

О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них.

Давыдов А.В.

Начальник Управления извлекаемых запасов УВС –
главный геолог ФБУ «ГКЗ», к.т.н., чл-корр. РАЕН

Проблема увеличения нефтеотдачи пластов появилась практически с начала добычи нефти. Ведь даже самые первые нефтедобытчики понимали, что чем больше они добудут нефти, тем больше заработают денег. И этот принцип работал всегда, даже с появлением первых мелких добывающих компаний, затем крупных, затем вертикально интегрированных и т.д. Поэтому и внимание к увеличению нефтеотдачи не ослабевает уже несколько десятилетий и даже все более усиливается по мере ухудшения структуры запасов. Именно поэтому средняя нефтеотдача пластов в развитых нефтедобывающих странах медленно, но неуклонно растет. По мнению многих специалистов, в обозримом будущем величина нефтеотдачи вполне реальной может быть в 50% и более.

1. Немного истории

История развития нефтедобычи и создания методов увеличения нефтеотдачи неотрывно связаны друг с другом, в которой можно выделить несколько основных этапов: начала

Первый этап во времени продолжался до 1946 г., т.е. до начала искусственного воздействия на пласты. Этот этап характеризовался режимом разработки, когда использовалась естественная энергия пластов (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил). В этот период применялась плотная и равномерная сетка скважин – 2-6 га/скв.; коэффициентом нефтеотдачи, который мог быть достигнут составлял – 0,1-0,25. Естественно, что в этот период в основном контролировалось только поведение пластового давления.

Второй этап продолжался с 1946 г. по 1980 г. и характеризовался интенсивным внедрением технологии заводнения как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых месторождениях. В 1948 г. впервые в СССР с начала разработки было начато промышленное применение законтурного заводнения с целью поддержания пластового давления на Туймазинском месторождении. Затем началось применение на других месторождениях различных систем размещения скважин (площадной и рядной) для реализации внутриконтурного заводнения. Одним из первых месторождений, на котором реализовывалось внутриконтурное заводнение, было крупнейшее Ромашкинское месторождение. За счёт применения заводнения удалось нефтеотдачу пластов увеличить более, чем в два раза. На этом этапе было важно контролировать не только поведение пластового давления, но и продвижение фронта вытеснения. Для

контроля за разработкой начали применять термометры, дебитометры и другие приборы. Таким образом, на втором этапе развития практически все месторождения СССР стали вводиться в эксплуатацию с применением закачки воды с самого начала и, в отдельных случаях, газа. Эти методы были названы вторичными. Коэффициент нефтеотдачи (или как принято сегодня в российской практике – коэффициент извлечения нефти – КИН) при применении вторичных методов достигает 0,3 – 0,4 и более [1,3,5].

На поздних стадиях разработки распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или газифицированных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. При столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи. Поэтому в этот период начинались работы по развитию методов доизвлечения остаточной нефти, получивших в дальнейшем название третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов. При этом надо иметь в виду, что эти методы могли реализовываться, минуя одну из предыдущих стадий, в зависимости от геолого-физической характеристики пластов и свойств насыщающих их флюидов.

Третий этап продолжался с 1980 г. до середины 90-х годов прошлого столетия и характеризовался различными методами, направленными на совершенствование технологии заводнения за счёт:

- перехода на площадное и избирательное заводнение;
- применения различных добавок к воде, улучшающих её вытесняющую способность (ПАВ, щёлочи, кислоты и др.);
- выбора оптимальных режимов закачки воды и отбора продукции (смена направлений фильтрации, повышение давлений нагнетания, циклический режим закачки воды и т. д.).

Была значительно усовершенствована информационная база, стали активно разрабатываться и внедряться методы гидродинамического моделирования с соответствующим программным обеспечением, появились методы автоматизации контроля за разработкой. На основании использования этого стали активно применяться методы регулирования процесса заводнения. Совершенствованием контроля и регулированием разработки удалось повысить нефтеотдачу на ряде месторождений до 0,5-0,6. Началось внедрение третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов в соответствии со специальным Постановлением Правительства СССР от 1976г. «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр». Постановление определяло объемы дополнительной добычи нефти за

счет применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, а также объемы выпуска в стране необходимых для этого материально-технических средств (специальной техники и химреагентов). Последнее обстоятельство имело особое значение в условиях социалистического хозяйства. Было также предусмотрено экономическое стимулирование осуществления нефтедобывающими предприятиями опытно-промышленных работ. Так, за десять последующих лет дополнительная добыча за счет третичных методов возросла в 3 раза и достигла в 1985 г. 5 млн тонн.

