

УДК 622.276.1/.4"712.8"

**СТРАТЕГИЯ ИЗУЧЕНИЯ, ОЦЕНКИ И ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШОЙ ИСТОРИЕЙ ЗА  
СЧЁТ И В ХОДЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ДОРАЗРАБОТКИ ИХ  
ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ**

**Ю.А. Волков**

ООО «ЦСМРнефть»

**STRATEGY FOR EXAMINATION, EVALUATION AND  
DEVELOPMENT OF MATURE OIL FIELD RESOURCES BASED ON  
EFFICIENT OPERATION OF OLD PRODUCTION TARGETS**

**Yu.A. Volkov**

ООО CSMRneft

**E-mail: yua@csmr.ru**

**Аннотация.** В статье изложена стратегия изучения, оценки и освоения углеводородных ресурсов, основанная на формировании и неукоснительной реализации принципов плотного накопления знаний о рассматриваемых эксплуатационных объектах и протекающих в них процессах.

**Abstract.** The paper presents the strategy for examination, evaluation and development of hydrocarbon resources based on establishment and meticulous implementation of principles of consistent accumulation of knowledge on analyzed production targets and processes that take place therein.

**Ключевые слова:** запасы и ресурсы углеводородного сырья; зрелые и истощённые нефтяные месторождения; литолого-генетическая

типизация и фациальная диагностика осадочных пород; построение структурных карт и реконструкция палеорельефа; картирование гидродинамических экранов в межскважинном пространстве; прогноз расположения наклонного ВНК; количественные критерии качества изученности нефтяной залежи; геолого-петрофизическая модель; гидродинамическая модель; остаточные запасы нефти; обоснование точек для бурения новых скважин; модернизация управления нефтедобывающей отраслью.

**Key words:** hydrocarbon reserves and resources; mature and depleted oil fields, lithological and genetic typing, and facies analysis of sedimentary rocks; structural mapping and reconstruction of palaeotopography; mapping impermeable barriers in the interwell space; forecasting location of tilted oil-water contact; quantitative criteria of reservoir understanding; geological and petrophysical model; reservoir simulation model; residual oil reserves, substantiation of new drilling locations, modernization of oil industry management

*« ... Мы должны ... заниматься повышением достоверности запасов, повышением обоснованности точек для бурения и совершенствованием системы административного и налогового стимулирования».*

**Генеральный директор ФБУ «ГКЗ» И.В.Шпуров [1].**

С некоторых пор нефтяные компании РФ всё в большей мере сосредотачивают свои усилия на освоении и вводе в активную разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ). В том числе с «нетрадиционными». В связи с этим, в частности, вот уже более 20-ти лет

пытаются осваивать шельфы, проводят исследования в Арктике и пр. Однако, сложности, встающие ныне на пути к освоению «шельфов и Арктики», заставляют не только недропользователей, но и государство, переосмыслить отношение к «старым» нефтяным месторождениям [2]. Конечно, обеспечивать их рентабельную эксплуатацию становится всё сложнее. Но, например, академик Р.Х.Муслимов обращает внимание на то, что различные категории ТрИЗ, относимые даже не ко всей, а лишь к той части площади «старого» месторождения, на которой расположены его длительно эксплуатируемые объекты, могут находиться на различных стадиях разработки [3]:

- запасы нефти в плотных (ранее считавшимся некондиционными) коллекторах по существу ещё только выявляются и оцениваются;
- запасы в низкопроницаемых и глинистых коллекторах находятся, в основном, в первой и, частично, второй стадиях разработки;
- запасы в средне- и высокопродуктивных коллекторах (в том числе остаточные запасы нефти – ОЗН) – в четвёртой и, частично, в третьей стадиях.

