

DOI 10.25689/NP.2019.1.1-30

УДК 622.276.43

**МЕТОДЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ДОЛГОЕ ВРЕМЯ ОСТАЮТСЯ  
ОСНОВОЙ РАЗРАБОТКИ БОЛЬШИНСТВА НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ**

**Муслимов Р.Х.**

Казанский (Приволжский) федеральный университет

**WATERFLOODING AS THE BASIS OF OIL FIELDS DEVELOPMENT  
IN RUSSIA**

**Muslimov R.Kh.**

Kazan Federal University

**E-mail: davkaeva@mail.ru**

**Аннотация.** В статье анализируется 65-летний опыт становления и развития высокоэффективной технологии внутриконтурного заводнения на супергигантском Ромашкинском нефтяном месторождении. Показывается борьба различных школ за совершенствование и повышение эффективности этой технологии, преодоление сомнений и опасений применения внутриконтурной закачки воды и доведения этой технологии до современного мирового уровня при существенно меньших затратах на ее реализацию.

Системы заводнения и особенно организация их внедрения – повсеместно, массированно и с самого начала разработки – обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывшего СССР. Благодаря этому СССР вышел на исключительно высокий уровень добычи нефти в мире – около 625 млн.т в год, добывая в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США. Однако, несмотря на очевидную высокоэффективную и в основном по большинству месторождений безальтернативную технологию заводнения, до настоящего времени некоторыми авторами продолжается критика современной технологии, исходя из мифического разрушения залежей вследствие ее применения. Показана безосновательность, бездоказательность и вредность таких суждений. Обосновываются пути дальнейшего развития технологии с учетом выявленных новых факторов в разработке на поздней стадии (переформирование залежей и подпитка их углеводородами из глубин недр). Определяются весьма высокие перспективы

дальнейшего совершенствования и применения гидродинамических методов разработки большинства месторождений.

**Ключевые слова:** *внутриконтурное заводнение, гидродинамические методы разработки, современные гидродинамические методы, гидродинамические МУН (ГМУН), техногенно измененные месторождения, разрушение залежей, давление нагнетания, форсированный отбор жидкости (ФОЖ), стационарное и нестационарное заводнение, изменение фильтрационных потоков жидкости, неравномерная выработка пластов, опережающее заводнение, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), переформирование залежей, подпитка, кристаллический фундамент (КФ).*

**Abstract.** The paper reviews the 65 years' experience of progress of the contour waterflooding technology to increase production from the Russian super-giant Romashkinskoye field. The technology has come a long way having witnessed the emergence of different scientific schools competing with each other and offering their solutions, having overcome a lot of doubts and fears as to feasibility of water injection and, finally, having matured to its current status of an efficient world-class technology, maximizing oil production, yet at reasonable costs.

Waterflooding systems, in and of themselves, and, importantly, a wide-scale and universal application of the technology at early production stages resulted in unprecedented flow rates and high production performances of oil fields in the former Soviet Union. Owing to the grand-scale implementation of water-injection projects, the USSR was able to attain one of the highest annual oil production levels in the world, about 625 million tonnes, which was 1.56 times higher than in the USA with the total well count 6 times less, at that. However despite the evident advantages of the waterflooding technology, in many cases being the single option whatever, some authors have persisted in criticizing the waterflooding process basing their arguments on the alleged destruction of subsurface formations because of water injection. The author dispels these myths, and shows the groundlessness and even noxiousness of such assertions. Quite the contrary, the waterflooding technology has a high potential for further improvement and application. Technology development and improvement opportunities in the light of the newly-discovered phenomena characteristic of the advanced stage of reserves production (re-forming of deposits and hydrocarbon charge from deeper sediments) are discussed.

**Key words:** *contour waterflooding, waterflooded development, modern waterflooding methods, waterflood as secondary EOR, man-induced damage to oil fields, destruction of formations, forced production, cyclic waterflooding, irregular displacement, poor conformance, water fingering, hard-to-recover reserves, re-forming of deposits, hydrocarbon charge, crystalline basement.*

С 1954 г. на девонской залежи супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения началось внедрение прогрессивной системы внутриконтурного заводнения, а в 1956 г. была утверждена первая Генеральная схема его разработки, которая явилась научным обоснованием применения внутриконтурного заводнения.

Гидродинамические методы с начала их применения назывались вторичными. По мере их развития появилось понятие современные гидродинамические методы. Затем появились третичные и не всеми еще признанные четвертичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) (Рис. 1).



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

Затем их стали называть современные гидродинамические МУН. Хотя понятие МУН здесь не совсем уместно, но его пока оставили потому, что ряд НК эти новые гидродинамические МУН либо применяли в ограниченном количестве, либо не применяли вовсе.

Все эти годы были годами становления современных принципов разработки нефтяных месторождений с применением систем внутриконтурного заводнения. Необходимость этого диктовалась

объективными условиями. Главным из них явилось открытие крупных месторождений в платформенных областях, характеризующихся своими особенностями геологического строения. Как правило, эти месторождения приурочены к пологим структурам достаточно большой площади, залежи характеризуются слабой связью и низким напором краевых вод, значительная часть запасов относится к категории трудноизвлекаемых. Разработка месторождений с такой характеристикой на режимах истощения требует огромных затрат и обуславливает низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) 10-25 %. Поэтому необходимы были новые подходы к системам разработки.

Внедрение новой технологии разработки по объективным и субъективным причинам шло в упорной борьбе, дискуссиях различных научных школ, в том числе монополизировавшего в течение большого периода времени научного направления в области разработки и нефтедобычи, о чем много писал выдающийся ученый В.Н. Щелкачев [1].

Действительно, 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. Сахипгараев, 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).

Все эти сомнения и опасения начали сбываться с промышленным внедрением новой технологии и чем дальше, тем ощутимее проявились недостатки в разработке месторождений. В первую очередь они являлись следствием сложности геологического строения основной залежи (горизонтов  $D_1D_0$ ) Ромашкинского месторождения и неадекватной особенностям геологического строения представлений гидродинамиков о процессах нефтевытеснения. Идеализировались и упрощались процессы нефтевытеснения геологически неоднородных пластов, считая их как бы однородными.

Во-вторых, применяемая в первоначальном виде технология внутриконтурного заводнения, предусматривающая стационарную закачку холодной воды для выработки ошибочно считавшихся однородными и достаточно проницаемыми пластов путем поршневого вытеснения нефти, создания фронта нефтевытеснения разрезанием залежи на широкие полосы, столкнувшись с реальностью, требовала конкретного совершенствования и доработки.

Принципы разработки Ромашкинского месторождения формировались в полувековой борьбе различных научных школ благодаря укреплению связей науки и производства, активной гражданской позиции, творческой работе производственников.

Сегодня признается, что спроектированная в 1953-1956 гг. в I Генсхеме система разработки, с современных позиций была малоинтенсивной (щадящей) и оставляла больше возможности для постоянного ее творческого совершенствования.

Это успешно сделали специалисты Татнефти, ТатНИПИнефть и

специалисты, входящие в состав ЦКР.

Первый этап проектирования разработки (1949-1956 гг.) завершился составлением и утверждением б. Министерством нефтяной промышленности СССР I-ой Генеральной схемы, составленной на период 1956-1965 гг. В этом документе были сформулированы [2] основные принципы разработки, из которых ряд принципов не нашло практического применения, а часть принципов 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>Д<sub>0</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 гг.) завершился утверждением 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 разработки Ромашкинского месторождения, 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 % [2]. Эта задача была решена в IV 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 разработки.