В этот период был сделан следующий шаг в концентрации усилий по вопросу увеличения нефтеотдачи пластов – в 1985 г. на базе института ВНИИнефть создан «Межотраслевой научно-технический комплекс «Нефтеотдача». Это дало дополнительный импульс для развития применения методов увеличения нефтеотдачи. Экономическая основа деятельности комплекса обеспечивалась централизованным валютным фондом МНТК «Нефтеотдача». Фонд формировался за счет отчислений от выручки, получаемой нефтедобывающими предприятиями при сверхплановом экспорте нефти, добытой с применением разработанных МНТК «Нефтеотдача» технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Комплексу также было предоставлено право реализации на экспорт всей добываемой им нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также битумов с использованием полученных средств на развитие и применение новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

Наиболее крупными проектами в конце 80-х – середине 90-х годов - работы по тепловому воздействию на пласты месторождений Усинское, Кенкияк, Каражанбас, Гремихинское и других, по физико-химическому воздействию на месторождениях Каламкас, Самотлорское, Ромашкинское и других, по газовому воздействию на месторождении Самотлор. Всего в этот период применение третичных методов увеличения нефтеотдачи реализовывался в той или иной степени на 365 участках, выделенных на 150 месторождениях страны. Всего под применение методов были вовлечены месторождения более чем с 5 млрд тонн балансовых запасов нефти. Реализуемые проекты по расчетным оценкам обеспечили прирост извлекаемых запасов в объеме около 250 млн. тонн. В результате с 1986 по 1990 гг. добыча нефти за счет применения тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи в стране возросла с 6 млн т/год до 12 млн. т/год. При этом годовая добыча в мире за счет МУН составляла около 100 млн.т.

Реализация методов сопровождалась не только лабораторными исследованиями, техническими и технологическими разработками, но и, что особенно важно, технико-экономической оценкой эффективности реализуемых методов. Следует признать, что хотя экономическая эффективность практически всех методов была достаточно высокой, однако она оказалась ниже предполагаемой ранее как за счет более низкого технологического эффекта, так и за счет более высоких затрат на реализацию методов. Однако в целом очевиден прогресс в развитии процесса применения тепловых, газовых и химических методов за достаточно короткий период [2-5]. Государственный подход к этой

проблеме и, как следствие, концентрация научных, методических и технологических усилий позволило разработать целый комплекс научно-методических документов по внедрению МУН и, самое главное, определить критерии применимости того или иного метода увеличения нефтеотдачи пластов к конкретным геолого-физическим характеристикам объекта. К сожалению, в дальнейшем все программы были свернуты, льготирование добычи нефти за счет применения МУН прекратилось и мы вернулись к тому, с чего начинали (рис.1). Незначительное увеличение добычи нефти в последние годы связано только с применением технологий теплового воздействия на пласты, содержащие высоковязкую нефть, которые без применения тепла практически не вырабатываются.