На прошедшей в Казани 2-3 сентября 2015 года конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» эта мысль была высказана им ещё более чётко [4]:

Таким образом, эффективное использование потенциала площадей даже «старых» нефтяных месторождений, в разрезе осдочной толщи которых, кроме высокопродуктивных длительно эксплуатируемых, размещено множество других залежей, потребует исполнения большого объёма геологической работы, обеспечивающей разделение каждой из залежей по категориям ТрИЗ, классам и группам коллекторов и т.д. (см. ещё доклад Р.Х.Муслимова [5]). Естественно, что всё это придётся делать с помощью существенно обновлённых методов интерпретации всех накопленных данных, на основе переосмысления уже имеющихся и

создания новых геолого-петрофизических и геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ). Что же касается изучения механизмов извлечения нефти из пластов сложного строения, подбора технологий МУН и ОПЗ, их опытно-промысловых испытаний (ОПИ) и мониторинга опытно-промысловых работ (ОПР), то для результативного исполнения этих работ становятся совершенно необходимыми эксперименты на физических моделях, эксперименты на ЭВМ и исследовательские работы в промысловых условиях.

Итак, даже при освоении ТриЗ на, казалось бы, уже хорошо изученных площадях со сложившейся инфраструктурой просматривается множество задач, решение которых без математического и физического моделирования, без осуществления расчётов на основе всё тех же ГГДМ и, далее, без экспериментов на ЭВМ, на физических моделях и в промысловых условиях, не представляется возможным. Вместе с тем за последние 7-8 лет выявилась парадоксальная закономерность: по мере всё более настоятельного внедрения цифровых ГГДМ в практику подсчёта-пересчёта запасов и проектирования разработки, качество исполнения проектных уровней добычи нефти даже для длительно эксплуатируемых, казалось бы, хорошо изученных объектов, с большими объёмами накопленных данных, неуклонно снижается. Так, например, по данным ГКЗ на 2014 год фактические уровни добычи в целом по РФ отстают от проектных на 143 млн.т. или на 22.2% и, таким образом, погрешность прогноза годовой добычи нефти в РФ стала сопоставимой с годовой добычей таких стран как, ОАЭ (960 млн. баррелей), Кувейт (1 млрд.), Мексика, Иран, Ирак (по 1.1 млрд.) и др. [6]. А ведь по планируемым к освоению «нетрадиционным» залежам, надо будет не только ресурсы оценивать, запасы считать и «адаптировать» заложенные в ГДС гидродинамические модели. Для изучения всё более тонких механизмов извлечения нефти из столь сложных объектов вычислительные

эксперименты придётся ставить уже в процессе проектирования их разработки. Но вряд ли для этого можно будет использовать те же математические модели, которые заложены в сегодняшние гидродинамические симуляторы (ГДС). А это значит, что подбирать-создавать математические модели под возможные технологии разработки каждого объекта надо будет уже на стадии изучения особенностей его геологического строения, изучения свойств насыщающих флюидов, их взаимодействия между собой и с породами. Кто сегодня готовит данные для постановки требуемых экспериментов на физических и математических моделях? Кто систематически занимается региональными обобщениями подобного материала? Ведь не секрет, что все данные, необходимые для исполнения подобных работ, если кто-то и собирает, то лишь ведомственные НИИ; что это разрозненные и не системно используемые, мало кем обобщаемые данные и т.д. Поэтому и не удивительно, видимо, что даже накануне такого события, как ввод в действие новой «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», у генерального директора ФБУ «ГКЗ» И.В.Шпунова вызывает беспокойство состояние дел **и с достоверностью уже принятых и принимаемых на баланс запасов, и с обоснованностью прогнозируемых точек для бурения новых скважин** на основе тех документов, которые утверждены ГКЗ [1].

### **Достоверность запасов и обоснованность точек для бурения скважин**

Анализ показал [6], что **одна из главных причин** сложившейся ситуации заключается в несовершенстве существующих методик подсчета запасов объёмным методом. Причина эта не лежит на поверхности. Но, всё-таки, как показано в [6], низкий уровень прогнозирующих способностей создаваемых ныне ГГДМ для зрелых месторождений

обусловлен прежде всего несовершенством методики подсчёта запасов. При этом под «зрелыми» в [6] понимаются месторождения (эксплуатационные объекты) не только с большой историей и большим объёмом накопленных данных (это необходимое условие!), но и, что самое главное, с остаточными извлекаемыми запасами, пока ещё существенно превышающими погрешность подсчёта начальных извлекаемых запасов.