Разработкой Ромашкинского месторождения практически занималась вся страна – б.СССР и в первую очередь ЦКР и Миннефтепром. В этом был залог успеха. Ситуация начала меняться с переходом на рыночные условия.

Таким образом, 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 обводненности) к современным системам (оптимальные размеры эксплуатационных объектов, плотности и размещения скважин (разукрупнение объектов и увеличения плотности

сетки скважин – ПСС), миниблоковых, очагово-избирательных систем, при оптимизации давлений нагнетания ( $P_{пл}$   $P_{заб}$ ), снижения обводненности за счет разработанных эффективных методов контроля и регулирования процессов разработки).

Всемирно известный профессор В.Н. Щелкачев, много сил и времени отдавший решению проблем разработки Ромашкино, 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».

Подводя итоги этого сложнейшего пути, можно сказать, что внедренная впервые в практику разработки нефтяных месторождений технология внутриконтурного заводнения с разрезанием залежи рядами нагнетательных скважин доказала свою высокую эффективность. Большую роль в формировании принципов рациональной разработки на Ромашкинском месторождении на всех этапах проектирования и обсуждения решений по разработке играли геологи «Татнефти» и его подразделений (особенно главные геологи НГДУ), ТатНИПИнефть, которые участвовали в процессах проектирования и обсуждения этих документов на всех уровнях, активно аргументировали и защищали свою принципиальную позицию, направленную на рациональное недропользование.

Главные недостатки в разработке месторождения, которые

нефтяниками преодолевались в течение 60 лет следующие [3, 4]:

- 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.

Этот недостаток впервые был озвучен на Всесоюзном совещании по разработке Ромашкинского месторождения в 1959 г. в г. Лениногорске.

Освоение системы разработки Ромашкинского месторождения с применением внутриконтурного заводнения на первом этапе позволило вовлечь в разработку всего 65 % запасов (на Абдрахмановской площади аж 28 %, в настоящее время более 95 %).

Причем, чем геологически сложнее (неоднороднее) месторождение, тем ниже охват заводнением и тем больше и затратнее геолого-технические мероприятия (ГТМ) для обеспечения необходимого охвата заводнением (выработкой).

В начале разработки нефтяники ошибочно считали, что необходимо обеспечить равномерную выработку всей мощности эксплуатационного объекта. Чего только не делали для этого (выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, повышение давления нагнетания, применение различных методов изоляции пластов, ОПЗ скважин и МУН). Но затем пришли к рациональному решению – не стремиться к этому, а обеспечить первоочередную выработку базисных (содержащих основные запасы залежи) пластов. А в рамках этого принципа применять современные методы контроля и регулирования разработки (циклические, импульсные и др. методы заводнения, ВИР, ОПЗ, МУН) [3].

Выработка оставшихся заводненных пластов осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой, а в призабойной и

близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки (АСПО) [4].

Проблему решили за счет применения современных методов ОПЗ и МУН [3, 4].

Ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биodeградированной нефти [5].

Создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабовырабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми, пластов по причине выпадения парафина вследствие снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение) [6].

Эти проблемы решали применением закачки сточных и реже пластовых вод, целенаправленного внедрения МУН и ОПЗ, и обязательно современных методов контроля и регулирования разработки.

В процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов, как по вышеизложенным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов по причине снижения давлений в процессе разработки (изменения степени раскрытости трещин, деформации и перемещения глинистого материала скелета породы) [7, 8].

Проблема решается рационализацией пластового и забойного давлений, не снижающихся ниже критических значений.

Таким образом, на многопластовом, многообъектном Ромашкинском месторождении были решены следующие главные проблемы:

- обоснованы системы разработки высокопродуктивных залежей маловязких нефтей, приуроченных к сложнопостроенным

- терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающие достижение высокой (до 50-60 %) нефтеотдачи;
- 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 (НЗ), 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 [9].

Сегодня можно сказать, что освоение супергигантского Ромашкинского месторождения явилось выдающимся вкладом ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений со сложным геологическим строением. В этом большая заслуга выдающихся ученых и производственников, Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений, всегда внимательно следящей за разработкой Ромашкинского месторождения, ответственно и творчески подходящей к анализу его разработки и обоснованию направлений совершенствования процессов внутриконтурной выработки сложнопостроенных пластов. Большую роль играли многочисленные совещания, проводимые на общесоюзном и региональном уровнях, а также публикации статей ученых и производственников в журналах «Нефтяное хозяйство» и др.

Было признано, что 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 [9].

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, бурение 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, бурение 72 тыс. скважин, нефтеотдача при этом составила бы не более 30-35 % [10].

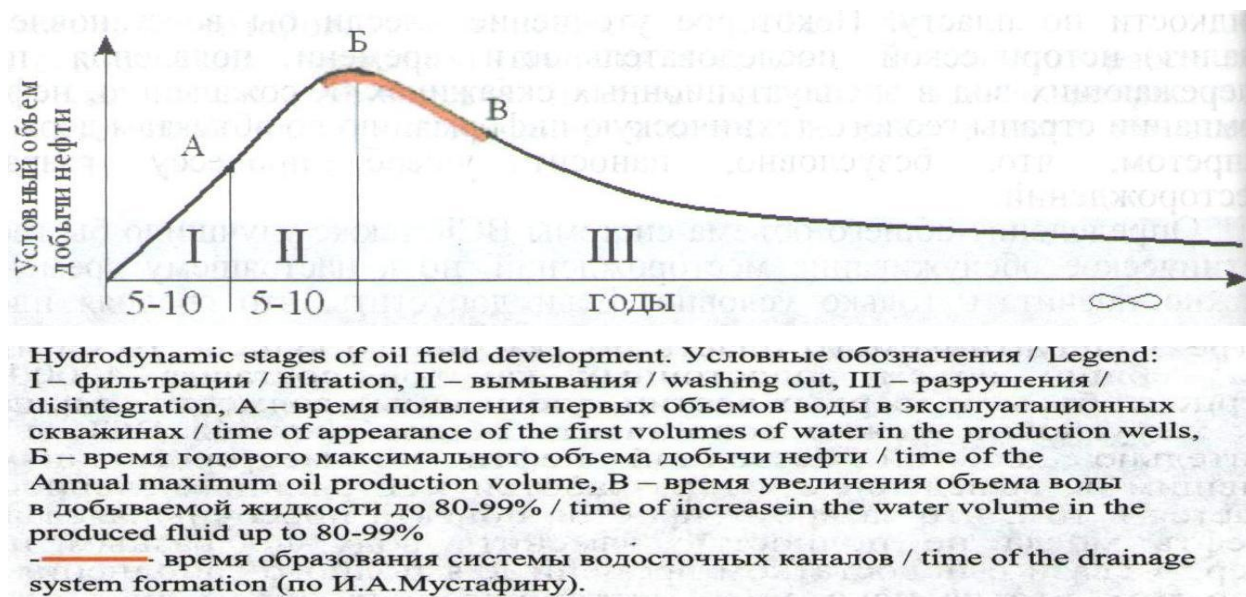
Казалось, что после устранения всех недостатков внутриконтурного заводнения для разработки реальных залежей и коренного изменения первоначальной технологии с обеспечением нефтеотдачи на уровне не ниже мировых значений, к концу 20 столетия, критика метода должна была исчерпаться.