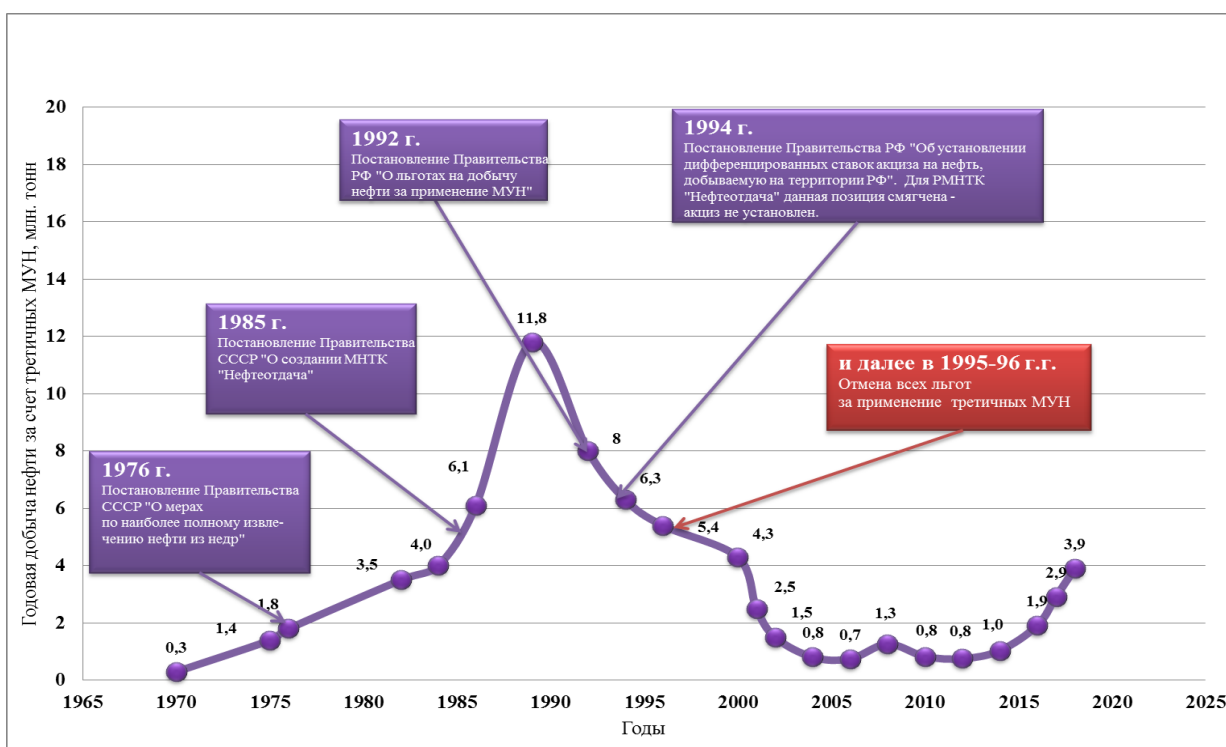


Рис.1. Динамика добычи нефти за счет третичных МУН

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов достаточно давно классифицированы по следующим направлениям:

Тепловые методы, включающие паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, вытеснение нефти горячей водой, пароциклические обработки скважин.

Газовые методы, включающие закачку воздуха в пласт; воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ); воздействие на пласт двуокисью углерода воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Химические методы, включающие вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы), вытеснение нефти растворами полимеров, вытеснение нефти щелочными растворами, вытеснение нефти кислотами, вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.).

Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте). Гидродинамические методы воздействия, бурение скважин различной конфигурации, способы освоения скважин в методы увеличения нефтеотдачи не входят. Здесь необходимо отметить следующее принципиальное положение.

В настоящее время применение горизонтальных скважин зачастую относят к методам увеличения нефтеотдачи пластов. Утверждение о том, что применение горизонтальных скважин является самостоятельным методом увеличения нефтеотдачи достаточно спорно. Это тем более важно, что горизонтальные скважины часто применяют в качестве средства интенсификации добычи нефти и далеко не всегда такое применение горизонтальных скважин приводит к повышению нефтеотдачи. Этому вопросу были посвящены многочисленные исследования, начало которым было положено еще в 1980-е годы в рамках государственной программы «Горизонт» и затем продолженные на базе современных математических моделей. Кроме того надо учитывать, что современное развитие техники и технологии разработки месторождений зачастую предполагает применение горизонтальных скважин в качестве базовых систем разработки.

По сути это относится и к такому методу интенсификации добычи нефти как гидроразрыв пласта. Во многих случаях (а точнее, в большинстве), применение ГРП является способом освоения скважин и никоим образом не может относиться к методам увеличения нефтеотдачи пластов.

В последнее время ряд исследователей стал выделять **группу комбинированных методов или так называемых улучшенных методов увеличения нефтеотдачи**. С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев должен реализовываться именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее. Такое сочетание методов позволит достичь наиболее высоких коэффициентов извлечения нефти. Учитывая, что основным методом воздействия в нашей стране является заводнение, комбинированные методы, позволяющие увеличить нефтеотдачу не на 1-2 пункта, а на 12-15 пунктов по сравнению с чистым заводнением, также можно отнести к методам увеличения нефтеотдачи [4].