Подводя итог более чем 10-ти летней работы с объектами Западной Сибири [7, 8, 9], мы показали, что существенное расхождение фактических и расчётных технологических показателей таких месторождений обусловлено низким качеством информации, закладываемой в создаваемые ГГДМ. Результаты, полученные для всех 9-ти длительно эксплуатируемых объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», с которыми нам пришлось работать, наводят на мысль о том, что *на достаточно полно и качественно извлечённой информации из накопленных данных большинство ГГДМ длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений РФ, утверждаемых на уровне ГКЗ-ЦКР, ещё и не работали.* А значит и "упрекать" их в том, что это именно они (ГГДМ (!)) или заложенные в ГДС математические модели «виноваты» в недостаточной точности проводимых расчётов, не корректно.

В ходе решения задач, которые ставились перед нами ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», разработана новая методика [8], позволяющая повысить качество подсчёта-пересчёта запасов и прогнозирования технологических показателей разработки зрелых нефтяных месторождений. Кроме того, по результатам работы над созданием научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений [7] выявлены объективные (количественные) критерии качества информации, подготавливаемой для загрузки в ГДС, что позволяет отслеживать процесс «улучшения» моделей за счёт обработки накопленных данных не с помощью одного-двух общепринятых, а

специально (итерационно) подбираемой последовательности методов. Одним из таких критериев является «количественный критерий качества геофизической обоснованности запасов – Кгоз» [7, 9].

Для **истощённых** (действительно «старых») месторождений, *остаточные запасы нефти которых сравнимы с погрешностью подсчёта начальных*, никакая, даже самая точная методика подсчета начальных запасов нефти, не способна, в принципе, обеспечить требуемую для надежного проектирования точность локализации ОЗН. Для повышения точности оценки и определения местоположения ОЗН истощённых месторождений жизненно необходимо создавать альтернативные методики, основанные, например, на использовании для этих целей адаптивных групповых характеристик вытеснения (АГХВ) (см. раздел по АГХВ в конце статьи [6]).

\* \* \* \* \*

Чтобы быть уверенными в качестве работ, исполняемых для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», постепенно были введены в рассмотрение (см, например, [6 – 10]) такие понятия как:

— **принцип плотного накопления знаний**, суть которого – в организации НИР и ОПР **в соответствии с универсальной схемой** [10]. В каждом из блоков, модулей, на каждом из этапов реализации подобной схемы с помощью присущих им методов (способов и пр.) происходит извлечение информации из некоторого набора данных, которые *по отношению к этому этапу (блоку, модулю) являются "исходными"*. При этом существенно, что о каждом из элементов такого набора, перед тем как все их начать обрабатывать на рассматриваемом этапе, должно быть известно, как минимум, следующее: 1) на каком из этапов (в каком

блоке, модуле и пр.) тот или иной элемент был получен, 2) какими методами (способами обработки данных) пользовались для его получения и 3) каково качество информации, которую несёт в себе этот элемент. Причём существенно, что качество этой информации должно быть в обязательном порядке охарактеризовано *количественным критерием*. То есть, начать обработку любых данных в очередном блоке можно только в том случае, если качество любого из их элементов охарактеризовано количественно. Кроме того, так как процесс обработки всех накопленных данных по объекту "итерационный", то понятно, что обработка "*исходных данных*" на каждом из этапов универсальной схемы может осуществляться несколько раз. А это значит, что качество "*исходных данных*" для каждого из этапов при очередном возвращении к нему (на новой итерации) ни по одному из параметров не должно быть хуже, чем то, которое имели те же "*исходные данные*" (те же параметры) на предыдущей итерации. При этом естественно, что и качество той информация, которая извлекается из "*исходных данных*" на рассматриваемом этапе, не должно ухудшаться, и, в лучшем случае, может только улучшаться;