Но это оказалось не так. Появились работы И.А. Мустафина [11, 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 затем приводит к «разрушению структуры вмещающих отложений, последствия которого отображаются таким же ростом обводнения, сокращением объема добываемой нефти».

Исходя из изложенного автор делает вывод о том, что для продолжения разработки месторождений гидродинамическим методом в

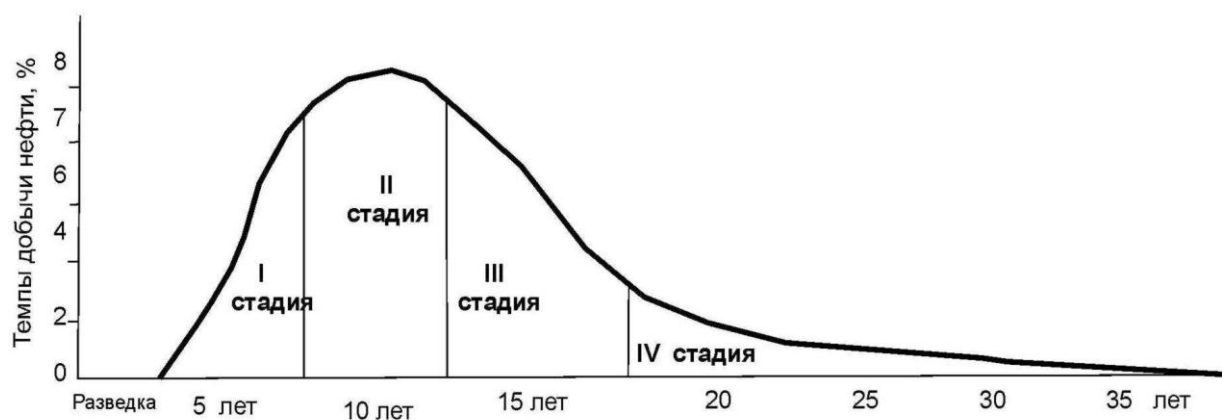
оптимальном режиме и в соответствии с законом РФ «О недрах» целесообразно выполнение предварительных геолого-технических мероприятий по восстановлению разрушенных объектов с последующим перепроектированием разработки.

Для обоснования этого автор вводит свои понятия о гидродинамических этапах разработки месторождений (Рис. 2).

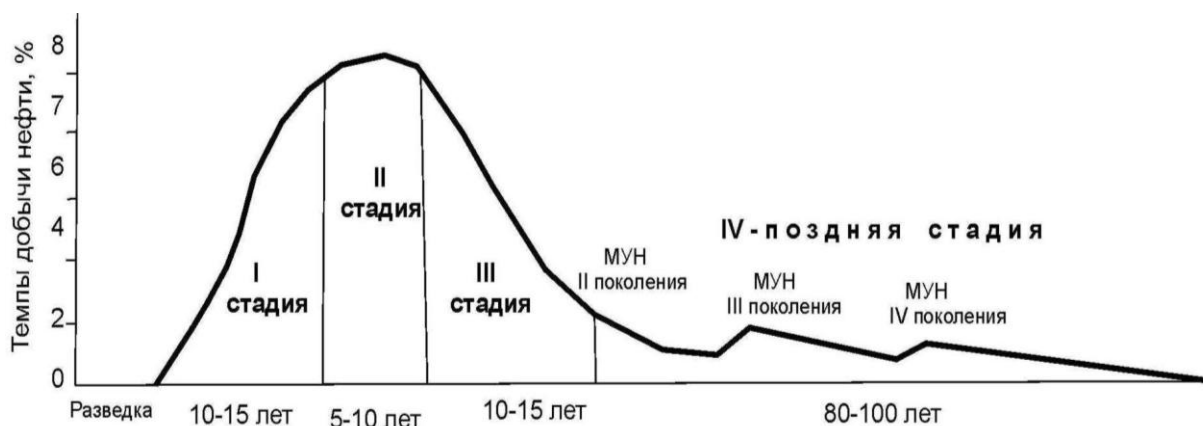


**Рис. 2. Гидродинамические этапы разработки нефтяных месторождений.**

Гидродинамическая этапность по И.А. Мустафину противоречит доказанным на многолетнем опыте разработки нефтяных месторождений в РФ и за рубежом. Она не отражает реальной стадийности разработки месторождений – ранее общепринятой (Рис. 3), современной (Рис. 4).



**Рис. 3. Стадии разработки эксплуатационного объекта.**



**Рис. 4. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р.Х. Муслимову).**

По версии автора [11] «Первый этап продолжительностью от начала эксплуатации до времени А, характеризуется:

- созданием широкого фронта заводнения в режиме прогрессивно-форсированного нагнетания воды и отбора нефти;
- накоплением аномально высокой техногенной гидроэнергии около нагнетательных скважин в радиусе достижимом неравномерным фронтом начального заводнения;
- направленной фильтрацией опережающих сточных вод по пути наименьшего сопротивления;
- ростом объема добываемой безводной нефти.

Второй этап, продолжительностью от точки А до времени Б, характеризуется:

- появлением первых объемов воды в добываемой нефти;
- началом преобразования техногенной аномально высокой потенциальной гидроэнергии зоны первичного заводнения в кинетическую;
- в связи с достижением опережающей воды радиуса влияния эксплуатационных скважин;
- образованием точки депрессии техногенного АВПД;
- постепенным снижением потенциальной энергии и площади

начального объема заводнения вокруг нагнетательных скважин;