И вот здесь кроется главное противоречие применения МУН, заключенное в сегодняшних российских реалиях разработки нефтяных залежей. Все МУН требуют организации системы разработки, и в первую очередь, системы размещения скважин.

2. Современное состояние

В новейшей истории России с переходом нефтяной промышленности на новую систему хозяйствования перестали действовать механизмы стимулирования увеличения нефтеотдачи, существенно уменьшилась активность

прикладных научных исследований, а фундаментальные исследования в этой области были практически прекращены, темпы и объемы освоения МУН существенно снизились (рис. 1).

Используемые в России в последние годы новые технологии относились, в основном, к гидродинамическим методам воздействия, повышающим эффективность процесса заводнения. Расширение области применения этих методов во многом было связано с относительной простотой технологий их реализации и имеющимся опытом использования. В число гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи включаются: циклическое заводнение, ОПЗ различными составами, потокоотклоняющие технологии, бурение боковых стволов. Годовая добыча за счет этих методов оценивается в 40-50 млн.т ежегодно.

На рис.2 приведено распределение добычи (в процентах) по каждому из методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи, причем за 100% использован только объем добычи, полученный именно от внедрения данных методов. Следует отметить, что в этом анализе не учитывается добыча от использования горизонтальных, многозабойных, многоствольных скважин, ГРП в различных модификациях при освоении скважин, так как в большинстве случаев в настоящее время это уже является основным (базовым) способом разработки залежей.

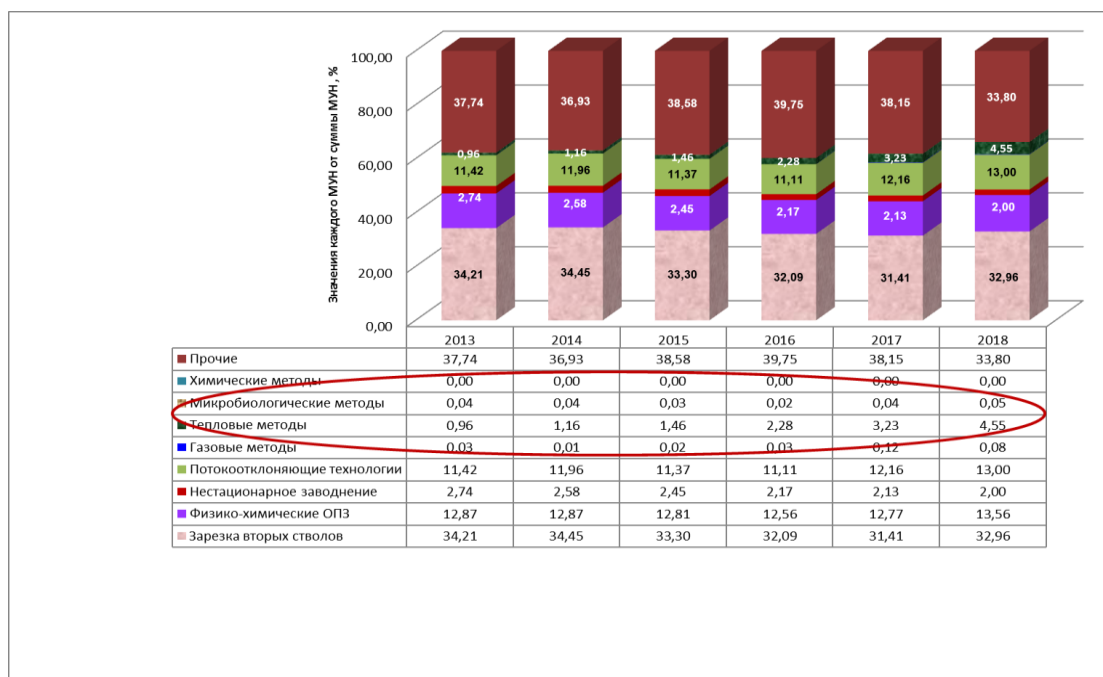


Рис.2. Распределение добычи (в процентах) по методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Если же оценивать вклад в годовую добычу от приведенных в таблице методов, то можно констатировать, что за счет внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов годовая добыча нефти по стране составляет

около 0,6% в год от общей добычи, что существенно ниже мировой практики и около 10% - за счет использования гидродинамических методов.