— **критерий геофизической обоснованности запасов Кгоз**, позволяющий оценить *возможную погрешность прогнозирования дебитов новых скважин* с помощью ГДМ, которая будет создана на основе подготовленной к загрузке в ГДС геолого-петрофизической модели. По существу, это один из вышеназванных количественных критериев, который характеризует качество "*исходных данных*", подготовленных для исполнения этапов "геолого-гидродинамическое моделирование", "адаптация ГДМ" и пр. Этот "количественный критерий" определяется как отношение среднеквадратичной погрешности прогноза дебита скважин по результатам интерпретации



ГИС (РИГИС) к среднеквадратичной погрешности прогноза дебита тех же скважин по статистическому методу (т.е., как это обычно делают геологи-практики). Таким образом, если  $K_{гоз}$  больше единицы, то это может означать лишь, что погрешность определения дебита новых скважин «по науке» (по РИГИС) больше, чем по статистическому методу. Следовательно, ГДМ, построенная на основе имеющихся РИГИС, будет обладать заведомо меньшими прогнозирующими способностями, чем "опытный геолог". Именно это пока чаще всего и наблюдается на практике;

- **степень изученности объекта** – определяем как величину обратно пропорциональную  $K_{гоз}$ . Таким образом, если от итерации к итерации ожидаемая погрешность прогноза дебитов новых скважин ( $K_{гоз}$ ) уменьшается, значит **изученность этих данных и самого объекта** с помощью используемых на каждой из итераций способов и методов их обработки ( $1/K_{гоз}$ ) становится всё выше;
- **адекватность создаваемых ГГДМ количественно измеряемой степени изученности рассматриваемого объекта и протекающих в нём процессов**. То есть, до сих пор о каждой из создаваемых ГГДМ пытались говорить, что она «отражает реальность», что она «адекватна реальному объекту» и пр. Но что это значило? Ведь известно, что даже за счёт «адаптации», не говоря уже об этапе построения геолого-петрофизической модели, проектировщик может получить множество различных ГГДМ и, далее, (например, для защиты на уровне ГКЗ-ЦКР) будут выбраны те из них, которые более всего **отвечают потребностям Заказчика**. Но ведь ныне Заказчик смотрит главным образом на то, какую прибыль («рентабельность») даёт ему тот или иной вариант и, естественно, не может гарантировать, что выбранная им модель будет более адекватна реальности, чем те, что остались «за бортом»? И у проектировщиков **до сих пор (!)** так же не было оснований предлагать

Заказчику другую («более адекватную» по их мнению) модель, так как бесспорных доказательств в пользу «своего мнения» они, как правило, привести не могли. Но теперь, при наличии *количественно определяемой степени изученности рассматриваемого объекта (участка, залежи)*, можно говорить об адекватности созданной ГДМ именно объективно определённой степени изученности. Таким образом, **у проектировщиков появляется возможность достойно «защищать» созданный ими продукт, демонстрируя при этом Заказчику свой профессионализм и создавая для него на основе всё более плотно накапливаемых от проекта к проекту знаний, всё более адекватные реальности модели рассматриваемых объектов.**

### **Как «работают» введённые в рассмотрение понятия**

Допустим, как это обычно бывает, что нам переданы не только все накопленные данные по некоторому месторождению, но и та информация, которая была извлечена из этих данных *нашими предшественниками* и которая закладывалась ими в компьютеры и ГДС для создания актуальных ГГДМ. Естественно, что первоначально мы пытались решать поставленные задачи, используя именно эту информацию. Но, к сожалению, обычно выяснялось, что её недостаточно или, что она не совсем качественная и т.д. Тогда нам приходилось заново сбивать данные керна с данными ГИС, заново интерпретировать ГИС и ГДИС, проводить фациальный анализ, осуществлять реконструкцию палеорельефа, проводить «камеральное гидропрослушивание» и т.д. (см., например, здесь [8]). Причём, выполняя любую подобную «операцию», нам постепенно пришлось изыскивать эффективные способы сравнения вновь получаемых результатов с результатами предшественников, чтобы убедительно доказывать Заказчику, что полученная нами информация (зависимость и пр.) или использованный нами метод обработки некоторого массива

данных являются более качественными, чем те, что получали (использовали) они. Так было положено начало сознательному формированию и накоплению для каждого из рассматриваемых объектов **количественных критериев** качества информации, извлекаемой из различных массивов (совокупностей) накопленных данных. Таких критериев (назовём их пока все – **локальными**) оказалось множество. Но постепенно из этих «локальных» критериев (чаще всего чисто «математических») было выделено несколько «интегральных» (физически значимых, наиболее «понятных» практическим геологам и разработчикам) количественных критериев качества создаваемой геологической (геолого-петрофизической) модели. Например, «карта количественных критериев качества корреляции», или уже упомянутый выше «количественный критерий качества геофизической обоснованности запасов Кгоз».