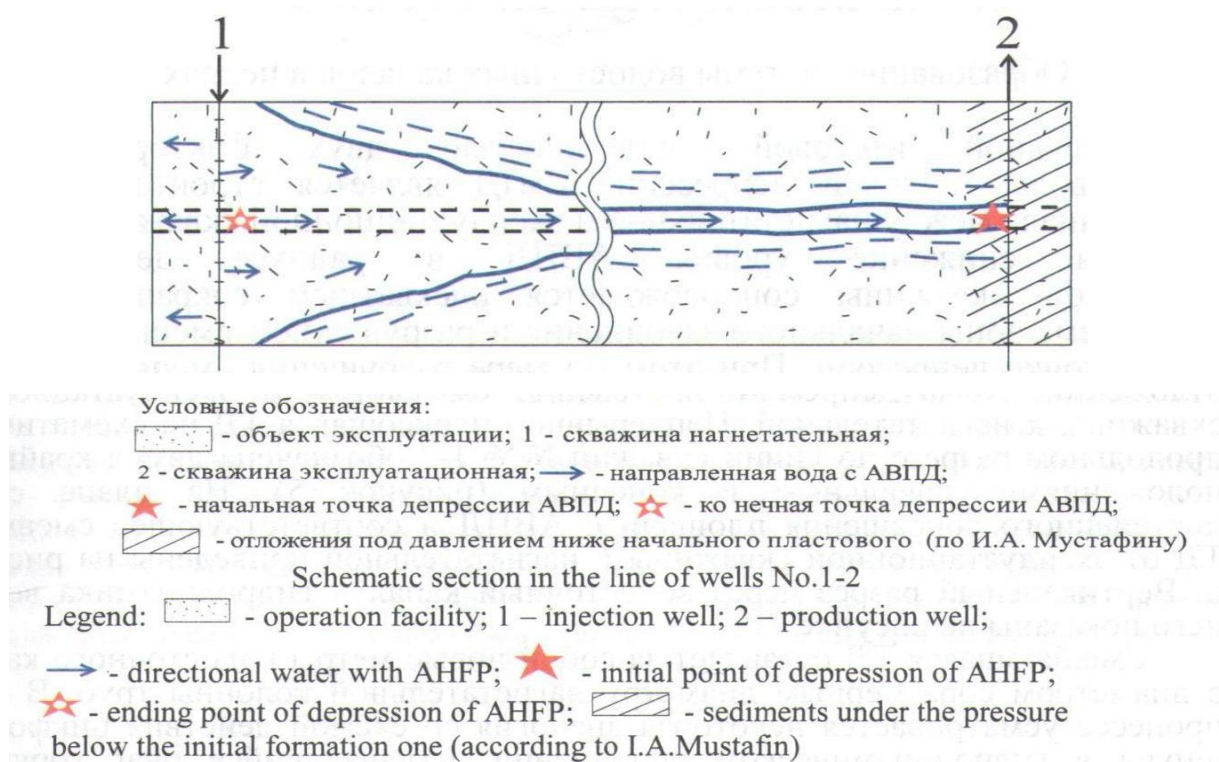
- синхронным ростом объема нагнетаемой воды и добываемой жидкости (нефть+вода) с постепенным увеличением доли воды до 20-30 % на уровне времени Б и соответствующим усилением вымывания пелитовых частиц из вмещающих отложений;
- постепенным усилением деятельности фактора НВ;
- вымывание все более крупных фракций до разрушения структуры на отдельных участках вмещающих отложений на второй половине этапа;
- углублением процесса бесконтрольного продвижения нагнетаемой воды с возрастающей скоростью между нагнетательной и эксплуатационной скважинами;
- образованием первых единичных водосточных каналов между нагнетательной и эксплуатационной скважинами на последней четверти этапа».

Далее по автору наступает важнейший «третий этап, продолжительностью от времени Б к бесконечности и в течение первых около десяти лет характеризуется:

- полным сокращением аномально высокой потенциальной гидроэнергии и площади зоны начального заводнения вокруг нагнетательных скважин, с синхронно нарастающей обводненностью;
- резким увеличением доли в добываемой жидкости от 20-30 до около 80 % ко времени В, далее постепенно достигая 90-99 %;
- отсутствием геолого-технологических условий для создания фронта заводнения;
- массовым строительством и объединением одиночных водосточных каналов в единую систему ВСК в недрах, альтернативную системе ППД на дневной поверхности;
- резким сокращением объема добываемой нефти вопреки

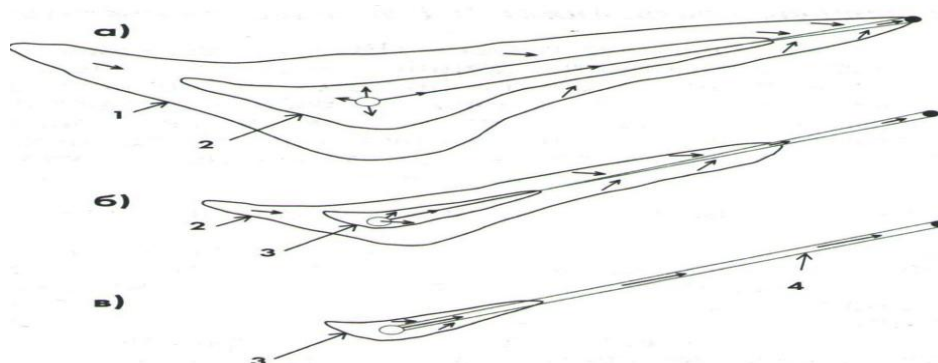
прогрессирующему объему нагнетаемой воды и применяемым методам увеличения нефтеотдачи пластов».

Схемы «разрушения» и «вымывания» пород по автору показаны на рис. 5, 6, 7. По автору вода, накапливаемая в недрах под техногенным АВПД, представляет собой в высокой степени неустойчивую конструкцию. Допуская некоторую поправку на разные скорости фильтрации материалов, вышеприведенную систему с высокой гидроэнергией можно было бы сравнить с каплей ртути на тарелке. Она стремится с повышенной скоростью вырваться на свободу в любом направлении. Такая возможность в первую очередь представляется фильтрующейся в узком секторе опережающей сточной воде, когда она достигает радиуса влияния эксплуатационной скважины с давлением ниже, чем начальное пластовое. И .... вода вырывается. В этом процессе преобладающая часть потенциальной гидроэнергии из зоны техногенного АВПД будет направлена на точку депрессии (ТД), на разрушение вмещающих отложений (Рис. 5).



**Рис. 5. Схема разрушения породы.**

Схема ВСК по автору представлена на рис. 6, 7.



Progression of the drainage system formation in the subsoil (а, б, в) (по И.А.Мустафину)

Условные обозначения / Legend: ○ – нагнетательная скважина / injection well,

● – эксплуатационная скважина / production well, → направление движения сточных вод после выхода к эксплуатационной скважине / direction of wastewater movement upon its escape to the production well, 1 – площадь проникновения сточных вод до выхода к эксплуатационной скважине / area of wastewater penetration prior to escaping to the production well, 2-3 – промежуточные положения постепенно сокращающейся площади заводнения / intermediate positions of the gradually reducing area of water flood, 4 – водосточный канал / drainage channel.

**Рис. 6. Последовательность строительства водосточных каналов в недрах (а, б, в).**



**Рис. 7. Схематичный вертикальный разрез водосточного канала в недрах.**

Исходя из мифического «разрушения пород» автор предлагает проводить разработку месторождений на так называемых щадящих режимах (с которых мы начинали 60 лет назад), по существу игнорируя весь накопленный в отрасли опыт. Он предлагает:

- остановить дальнейшее разрушение эксплуатируемых объектов, в соответствии с законом РФ «О недрах»;
- существенно снизить уровень обводненности месторождений;
- начать разработку трудноизвлекаемых запасов из «целиков»;

- повысить КИН;
- увеличить объем добываемой нефти на много десятков процентов, в зависимости от количества и насыщенности «целиков» на эксплуатируемых объектах;
- составление рамочного проекта восстановления разрушенных месторождений по всем нефтегазоносным провинциям страны на основе этой технологии;
- обновление структуры составления проектов разработки месторождений.
- составление проектов разработки новых или восстановленных старых месторождений нефти на основе более бережных технологий в отношении к вмещающим отложениям, исходя из вариантов тепловых или газовых.

По существу (хотя это особо не афишируется в рассматриваемой работе) [11] она направлена против применения внутриконтурного заводнения или понятнее сказать против практики применения этого метода (на примере Ромашкинского и Самотлорского супергигантских месторождений).

Любая разработка нефтяного месторождения меняет его свойства и облик. Но его разрушения не происходит. И само понятие разрушение не дает представления о его изменении. Более того это понятие у каждого, кто как-то прикасался к проблеме разработки месторождений, невольно возникает ассоциация с такими ранее бывшими в ходу утверждениями – «загубили месторождения». Под этим обычно понимали широкое применение заводнения или лучше сказать неконтролируемой закачки воды больших объемов в пласт.