3. О проектировании и разработке нефтяных месторождений.

Оба это процесса неразрывно связаны друг с другом. Как спроектируем, так и будем разрабатывать. Как известно, «как корабль назовешь, так он и поплывет». Так вот, к сожалению, последнее время мы очень неудачно называем наши корабли, то бишь проекты. Точнее, называем мы их наверное и правильно, в соответствии с действующими регламентами, вот только начинка неудачная. Попробуем разобраться, почему.

Начнем с начала, т.е. с прочтаем «Закон о недрах».

В статье 23.1 «Основные требования по рациональному использованию и охране недр» четко указано, что одним из основных требований по рациональному использованию и охране недр является обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов (п.5). На это же направлены и основные определения, которыми пользуются при проектировании разработки нефтяных месторождений, а именно:

- **система разработки** - это совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом;
- **рациональной** называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при благоприятных экономических показателях;
- **рациональная разработка месторождения** – применение при разработке месторождения комплекса технических и технологических проектных решений, направленных на обеспечение наиболее полного из недр запасов нефти, газа и попутных компонентов при оптимальных затратах средств, соблюдении основных требований по рациональному использованию и охране недр.

Имеется еще ряд определений рациональной системы разработки, но общим у них является одно – достижение максимального извлечения углеводородов при наилучших экономических показателях.

Таким образом, недропользователь обязан при получении лицензии обеспечить выполнение закона «О недрах», а также условия рациональной разработки месторождений. Но недропользователи, в большинстве своем, в первую очередь именно об этом и забывают. А ведь, как известно, полнота извлечения нефти из пласта характеризуется коэффициентом извлечения, т.е. отношением накопленной добычи к геологическим запасам нефти в данном объекте. Таким образом, недропользователь должен в своих проектах обосновать достижение

максимально возможного коэффициента извлечения нефти при современном состоянии техники и технологии добычи нефти. Должен, но не обосновывает. Почему?

Имеется несколько причин. На системе тендерных процедур, низких стоимостей проектных работ и к чему это приводит мы в данной статье не будем останавливаться, тем более, что об этом уже не раз писали [6,7]. Остановимся на других очень важных причинах.

Первое. Внедрение методов увеличения нефтеотдачи пластов надо проектировать **заранее, на стадии составления первой технологической схемы разработки месторождения.** Только тогда можно обосновать оптимальную или рациональную систему разработки, т.е. систему размещения скважин, расстояние между скважинами (плотность сетки скважин), систему воздействия – первичную (если целесообразно осуществлять разработку на естественном режиме), вторичную и третичную. Таким образом, принципиальная идеология разработки объекта, содержащего запасы нефти, а также схема обустройства с учетом сроков внедрения того или иного метода воздействия, должны закладываться именно на этой стадии. К сожалению, однако, дальше проектирования заводнения (что, в нашей стране, в большинстве случаев, является не вторичным, а первичным, основным методом разработки) в первом проектом документе, как правило, не рассматривается в принципе. За исключением, конечно, тех редких случаев, когда без внедрения МУН с самого начала разработки этой самой разработки вообще не будет.

Второе. Достижение высокой степени извлечения нефти, т.е. выполнение основных требований по рациональному использованию недр не является первостепенной целью недропользователя. Главное для него, и это записано первым пунктом практически в любом уставе любой компании – **получение максимальной прибыли** для удовлетворения экономических интересов акционеров компании и инвесторов. Решение этой задачи, как правило, входит в противоречие с достижением максимально возможного КИН. Таким образом, стоит задача совместить две взаимоисключающие задачи – интересы государства и недропользователя, которому, заметим, государство делегировало право пользования недрами на определенных условиях (см. «Закон о недрах»!). **Хотя, с точки зрения здравого смысла, рациональной разработки и технико-экономических расчетов должен осуществляться поиск таких вариантов освоения запасов УВС, которые должны устраивать обе стороны процесса.**