На основе специально созданной стохастической модели [9] была теоретически рассчитана предельная величина **Кгоз**, при которой качество геологической модели, создаваемой на основе обработки всех имеющихся пусть даже существенно «зашумлённых» данных, можно считать удовлетворительным. Среднее значение этой величины, соответствующее объёмам и качеству тех данных, с которыми мы до сих пор работали – 0.85, что соответствует степени изученности (в среднем)  $1/0.85=1.18$ . Фактически же по всем 9-ти рассмотренным нами длительно эксплуатируемым объектам начальные значения **Кгоз**, рассчитанные на основе информации, подготовленной к загрузке в ГДС *нашими предшественниками*, принимали значения от 1,5 до 1,2 (то есть были весьма далеки от его теоретически обоснованного значения 0.85 (!)). Следовательно, созданные ими ГГДМ были адекватны более низкой степени изученности (от  $1/1.5 = 0.67$  до  $1/1.2 = 0.83$ ), чем та, которой можно бы было достичь по результатам более глубокой проработки **тех же**

**накопленных данных** ( $1/0.85 = 1.18$ ). И, действительно, после обработки тех же данных по тем же объектам с помощью усовершенствованных или специально созданных нами способов (методик) качество информации, подготовленной для загрузки в ГДС, заметно улучшалось. Об этом, в частности, говорит и тот факт, что **Кгоз** по рассматриваемым объектам уменьшились с 1.5-1.2 до 0.92–0.87. Таким образом, появилась возможность построить ГГДМ, адекватные более высокой степени их изученности, значения которой были бы более близки к теоретически обоснованной  $1/0.85 = 1.18$  (от  $1/0.92 = 1.09$  до  $1/0.87 = 1.15$ ).

### **О некоторых авторских методиках обработки данных**

Как уже было отмечено выше, для того, чтобы повысить степень изученности каждого из рассматриваемых объектов, нам приходилось заново сбивать данные керн с данными ГИС, проводить факультативный анализ, осуществлять реконструкцию палеорельефа, переинтерпретировать результаты ГДИС, проводить «камеральное гидропрослушивание» и т.д. В результате выяснилось, что изученность может существенно возрасти не только за счёт сбора новых данных по керну, ГДИС и пр., но и за счёт «грамотного» исключения из рассмотрения уже накопленных данных. Например, по некоторым из объектов нам пришлось исключить из рассмотрения до 30% результатов лабораторных исследований керн. При этом их степень изученности не снизилась, а заметно повысилась. Таким образом, постепенно формировался уникальный комплекс авторских методик [11, 12], позволяющих на основе совместной математической обработки имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных извлекать из них принципиально новую (по сравнению с применением для этих целей традиционных методик) информацию о геологическом строении нефтеносных пластов и протекающих в них процессах. Раскроем суть некоторых из них.

**Литолого-генетическая типизация и фациальная диагностика осадочных пород** с помощью экспертной системы (ЭС) «ГЕОЗОР-Разрез» [13] на основе кластерного анализа макроописаний кернa. Заложенные в ЭС математические алгоритмы обеспечивают воспроизводимость получаемых результатов. Заключение о фациальной принадлежности образца горной породы делается на основе сравнения макроописаний образцов между собой и с известными эталонами, фациальная принадлежность которых считается установленной. В настоящее время база знаний ЭС содержит более 1000 макроописаний эталонных образцов. Имеется возможность её дальнейшего самостоятельного пополнения. В системе имеются предварительные настройки для имитации тех методик фациального анализа, которые изложены в монографиях Ботвинкиной, Александрова, Тимофеева и Алексева. В комплекте прилагаются рекомендации по проведению седиментологического описания кернa, необходимого для более качественной фациальной реконструкции.