На поздних стадиях разработки нефтяники обычно применяют термин «техногенно измененное месторождение (залежь)». Этот термин появился в 80-е годы прошлого столетия. Под ним подразумевается

техногенное изменение параметров залежи в результате длительной разработки с применением заводнения. Было показано, что в поздней стадии разработки мы имеем дело с техногенно измененным объектом (с другим гидродинамическим, гидрогеологическим, температурным, газожидкостным составом, с другими ФЭС коллекторов и т.д.). Причем эти изменения характерны не только для разработки с применением заводнения, но и для других технологий воздействия на пласт или даже без воздействия. Степень его изменения зависит от сложности геологического строения месторождения.

Большинство обозначенных в рассматриваемой работе проблем на Ромашкино уже решены. Эти рекомендации или давно уже используются нефтяниками, либо заменены другими, более эффективными решениями.

Усложняют процессы нефтевытеснения неоднородность и особенности трещиноватости пород. Роль трещин в вытеснении нефти в процессе разработки является важнейшей не только для трещинных, но и для гранулярных коллекторов. Ведь макро- и микротрещины имеются практически в подавляющем большинстве пород-коллекторов. Они-то и играют основную роль в процессах фильтрации. Причем на практике преобладают случаи, когда имеется приток нефти в трещины из матрицы пласта в результате создания разнопеременных перепадов давления между трещинами и основной частью породы в процессе разработки. Причем фильтрация в большинстве случаев происходит не по техногенно образованным каналам, а по естественным трещинам. Со временем они при многократной фильтрации очищаются и становятся более проводимыми. А процесс может начинаться с маломощных (сантиметры) сверхпроницаемых пропластков (единицы и более дарси). По ним в первую очередь при закачке идет трассер. Создается ощущение, что трассер как бы бежит быстрее воды. Вначале концентрация трассера мизерная и обводненность в скважине практически отсутствует. Затем

концентрация его существенно возрастает. Следовательно, в фильтрации уже участвует большая мощность коллектора.

На Ромашкинском и других месторождениях РТ никакого разрушения пород в процессе эксплуатации за многолетние наблюдения не отмечено. Где продукты разрушения – их просто нет. Если бы разрушение происходило, мы бы видели продукты этого процесса – вместе с жидкостью из скважин добывалось бы сотни тысяч и миллионы тонн песка или других пород. А их нет.

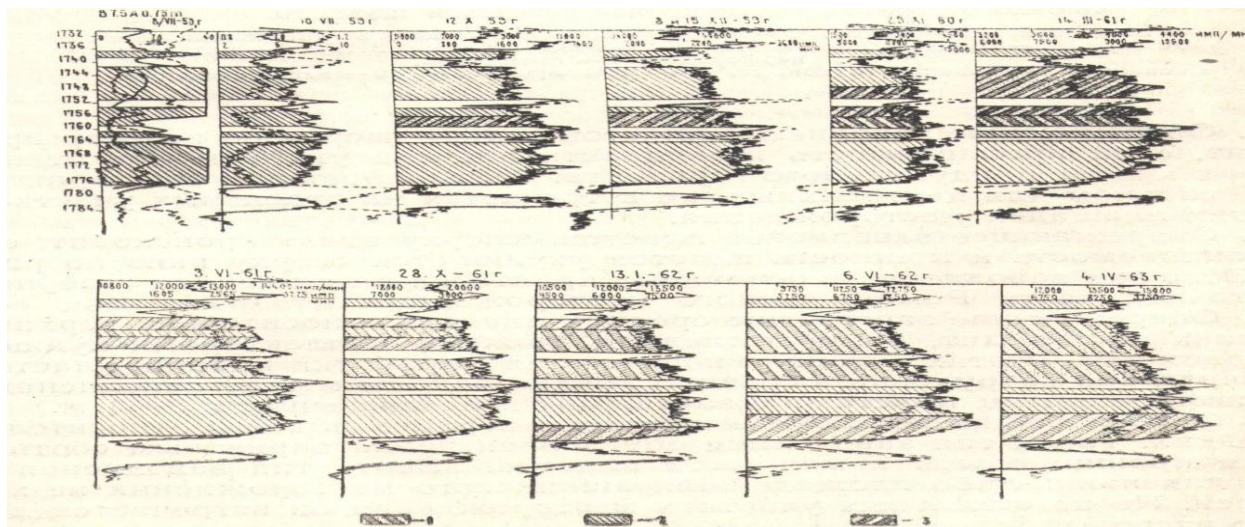
Процессы разрушения пород в процессе разработки можно было наблюдать на месторождениях тяжелой нефти в Канаде. Здесь фирма Хаски добывает тяжелую нефть из залежи, на которой песок как бы цементируется, если так можно выразиться тяжелой нефтью (битумом). При тепловом воздействии добывается тяжелая нефть с содержанием песка до 30 % и более.

На усложнение разработки недр это не влияет. Забойные фильтры здесь применяют для снижения затрат на добычу, первичную подготовку нефти, решение проблемы с песком. У нас же выноса песков из терригенных пород практически нет за некоторыми исключениями - отдельных участков залежей в терригенном карбоне (да и это очень редко).

Фильтрация в основном происходит по естественным трещинам в породах, а опережающее обводнение по высокопроницаемым, редко по сверхвысокопроводимым прослоям. Затем, как правило, охват заводнением по мощности продуктивного пласта постепенно увеличивается. Этот процесс нефтяники НГДУ Лениногорскнефть впервые наблюдали в специальной контрольной скважине 3405 Абдрахмановской площади на заре внедрения внутриконтурного заводнения (Рис. 8) [2]. Так называемое «разрушение» к этому процессу вообще не имеет никакого отношения.

А там, где естественная трещиноватость не обеспечивает

необходимых объемов закачки воды или вообще приемистость пластов отсутствует обычно применяют ГРП.



1 – пресная вода, 2 – нефтеносная часть пласта, 3 – промытая часть пласта.

**Рис. 8. Прослеживание ВНК по контрольной скважине 3405.**

Создание искусственных трещин для разработки залежей с ТЗН обычно практикуют в слабопроницаемых и плотных пластах. Здесь ГРП полезен и его применение может сделать разработку таких залежей рентабельной. Например, супергигантское Приобское месторождение без ГРП не могло бы разрабатываться из-за нерентабельности (дебиты скважин 4-5 т/сут). Применение технологий ГРП позволило разрабатывать это месторождение с высокой рентабельностью (дебит скважин 40 т/сут и выше). Напротив, на ряде месторождений Западной Сибири с достаточно проницаемыми пластами ГРП приводило к ускоренному обводнению и снижению КИН. Следовательно, ГРП где-то полезно, где-то вредно, где-то не полезно и не вредно. Практически так же обстоит дело и с другими МУН. Все зависит от деталей геологического строения залежей, особенностей их строения. Поэтому сегодня перед нефтяниками остро не стоит вопрос создания новых технологий выработки пластов. Их в мире очень много. Основная проблема правильного подбора технологий для конкретной залежи с конкретными присущими ей особенностями