Доходы, получаемые от эксплуатации месторождения делятся между государством и недропользователем в соответствии с действующей налоговой системой. При этом государство получает свою часть в виде налогов и поэтому заинтересовано в максимально возможной добыче нефти. Недропользователь получает свой доход после компенсации всех своих затрат на реализацию процесса добычи нефти и выплаты всех налогов. По сути разработка месторождения для государства является стратегической задачей, учитывая длительность этого процесса и, отчасти, тактической, учитывая ежегодное поступление налогов, а для недропользователя – в основной тактической, определяющей текущую финансовую эффективность, но никак не стратегической,

так как деятельность недропользователя, во-первых, ограничена сроком действия лицензии, а во-вторых, он сам в любой момент может прекратить свою деятельность на месторождении. Поэтому недропользователь не заинтересован сегодня вкладывать средства в повышение нефтеотдачи пластов в достаточно далекой перспективе. Отсюда стремление недропользователя сократить свои затраты даже в ущерб максимально возможной добыче нефти. И вот отсюда идет выборочная интенсификация выработки активных запасов, приносящая максимальную текущую экономическую эффективность недропользователю. Отсюда появилось и активно продвигается понятие «нерентабельных» скважин. Эти скважины, в поисках так называемой «экономической эффективности», недропользователями ежегодно выводятся из эксплуатации, в результате чего проектная система разработки, изначально направленная на достижение максимального коэффициента извлечения нефти разбалансируется, а количество так называемых «нерентабельных» скважин на отдельных месторождениях может исчисляться десятками, сотнями, тысячами в зависимости от крупности месторождения, а по стране в целом десятками тысяч скважин. Но, согласно закону «О Недрах» недропользователь получает право на разработку именно месторождения, а не на эксплуатацию отдельных скважин.

Особенно явно это проявилось в процессе инвентаризации запасов нефти, проводимой по поручению правительства Российской Федерации.

В рамках этой работы проведен эксперимент по определению рентабельных извлекаемых запасов нефти при «поскважинном» экономическом расчете. Не вдаваясь в детали проведенных расчетов, отметим, что «поскважинные» экономические расчеты в том виде, в котором они были проведены, существенно снижают объемы бурения скважин, не позволяют сформировать систему разработки и, соответственно, снижают, причем зачастую существенно, объемы добычи нефти, что наглядно продемонстрировано в работе [8]. Но самое интересное - они снижают и суммарную экономическую эффективность разработки месторождений. Это подтверждает сравнение извлекаемых запасов нефти, определенных в рамках действующих нормативных документов, т.е. при пообъектном расчете с результатами «поскважинного» экономического расчета.

В рамках действующих нормативных документов, при выборе наиболее эффективного варианта разработки принято опираться на так называемый показатель оптимальности вариантов разработки – $T_{опт}$. Этот показатель позволяет учесть суммарную экономическую эффективность разработки месторождения для государства и недропользователя и выбрать наилучший вариант разработки. Так вот из сравнения полученные результаты для месторождений, на которых одновременно проведены экономические расчеты в двух вариантах видно, что данный показатель выше для условий расчета по объектам разработки и далее по месторождению в целом, т.е. система разработки, определенная при пообъектном, мы бы сказали – системном подходе, экономически более эффективна. Более того, сравнительно незначительный рост NPV недропользователя при «поскважинном» экономическом расчете приводит к

куда более существенному снижению дохода государства. Это подтверждают технико-экономические расчеты, сделанные на основе примера, приведенного в работе [8], (табл.1).

Показатели	Варианты расчета	
	По объектам	По скважинам
КИН, доли ед.	0,236	0,106
КИНрент., доли ед.	0,211	0,106
NPV, млн.руб.	111 481	127 944
NPVрент. млн.руб.	111 482	127 944
ДДГ, млн.руб.	544 388	453 442
$T_{\text{опт1}}^*$	2,87	2,27
$T_{\text{опт2}}^*$	1,87	1,83
* $T_{\text{опт1}}$ и $T_{\text{опт2}}$ определены по методике с учетом и без учета КИНрент		

Таблица 1. Технико-экономические расчеты

Можно констатировать, что при «поскважинном» расчете снижение ЧДД государства составляет около 91 млрд. руб. и почти в 5 раз превышает повышение NPV недропользователя и, следовательно, снижается суммарная экономическая эффективность разработки месторождения. Аналогичные перераспределения в пользу недропользователя за счет государства при «поскважинном» экономическом расчете получаются и по ряду других месторождений. С точки зрения распорядителя недр, то есть государства, такой подход, реализованный в рамках эксперимента, не отвечает закону «О недрах», рациональному недропользованию и не может быть оправдан. А на бесперспективность такого подхода с точки зрения обоснования получения льгот указывалось и ранее [5].