**Высокоточные построения структурных карт и реконструкции палеорельефа** по данным сейсморазведки и ГИС. Очевидно, что не зная палеорельеф на время формирования пластов, невозможно прогнозировать развитие фациальных обстановок в межскважинном пространстве. В отличие от использовавшихся ранее методик, наша методика позволяет использовать для реконструкции палеорельефа произвольное количество опорных реперных поверхностей. За счёт этого пропорционально увеличивается точность реконструкции, позволяя получать карты с недостижимой ранее точностью. Кроме того, повышение точности достигается за счёт нестандартной обработки данных сейсморазведки. Тестовые расчёты показали, что среднеквадратичная погрешность прогноза глубины залегания кровли пласта (при средней глубине его залегания 1100м) по 1400 скв. составила всего 1.76м.

**Картирование гидродинамических экранов в межскважинном пространстве методом «камерального гидропрослушивания»** (на основе анализа временных рядов данных по добыче и закачке с учётом интерференции нагнетательных скважин). Разработанные алгоритмы обработки данных позволяют оперативно строить карты гидродинамических связей по участкам, содержащим несколько тысяч скважин. По сравнению с известными аналогами нами впервые учтена интерференция, когда на работу каждой из добывающих могут оказывать влияние несколько нагнетательных скважин. Разработаны методики анализа получаемых карт с целью локализации не дренируемых запасов, анализа направления трещин ГРП, выявления заколонных перетоков и т.п.

**Детальная межскважинная корреляция нефтеносных пластов и вмещающих пород.** В процессе работы используются специальные IT-инструменты для контроля качества корреляции:

- построение карт геофизических параметров реперных пластов (выявление зон распространения и качества глинистых перемычек между пластами);
- построение карт геостатистических разрезов;
- вынос на схему корреляции трендов коррелируемых поверхностей, построенных путём интерполяции отбивок окружающих скважин.

**Прогноз расположения наклонного ВНК [14]** на основе капиллярно-гравитационной теории формирования залежей, согласно которой необходимым и достаточным условием формирования наклонного ВНК является наличие тектонических деформаций в период после заполнения ловушки в сочетании с понижением пластовых температур. Межфазное натяжение на границе «нефть-вода» является чувствительной функцией температуры и увеличивается при её снижении, вызывая тем

самым увеличением капиллярного давления. Таким образом, может сложиться ситуация, предотвращающая проникновение нефти и газа через породы, которые в прежних геотермических условиях характеризовались удовлетворительной для этих флюидов проницаемостью. Нами разработана методика, позволяющая на основе палеоструктурных построений с учётом результатов испытаний скважин, данных разработки и РИГИС оценивать время запечатывания ловушки и на основе этого прогнозировать современное положение наклонных ВНК.

Другие, кроме уже названных, методики обеспечивают: **качественную увязку керна с ГИС по глубине; настройку петрофизических зависимостей; подбор оптимальной методики интерпретации ГИС; нестандартную интерпретацию результатов различных исследований; управление качеством геолого-петрофизических моделей** (на основе Кгоз и др.). А так как качество обработки данных с помощью каждого из вновь используемых методов проверяется с помощью **специально вводимых в рассмотрение количественных критериев**, то открывается возможность не только постоянно создавать новые, но и максимально использовать самые лучшие из уже наработанных методов, формируя таким образом «базу знаний» **для каждого из рассматриваемых объектов**. То есть, *результаты научно-технической деятельности не только ООО «ЦСМРнефть», но и многих других организаций и специалистов теперь «пойдут в дело», появится потребность в систематическом и целенаправленном испытании практикой всех до сих пор «пылящихся на полках» и слабо (не системно) используемых отраслью научных разработок*. Существенно также, что по мере такой «модернизации» управления нефтегазодобывающей отраслью экономические отношения недропользователей, инвесторов и государства будут прописываться всё более чётко, будут становиться всё более

«прозрачными», что, несомненно, и будет способствовать как неуклонному росту уровня их гармонизации, так и, в частности, *совершенствованию системы административного и налогового стимулирования конкретных недропользователей.*