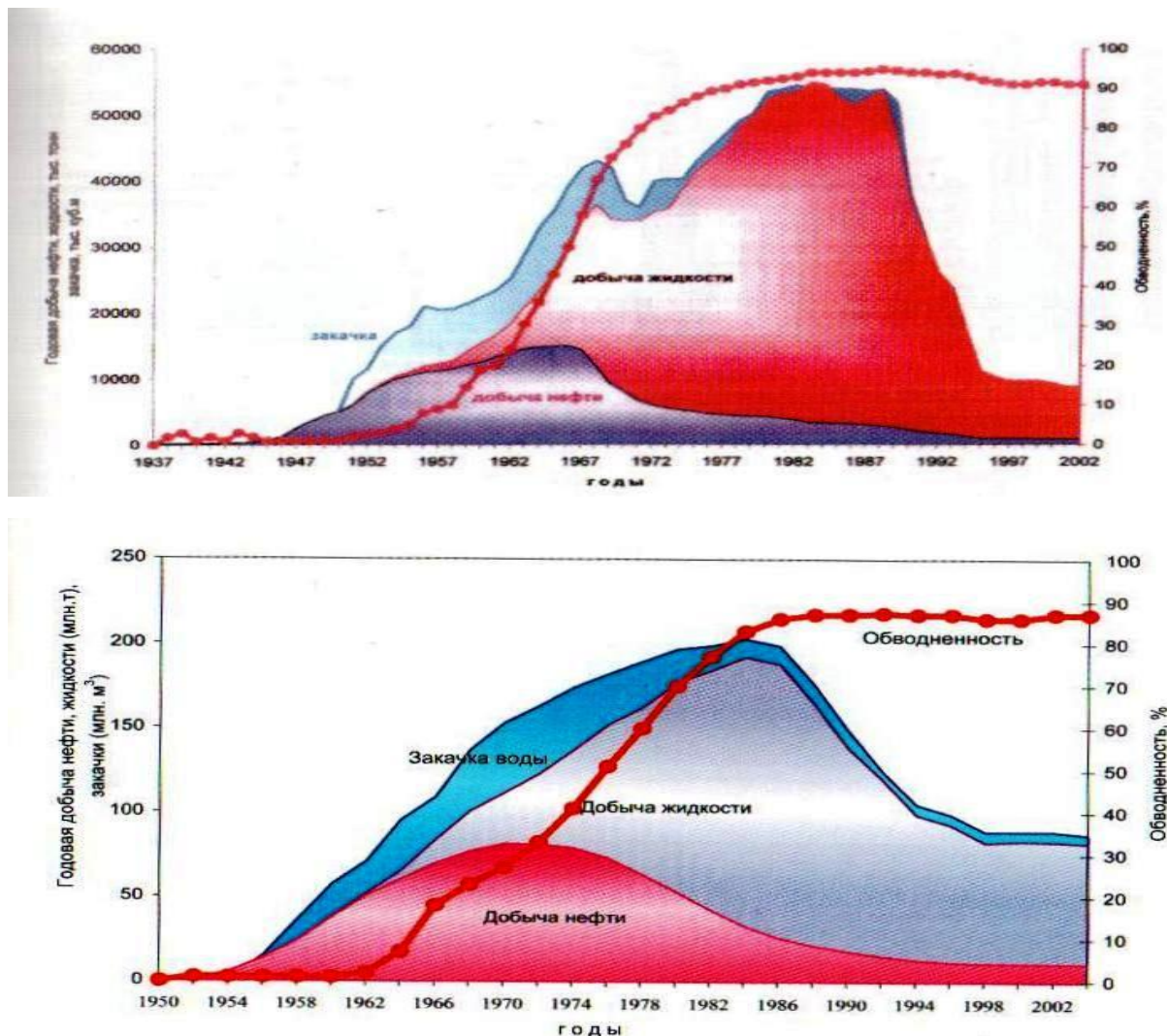
геологического строения. Проблема сложнейшая и полностью пока не решена (нет формализованных методов подбора технологий для конкретных залежей). В РТ было опробовано около 250 технологий МУН, отобрано для широкого применения около 40.

В своих рассуждениях автор [11] совершенно не учитывает тот факт, что нефтяники создали мощный комплекс методов контроля и регулирования процессов разработки нефтяных месторождений, в корне меняющие ситуацию с обводнением скважин и обеспечивающие максимизацию добычи нефти при минимизации добычи попутной воды. Эта вода практически была включена в единый цикл: закачка-добыча-подготовка-обратная закачка в пласт. Этот цикл снизил затраты на закачку воды. Кроме того исследованиями было установлено благоприятное воздействие этой воды на процессы нефтевытеснения (увеличение КИН на 3-5 %).

На рис. 9 показано сравнение динамики добычи нефти с подпиткой воды на объектах терригенного девона Ромашкино, где более полно применялись современные методы контроля и регулирования Туймазинского месторождений, где эти методы применялись в меньшей степени и на более поздней стадии (запоздали).

Надо учитывать, что на Ромашкинском месторождении на поздней стадии по существу перешли на разные давления нагнетания воды в зависимости от проницаемости коллектора: до 100 ат. на устье скважин для высокопроницаемых пластов, до 130 ат. для менее проницаемых и до 160 ат. 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 раздельной закачки облагороженной или пластовой и сточной воды при давлениях нагнетания около 120-150 ат [16].



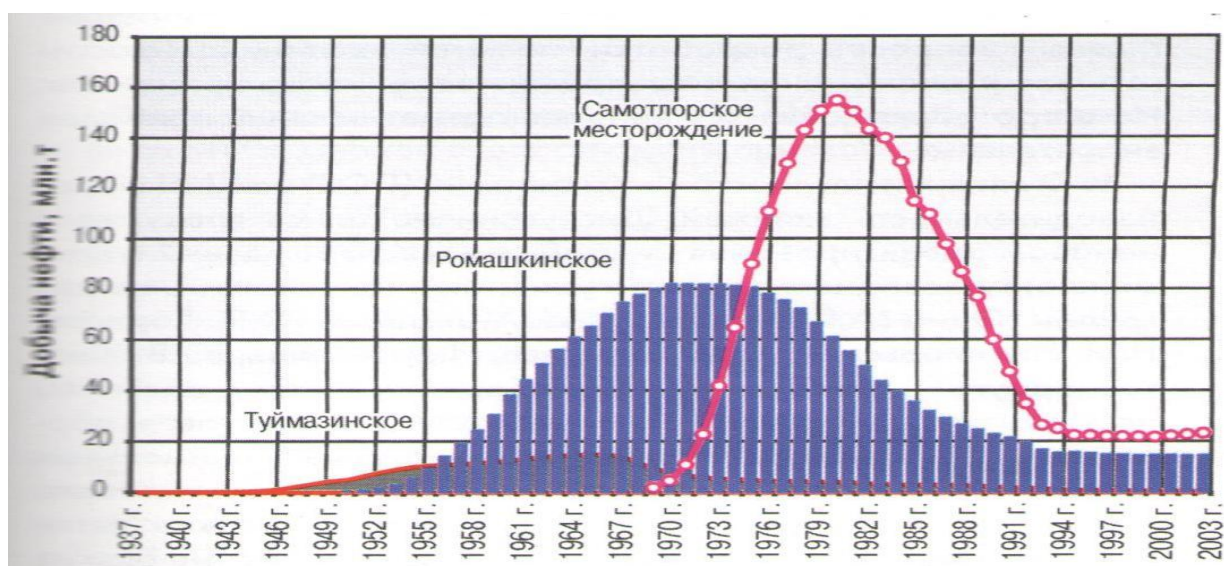
**Рис. 9. Сравнение динамики добычи нефти с подпиткой воды на объектах терригенного девона Ромашкино.**

К тому же, кто доказал, что разрушение пород в процессе разработки (если бы оно было) является вредным? Скорее всего, оно может оказаться даже полезным. Разрушение и переформатирование коллектора очевидно приведет к изменению направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, а это по многолетнему опыту способствует росту текущей добычи и КИН.