В связи с этим еще раз необходимо отметить, что при «поскважинном» экономическом расчете теряется вся технологическая основа разработки месторождений и, по сути, **при реализации этого подхода будет производиться выборочная отработка запасов.** Поэтому, если все-таки использовать такой подход, то надо это делать правильно, т.е. при выводе из эксплуатации скважин не по технологическим, что учитывается в гидродинамических расчетах, а по экономическим ограничениям, необходимо снова пересчитывать вариант разработки, так как перераспределение добычи по объектам будет другим. Таких расчетов может быть очень много, десятки, если не сотни, в зависимости от числа скважин. Насколько дополнительные и, возможно,кратно увеличенные затраты средств и времени на такие расчеты будут соответствовать полученному результату и будет ли он отличаться от классических пообъектных расчетов пока непонятно.

4. Что делать?

Очевидно, что внедрение методов увеличения нефтеотдачи требует, в первую очередь, наличия системы разработки объекта, т.е. необходимого количества и соотношения добывающих и нагнетательных скважин. К сожалению, те процессы, о которых сказано выше, никоим образом не могут способствовать внедрению методов увеличения нефтеотдачи пластов или требуют дополнительных существенных затрат не приводя к ожидаемым технико-экономическим результатам.

Не будем искать ответ на вопрос «кто виноват?», а попробуем ответить на поставленный вопрос. В принципе и ответ-то известен – надо внедрять эффективные экономические подходы, но только при важнейшем условии – формировании системы разработки именно как комплексной технологической системы, направленной на максимальное извлечение УВС, а не для эксплуатации отдельных скважин.

Сегодня у нас действует целая система льготного налогообложения – даются льготы на разработку объектов в низкопроницаемых коллекторах, на добычу из баженовских, доманиковых, хадумских отложений, на добычу высоковязкой нефти и множество других. Тем не менее, такие объекты у нас практически не вводятся в разработку или тоже производится выборочная отработка запасов из них в наиболее лучших местах. Новые технологии не разрабатываются, известные, но затратные не внедряются, да и зачем? Достаточно пробурить одну, две, десять скважин с применением ГРП в наилучших зонах и добывать льготированную нефть. Достижение максимального КИН, максимальной накопленной добычи нефти – зачем? Для недропользователя все хорошо и так.

С точки зрения стимулирования внедрения методов увеличения нефтеотдачи можно разрабатывать новые экономические механизмы, можно вернуться к ранее действующим, но в любом случае налоговое стимулирование должно быть направлено как на внедрение уже известных, апробированных технологий, позволяющих поднять коэффициент извлечения нефти, так и на создание новых, позволяющих адекватно отвечать на новые вызовы в области разработки месторождений углеводородного сырья. Возможно, это может быть актуализация применения введенного в действие в настоящее время налога на добавленный доход (НДД) непосредственно к добываемой нефти за счет внедрения методов увеличения нефтеотдачи именно в том классическом понимании этого. Это существенно снизит фискальную нагрузку на дополнительную добычу нефти за счет МУН и, самое главное, позволит повысить интерес компаний к внедрению методов увеличения нефтеотдачи. Кроме того, это будет относиться к месторождениям всей страны, а не только в рамках очерченных координат, как закон действует в настоящее время. Возможно, и наиболее вероятно, это будет другой механизм. В любом случае надо понимать, что введение новых экономических стимулов скорее всего повлечет за собой изменение налогового режима за счет отказа от ряда уже действующих льгот, привязанных непосредственно к геолого-физическим свойствам породы и содержащихся там

углеводородов в пользу развития технологических инноваций. Поэтому надо очень четко сформулировать налоговые критерии и правила их предоставления, как, например, это было сделано при образовании МНТК «Нефтеотдача». Что же касается оценки дополнительной добычи нефти от внедрения МУН, то необходимо отметить, что методики оценки давно известны, апробированы и могут использоваться на стадии проведения государственной экспертизы.