### **Модернизация управления отраслью**

*« ... Нефтяная игла – это не наше проклятие, а наше спасение, так как именно нефтегазовый комплекс более всего готов к инновациям».*

*Академик А.Н.Дмитриевский (19 декабря 2014 года [2]).*

Очевидное преимущество предлагаемого подхода к подсчёту запасов и прогнозированию технологических показателей разработки нефтяных месторождений заключается в том, что он открывает путь:

- к внедрению в практику недропользования такой технологии создания ГГДМ для подсчёта запасов и проектирования разработки, которая обеспечивает неуклонный рост изученности рассматриваемых объектов;
- к созданию всё более качественных (от проекта к проекту) ГГДМ для решения тех геолого-технологических и технико-экономических задач, которые возникают при проектировании доразработки прежде всего длительно эксплуатируемых высокопродуктивных объектов разрабатываемых месторождений.

Но если создаваемые ГГДМ будут всё более качественными, а прогнозирование технологических показателей на их основе всё более надёжным, то **должны появиться смысл, стимулы и стремление к неукоснительному соблюдению рекомендаций создаваемых проектных документов**, к чёткой фиксации дебитов, обводнённости, результатов проводимых исследований не только в среднем по НГДУ,



месторождению, участку и пр., но и по каждой конкретной скважине, по каждой реализуемой технологии. Таким образом, «принцип плотного накопления знаний» начнёт работать на реализацию всё более качественной и, в конечном счёте, действительно рациональной разработки не только уже разрабатываемых, но и вновь вводимых в разработку месторождений УВС. А так как «прорыв» к совершенствованию научных основ произошёл на базе анализа разработки длительно эксплуатируемых объектов, то именно они, эти объекты, и должны быть поставлены первыми «в очередь» на мониторинг их рациональной доработки [15]. При этом существенно, что переоценка их геологических запасов (ресурсов), а так же проектирование и отслеживание процесса их доработки могут осуществляться в сочетании с изучением, освоением и организацией добычи тех запасов УВС, которые уже (и ещё) могут быть выявлены на тех же площадях.

Понятно, что по результатам проектирования систем доработки таких объектов их дальнейшая эксплуатация для недропользователя может оказаться не рентабельной. Но, учитывая **нацеленность проекта на рациональную доработку** длительно эксплуатируемого объекта (на **реальное** достижение по нему более высоких КИН и пр.), недропользователь вполне может оценить риски от реализации таких вариантов, которые предполагают **адресное** (в рамках конкретно реализуемого проекта!) предоставление таких льгот, которые бы обеспечивали не только ему, но и государству весьма выгодное продление эксплуатации данного объекта. Вот тогда и получится, что именно

— за счёт *«неразрывной связи науки с производством»* (разумно и постепенно модернизируя сложившуюся на сегодняшний день «корпоративную этику»);

- за счёт *«оперативного внедрения в практику воистину последних достижений научно-технического прогресса»* (не давая им по 20-30 лет пылиться на полках и во всевозможных как будто бы никому не нужных книгах, статьях и диссертациях);
- за счёт, организации опережающих НИР и ОНР, позволяющей нашим «собственным Платонам и быстрым разумом Невтонам» обрести уверенность в том, что их наиболее полная самореализация возможна только здесь, в России, а не «на Западе и за границей» и т.д.,

существенно ускориться формирование той самой **системы государственного стратегического планирования, которая гарантировала бы, наконец, инновационное развитие если не российской экономики в целом, то, наряду с космическим, атомным и пр., хотя бы ещё и российских сырьевых комплексов.** При этом в основу формирования этой системы действительно будет постепенно закладываться тот самый **прочный и упругий** каркас, который, как мечтает автор статьи [16], сможет выдерживать не только самые смелые социально-экономические эксперименты, но и надёжно защищать их реализацию от всевозможных политических сотрясений и бурь.