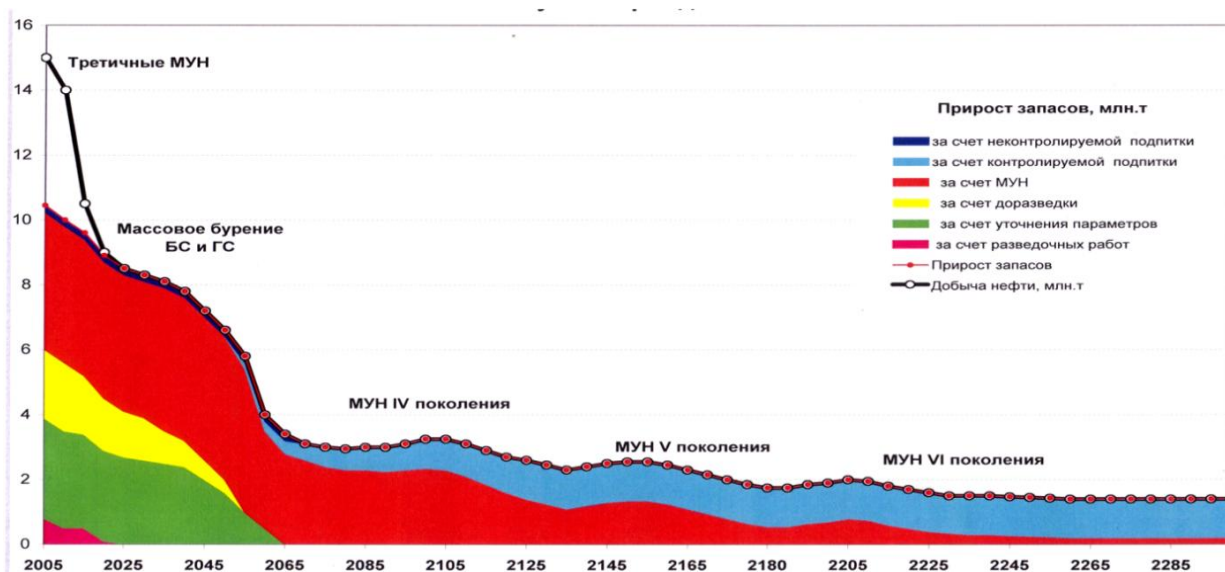
Влияние целенаправленного искусственно созданного разрушения пласта методом газодинамического разрыва пласта по своей технологии

предложил М.Г. Падерин (фирма КБ-Авангард). Он считает, что это будет способствовать увеличению текущей добычи и конечного КИН. Наверное нефтяники все же опробуют этот метод не мифического, а реального разрушения и его влияния на процессы нефтевытеснения.

Разработка Ромашкинского месторождения по ряду причин проводилась на более щадящих режимах, чем Самотлорского (рис. 10), хотя могла бы проводиться и на еще более щадящих режимах. Такие большие отборы нефти на месторождениях в б.СССР объяснялись необходимостью обеспечить высокие уровни добыч по стране в целом. Другое дело как неправильно использовалась эта добыча в стране. Но в настоящее время страна добывает столько, сколько ей необходимо для развития (и даже больше). По нашим оценкам добыча нефти по Ромашкинскому месторождению длительное время будет на высоком уровне как с учетом применения МУН более высокого поколения, так особенно с учетом подпитки (Рис. 11). Все это будет основываться на фундаменте современных гидродинамических методов и обеспечит полное удовлетворение нужд будущих поколений страны. Так что о каком-либо разрушении месторождений в процессе эксплуатации не может быть и речи.



**Рис. 10. Динамика добычи нефти по месторождениям.**



**Рис.11. Динамика добычи и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г.**

Каковы дальнейшие перспективы применения гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений РФ и РТ? Они в России всегда были основным методом разработки нефтяных месторождений и считались перспективными. Но эти перспективы ограничивались во времени. Так на Всесоюзном совещании в Москве (1968 г.) эти методы предусматривались в качестве основных на ближайший 20-летний срок. Очевидно, при этом подразумевалось широкое внедрение других методов (газовых, тепловых и др.). С тех пор прошло много лет. И сегодня есть основания полагать, что эти методы не утратят значения основных в течение всего 21 столетия.

Исходя из анализа опыта разработки и возможностей современной технологии ГМУН + МУН более высоких поколений показано, что значительную часть увеличения КИН (11,4%) мы получаем в IV стадии разработки высокопродуктивных месторождений (залежь горизонтов  $D_1D_0$  Ромашкинского месторождения). Это с учетом внедрения МУН и совершенствования геологического изучения, что говорит о важности этой стадии. А экспертная оценка позволяет полагать, что с учетом использования переформирования залежей можно достичь КИН около 0,7.

Дальнейшее развитие гидродинамических методов позволяет использовать такие методы как увеличение добычи нефти за счет переформирования залежей и подпитки из недр Земли как родственные природным процессам миграции [17, 18]. Эти методы наиболее отработаны и соответствуют особенностям геологического строения месторождений (особенно на поздней стадии). Более того, они больше приспособлены к применению МУН более высоких поколений (здесь мы не имеем ввиду более тяжелые тепловые и газовые МУН). И наконец, экономика применения гидродинамических методов существенно лучше, чем более сложных и дорогих МУН.

Другое дело залежи в карбонатных пластах. Они весьма сложные. Не случайно профессор Н.К. Фортунатова выделила около 55 разностей этих коллекторов, а с учетом разного состава нефтей, разнообразие залежей в карбонатах возрастает. Пока мы находимся в начале пути. Здесь огромный объем работы по повышению эффективности разработки мелких и средних месторождений (и не только в карбонатных пластах).

Там, где гидродинамические методы будут работать достаточно эффективно (с нефтеотдачей 0,3-0,35) они могут внедряться (по крайней мере, на первых этапах). Там где эти методы сегодня не работают (залежи башкирского яруса Мелекесской впадины) придется искать более приемлемые и более сложные МУН.

#### Список литературы

1. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 608с.
2. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. - Казань: Изд-во КГУ, 1979.
3. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения.
4. 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.