И еще один немаловажный, а может и наиболее важный момент. Надо на законодательном уровне ввести основные определения, а именно:

- **определение рациональной системы разработки.** Как отмечал Р.Х. Муслимов [10], « ... отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях явление совершенно не допустимое. Если ее нет, значит, не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений. Отсюда следует, что могут применяться различные методы, разная стратегия и тактика разработки. Одни компании стратегию нефтедобычи видят в обеспечении высокого уровня добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию высокопродуктивных участков, укрупнения эксплуатационных объектов и разряжения сетки скважин, эксплуатации высокодебитных и остановки малодебитных, обводненных скважин, снижении затрат на внедрение более дорогих МУН и регулирования процессов разработки. К сожалению таких компаний большинство. Они, как правило, возглавляются людьми, пришедшими из других отраслей (в основном экономистами и финансистами). Другие компании стратегию видят в приоритетном повышении нефтеотдачи. Третьи пытаются сочетать вопросы обеспечения высоких уровней добычи с решением проблем повышения нефтеизвлечения...». Следовательно, определение рациональной системы разработки должно быть четким и ясным;

- **определение трудноизвлекаемых запасов.** Определений этого термина имеется достаточно много, причем одни это связывают с особенностями геологического строения, другие с экономическими факторами, третьи с их сочетанием, причем по мере освоения месторождения эти запасы могут переходить из одной категории в другую. Следовательно, четкое и ясное определение позволит также более четко формировать налогооблагаемую базу и систему льготирования добычи;

- **определение методов увеличения нефтеотдачи пластов.** Методы увеличения нефтеотдачи пластов это группа методов, в которую входят: химические методы; газовые методы; тепловые методы; микробиологические методы.

Данные определения, после разработки их четких формулировок надо внести не только в закон «О недрах», но и, вероятно, в Налоговый Кодекс РФ, так как это непосредственно связано с экономической эффективностью освоения запасов углеводородного сырья. Это позволит:

- установить прозрачность стимулирования методов увеличения нефтеотдачи пластов;

- оптимизировать налоговую систему, исключая возможность получения сверхприбыли, реализовывать рациональный подход к разработке месторождений углеводородного сырья;
- создать условия для научно-технологического обоснования и развития отечественных методов увеличения нефтеотдачи, развивать смежные отрасли производства.

Литература

1. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
2. Сургучев М.Л., Халимов Э.М. О деятельности МНТК «Нефтеотдача» в новых условиях. НТЖ Геология нефти и газа, 1988г., №8, с.1-6.
3. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов. Технологии ТЭК, декабрь 2006г.
4. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы. НТЖ «Бурение и нефть», 2011г., №2, с.22-26.
5. Поддубный Ю.А. Повышение нефтеотдачи: несбывающиеся надежды. Территория действий. Сборник докладов 8-й Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.» НТЖ «Нефть. Газ. Новации.» № 7, 2011г., с.24-35.
6. Давыдов А.В. Повышение качества проектирования разработки месторождений углеводородного сырья – основная задача в современных условиях. НТЖ «Нефть. Газ. Новации.» № 3, 2012г., с.6-7.
7. Давыдов А.В., Веремко Н.А., Сидоров С.В., Баушин В.В., Жогло В.Г. Дискуссия на тему «Кого и почему волнует проблема неудовлетворительного качества технологических проектов разработки месторождений». НТЖ «Нефть. Газ. Новации.» №2, 2013г., с. 34-37.
8. Выгон Г.В. Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту. Нефтегазовая вертикаль. № 2019г., с. 19-24.
9. А.В.Давыдов, Н.С.Пономарев. Как стимулировать инновации в технологический сервис при геологоразведке, проектировании разработки месторождений углеводородного сырья. Недропользование –XXI век. №4.2019, с.4-5.
10. Муслимов Р.Х. Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях. НТЖ «Георесурсы», №3, 2009г., с.16-21.