Несомненно, что само по себе признание того факта, что с инновационной экономикой у нас пока ничего не вышло [16], это уже хорошо. По крайней мере, теперь, новая задача насчёт формирования и укрепления «каркаса» ставиться именно исходя из этого! И, судя по-всему, Госдума и Правительство не против того, чтобы этому способствовать [2]. Если же это укрепление в той же нефтегазодобывающей отрасли, осуществлять не абы как, а за счёт оперативного формирования важнейших инфраструктурных элементов именно инновационной

экономики (поддержка государством и недропользователями НИОКР, оперативное внедрение в практику новейших научно-технических достижений, формирование рынка интеллектуальной собственности и пр.), то можно сразу же нацелиться и на то (**строить «каркас» так !**), чтобы в ходе этих процессов «инновационная экономика» всюду, где только можно, быстро и естественным образом переформировывалась в экономику знаний. Нефтегазовый комплекс, в принципе, готов и к такому развитию событий.

#### Список литературы

1. А ТРИЗ и ныне там // Oil&Gas Eurasia, 2015. – №6. – С.22.
2. В Госдуме обсудили новые возможности старых нефтяных месторождений // 19.12.2014 – 11:29 | INFOline, ИА по материалам Госдумы РФ.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С.477-497 и 720-723.
4. Муслимов Р.Х. Трудноизвлекаемые запасы нефти эксплуатируемых крупных месторождений – мощный резерв развития ТЭР в 21 столетии (на примере супергигантского Ромашкинского месторождения) // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции (г.Казань, 2-3 сентября 2015 года). – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – С.216-220.
5. Муслимов Р.Х. Новая геолого-промысловая классификация залежей нефти с учётом нетрадиционных источников // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции (г.Казань, 2-3 сентября 2015 года). – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – С.211-215.
6. Муслимов Р.Х., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. О точности прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений // 15/06/2015 – 00:55 | Сайт ООО «ЦСМРнефть».

7. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Через организацию инновационного проектирования разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений к модернизации управления нефтяной отраслью // Георесурсы. – 2014. – №1(56). – С.38-42.
8. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий // Георесурсы. – 2011. – №3(39). – С.43-48.
9. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений // Георесурсы. – 2014. – №1(56). – С.29-34.
10. Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтегазовых месторождений // Нефть.Газ.Новации. – 2009. – №7. – С.26-30.
11. Программный комплекс итерационного построения адекватных геологических и геолого-технологических моделей для создания и совершенствования технологий нефтеизвлечения (АРМАРИС-ГЕО) // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2011615658 от 19.07.2011г.
12. Программный комплекс для интерактивного анализа геолого-геофизических и промысловых данных с целью прогноза геологического строения и мониторинга разработки полезных ископаемых ("Геозор") // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012661437 от 14.12.2012г.
13. Михайлов В.Н., Волков Ю.А. О возможности применения математических методов в геологии при проведении фациального анализа // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – 2013. – №1. – С. 28-35.
14. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Скачек К.Г. О методике прогноза наклонных водонефтяных контактов с учётом капиллярно-гравитационной модели нефтегазонакопления // Георесурсы. – 2011. – №3(39). – С.15-16.
15. Волков Ю.А. Первоочередная задача – вовлечение в активную разработку текущих запасов длительно эксплуатируемых месторождений // 14.12.2014 – 14:00 | Сайт ООО «ЦСМРнефть».
16. Язев В.А. Влияние инвестиционного климата на процессы модернизации и развития предприятий горнодобывающих комплексов регионов // Недропользование XXI век. 2014. №6(50). С.4-7.

**Сведения об авторе**

*Волков Юрий Андреевич*, к.ф.-м.н., генеральный директор, Общество с ограниченной ответственностью «Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений» (ООО «ЦСМРнефть») г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: yua@csmr.ru

**Author**

*Yu.A. Volkov*, PhD, General Director of the Centre for Improvements to Oil Fields Development Techniques (OOO CSMRneft), Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation.

E-mail: yua@csmr.ru

**Волков Юрий Андреевич**

**420061, Российская Федерация, Республика Татарстан,**

**г. Казань, ул. Н.Ершова, д.55, кв.20**

**Тел. +7 987 290 26 47**

**E-mail: yua@csmr.ru**