  Ромашкинского месторождения предусматривается добыть запасы с достижением утвержденной нефтеотдачи 0,528 к 2066 г. (Рис. 2). Рентабельный срок разработки составляет до 2033 г., когда будет отобрано 97,3 % всех учетных извлекаемых запасов нефти. Увеличение нефтеотдачи до 0,6 позволяет продлить рентабельную разработку объекта на 100 лет. Если же

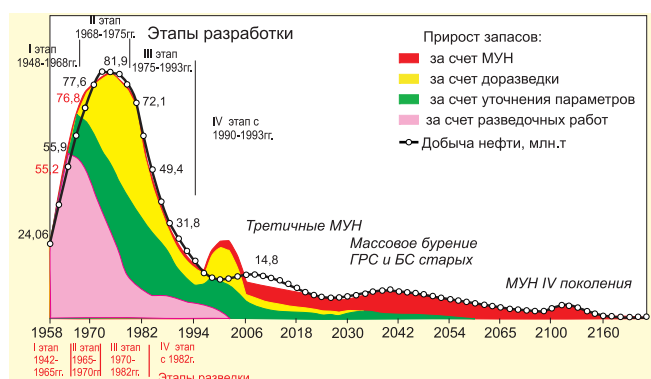


Рис. 3. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению до 2200 г.

подтвердятся вышеизложенные представления о снижении кондиционных значений пород-коллекторов и изменении в связи с этим представлений о геологической модели месторождения, то балансовые запасы горизонтов  $D_1D_0$  Ромашкинского месторождения возрастут, а следовательно, увеличатся и извлекаемые запасы нефти и сроки разработки этого объекта до 2200 г. (Рис. 3). Длительное время месторождение будет разрабатываться при воспроизводстве запасов нефти (практически 100 %) в основном за счет увеличения КИН и прироста за счет доразведки, переоценки запасов за счет некондиционных в настоящее время коллекторов и изменения геологической модели объектов разработки.

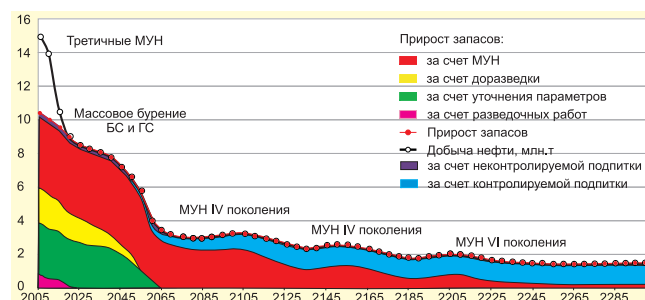


Рис. 4. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г.

Однако наши фундаментальные исследования последних 10 лет позволяют полагать, что эти сроки могут быть существенно увеличены за счет миграции углеводородов из зон деструкции кристаллического фундамента через многочисленные разломы, т.е. «подпитки» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения «углеводородным дыханием» фундамента. Процесс глубинной дегазации недр с периодичным поступлением углеводородов в верхние горизонты земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, подчиняющимся определенным геотектоническим условиям (Муслимов, 2007) (Рис. 4).

## Литература

- Муслимов Р.Х., Киршфельдт Ю.З., Петросян Л.Г. Доразведка эксплуатируемых месторождений – важнейший резерв подготовки новых запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1974. №1. 31-36.
- Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1979.
- Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №3. 24.
- Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М. ВНИИОЭНГ. 1995.

**R.K. Muslimov. Development of the Romashkino supergiant field is a great contribution of Russian scientists and experts to world petroleum science and oil development practice.**

The article reviews the 60-year experience of exploration of the Romashkino oil field and the designing and implementation of the advanced pattern waterflooding system.

**Key words:** the Romashkino supergiant field, oil field development.

Муслимов Ренат Халиулович

Профессор кафедры геологии нефти и газа КГУ, академик РАН, Академии наук Республики Татарстан и др., д. г.-м. н. 420008, г. Казань, Казанский государственный университет, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843)2315384.