- Матер. V междунар. Конф. Часть II. – М.: Изд-во Московского гос. Университета, 2001.
5. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др. Особенности состава остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах. Тр. Межд. конф. Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка). Т3, Казань, 1994.
  6. Непримеров. Н.Н., Шарагин А.Г. Внутриконтурная выработки нефтяных пластов. – Казань: Изд-во КГУ, 1961.
  7. Добрынин В.М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.:Недра, 1970.
  8. Славин В.И., Химич В.Ф. Геодинамические модели формирования АВПД и их практическое значение. // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД/ Тр. ВНИГРИ. - Л., 1987.
  9. 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.
  10. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. - Казань: Изд-во КГУ, 2003. – 596с.
  11. Мустафин И.А. Геолого-технологические результаты гидродинамического метода разработки месторождений нефти в РФ на примере супергигантов Ромашкино и Самотлор».Монография. – Казань: Изд-во «Фолиант», 2018. – 88с.
  12. Мустафин И.А., Шайхутдинов Р.С. Гидродинамические этапы разработки нефтяных месторождений.//Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы международной научно-практической конференции. – Казань, 2-3сентября 2015г. – С. 229-230.
  13. 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 2016г. II том. – С. 56-58.
  14. 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, 6-7сентября 2017г. – С. 230-231.
  15. Мустафин И.А. Некоторые результаты внутриконтурного заводнения нефтяных месторождений.//Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: материалы международной научно-практической конференции. – Казань, 9-11сентября 2009г. – С. 294-295.
  16. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ. - 2014. 750с.
  17. 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.(214).- С. 14-17.
  18. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов//Георесурсы – 2015. - № 1(60) – С.39-46.

## References

1. Schelkachev V.N. *Vazhnejshie principy nefterazrabotki. 75 let opyta* [The most important principles of oil and gas production. 75 years of experience]. Moscow: Neft i Gas Publ., The Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004. 608 p. (in Russian)
2. Muslimov R.Kh. *Vliyanie osobennostej geologicheskogo stroeniya na effektivnost' razrabotki Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Effect of geological structure on the Romashkinskoye field production performance]. Kazan: Kazan State Univ. Publ., 1979.
3. Muslimov R.Kh., Shavaliyev A.M., Khisamov R.B., Yusupov I.G. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Geology, development, and production of the Romashkinskoye oil field]. (in Russian)
4. Muslimov R.Kh. *Negativnoe vliyanie processa «stareniya» zalezhej na potencial'nye vozmozhnosti neftedobychi i puti povysheniya effektivnosti razrabotki na pozdnej stadii* [Negative influence of oil deposits' ageing on oil production potential and ways to improve production performance at the late stage]. Proc. of the 5<sup>th</sup> International Conference *Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza* [New ideas in petroleum geology and geochemistry]. Part II. Moscow: Moscow State Univ. Publ., 2001. (in Russian)
5. Yusupova T.N., Petrova L.M., Mukhametshin R.Z. et.al. *Osobennosti sostava ostatochnoj nefti v zavodnennykh terrigennykh kolektorakh* [Composition of residual oil in waterflooded sandstone reservoirs] Proc. of International Conference *Problemy kompleksnogo osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti i prirodnkh bitumov (dobycha i pererabotka)* [Problems of integrated development of hard-to-recover oil reserves and natural bitumen (Upstream and downstream)]. Kazan, 1994. (in Russian)
6. Neprimerov N.N., Sharagin A.G. *Vnutrikonturnaya vyrabotka neftyanykh plastov* [Contour development of oil formations]. Kazan: Kazan State Univ. Publ., 1961. (in Russian)
7. Dobrynin V.M. *Deformatsii i izmenenie fizicheskikh svoystv kolektorov nefti i gaza* [Damage and change of physical properties of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra Publ., 1970. (in Russian)
8. Slavin V.I., Khimich V.F. *Geodinamicheskie modeli formirovaniya AVPD i ih prakticheskoe znachenie* [Geological and flow models of abnormally high reservoir pressure emergence and their practical importance]. Proc. of VNIGRI *Izuchenie geologicheskogo razreza i prognozirovanie AVPD* [Study of geological cross-section and forecast of AHRP]. Leningrad, 1987. (in Russian)
9. Muslimov R.Kh. *Osvoenie supergigantskogo Romashkinskogo mestorozhdeniya - vydayushchiysya vklad uchenykh i specialistov Rossii v mirovuyu neftyanuyu nauku i praktiku razrabotki neftyanykh mestorozhdenij* [Development of the super-giant Romashkinskoye oil field: outstanding contribution of Russian scientists and engineers into the world petroleum science and reservoir engineering practice]. *Georesursy*, No.4, 2008, pp. 2-6. (in Russian)
10. Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody upravleniya razrabotkoj neftyanykh mestorozhdenij s primeneniem zavodneniya* [Modern reservoir management methods using waterflooding]. Kazan: Kazan State Univ. Publ., 2003. 596 p. (in Russian)

11. Mustafin I.A. *Geologo-tekhnologicheskie rezul'taty gidrodinamicheskogo metoda razrabotki mestorozhdenij nefti v RF na primere supergigantov Romashkino i Samotlor* [Geological and production outcome of waterflooding methods of development of Russian oil fields by examples of super-giants Romashkino and Samotlor]. Kazan: Foliant Publ., 2018. 88 p. (in Russian)
12. Mustafin I.A., Shaikhutdinov R.S. *Gidrodinamicheskie etapy razrabotki neftyanyh mestorozhdenij* [Hydrodynamic stages of oil fields development]. Proc. of International Research to Practice Conference *Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdenij netradicionnyh uglevodorodov* [Challenges of exploration and production of non-conventional hydrocarbon reserves]. Kazan, 2-3 September, 2015. pp. 229-230. (in Russian)
13. Mustafin I.A., Mustafin G.M. *Geologo-tekhnologicheskie usloviya primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Geological and production conditions of application of enhanced oil recovery methods]. Proc. of International Research to Practice Conference *Innovacii v razvedke i razrabotke neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij* [Innovations in exploration and production of oil and gas fields]. Kazan, 7-8 September, 2016. Vol. II. pp. 56-58. (in Russian)
14. Mustafin I.A. *K proektirovaniyu gorizontal'nyh skvazhin na obvodnennyh mestorozhdeniyah nefti* [On planning of horizontal well in watered-out fields]. Proc. of International Research to Practice Conference *Gorizontal'nye skvazhiny i GRP v povyshenii effektivnosti razrabotki neftyanyh mestorozhdenij* [Role of horizontal wells and hydrofrac treatment in increase of oil fields' development efficiency]. Kazan, 6-7 September, 2017. pp. 230-231. (in Russian)
15. Mustafin I.A. *Nekotorye rezul'taty vnutrikonturnogo zavodneniya neftyanyh mestorozhdenij* [Some results of contour waterflooding of oil fields]. Proc. of International Research to Practice Conference *Innovacionnye tekhnologii v geologii i razrabotke uglevodorodov* [Innovative technologies in exploration and production of hydrocarbons]. Kazan, 9-11 September, 2009. pp. 294-295. (in Russian)
16. Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha; proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizaciya dobychi, maksimizaciya KIN)* [Oil recovery: the past, the present, and the future (optimization of production, maximization of oil recovery)] FAN Publ., Acad. of Sc. of Republic of Tatarstan, 2014. 750 p. (in Russian)
17. Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. *Al'ternativnye podhody – zalog sozdaniya proryvnyh tekhnologij v oblasti poiska, razvedki i razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij* [Alternative approaches as a basis of emergence of game-changing technologies for exploration and production of oil and gas fields]. Neft. Gas. Novatsii, No. 9 (214), 2018. pp.14-17. (in Russian)
18. D'yachuk I.A. *K voprosu pereformirovaniya neftyanyh mestorozhdenij i plastov* [On re-forming of oil fields and deposits] Georesursy, No. 1 (60), 2015. pp. 39-46. (in Russian)

**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**