

Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью

англ. название статьи (будет заказано у переводчика)

Р.Х. Муслимов
/Казанский (Приволжский)
федеральный университет,
г. Казань/

Ю.А. Волков
/ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ,
г. Казань, yua@csmr.ru/

Инновационное проектирование нацелено на адекватное степени изученности воспроизведение длительно эксплуатируемых объектов в их цифровых геологических и фильтрационных моделях. На сегодняшний день значительная часть этих моделей, создаваемых для подсчета запасов и проектирования «как есть», насыщается некачественной, искаженной и/или в лучшем случае просто недоизвлеченной из накопленных данных информацией. Эффективное внедрение в практику способных исправить сложившуюся ситуацию современных методов и способов обработки данных, созданных отечественной нефтяной наукой и используемых пока бессистемно, возможно лишь на основе модернизации управления нефтегазодобывающей отраслью.

Англ. аннотация

Ключевые слова: инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений; цифровые геологические и фильтрационные модели; качество информации, извлекаемой из накапливаемых данных; модернизация управления нефтяной отраслью.

Key words: та

США вместе с Канадой и дружественной им Саудовской Аравией, имеющие колоссальные ресурсы различных видов углеводородов, в том числе нетрадиционных, активно влияют на рыночную конъюнктуру и поддерживают высокие цены на нефть. Но это будет только до тех пор, пока они, пользуясь высокими ценами на нефть, апробируют и запускают в производство достаточно эффективные технологии эксплуатации

некоторых видов нетрадиционного углеводородного сырья (УВС) [1].

Невиданный технический прогресс на Западе по освоению нетрадиционных видов углеводородного сырья (добыча тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ) в Канаде, США и Венесуэле; нефтегазосланцевая революция в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР); высокий уровень исследовательских работ по другим видам ТЭР) через несколько лет кардинально

изменит ситуацию в нефтегазовом секторе и мировую конъюнктуру. Уже одно только желание США добывать 594 млн т нефти в год и сохранять первое место в мире по добыче газа способно в корне изменить мировой рынок ТЭР. А США, в отличие от России, всегда выполняют свои программы. Более того, они могут правильно прогнозировать будущее. Так, еще в 1982 г., когда добыча нефти в стране падала, они спрогнозировали ее рост. Правда, с этим они ошиблись на десяток лет, но тенденцию роста добычи после ее длительного спада они уловили. То есть они учатся на своих ошибках, а мы забываем даже то, что когда-то делали лучше: планировали развитие экономики по пятилеткам и на дальнюю перспективу. Тогда темпы роста российской экономики всегда были выше. А теперь мы в который раз пересмотрели ключевую позицию нашей экономики – энергетическую стратегию, и все еще нет уверенности в том, что поставленные задачи будут решены.

Так как же Россия на сей раз использовала благоприятную конъюнктуру в мировом нефтегазовом секторе?

Да, после резкого падения добычи в связи с переходом на рыночную экономику наша страна вышла на уровень 523 млн т в год. Однако это было сделано за счет использования мощного потенциала, созданного в советское время. Как отмечено в сентябрьском номере журнала «Глубинная нефть», время «халявы» проходит: «... Осталось недолго (от силы лет пять), и мы станем свидетелями неудержимого катастрофического падения добычи нефти и газа в стране» [2]. То есть, по мнению многих ведущих специалистов, Россия не сможет противопоставить мировой конъюнктуре, изменившейся в худшую для нее сторону, рост добычи УВС и повышение ее эффективности. Если даже и удастся с невероятными трудностями удержать до 2020 г. 500-миллионный уровень добычи неф-

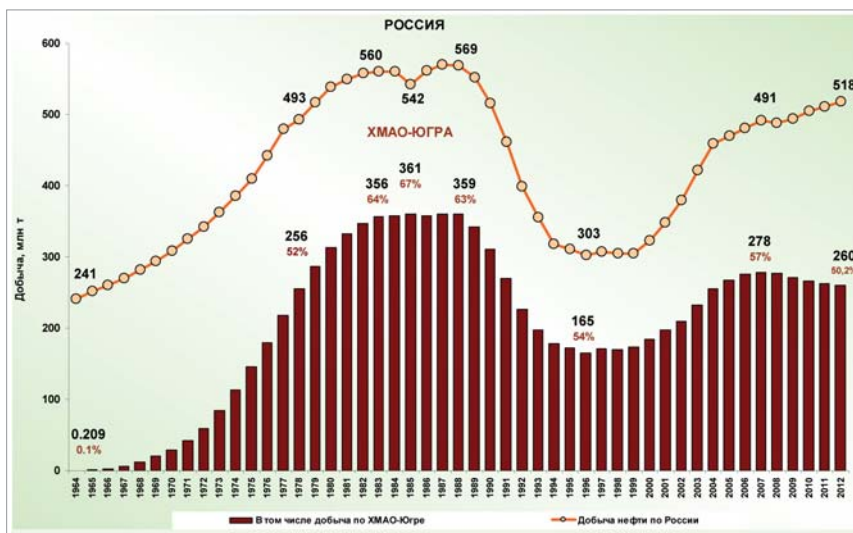


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре (данные НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)

ти, то в последующем он может начать снижаться высокими темпами.

Положение в нефтегазовом комплексе на сегодняшний день оценивается как кризисное. Из-за того, что до сих пор нет энергетической стратегии России, а есть лишь набор не всегда согласованных между собой «корпоративных стратегий» [2], отсутствуют благоприятная экономическая среда, механизмы стимулирования инвестиционной и инновационной деятельности и, как следствие, имеют место недостаточность объемов финансирования в развитие ТЭК, высокая степень износа его основных фондов. Резко снизился профессиональный уровень планирования, прогнозирования, оценки воспроизводства запасов, рациональной и рачительной разработки месторождений, управления и контроля за процессами геологоразведки со стороны федеральных органов управления.

Успехи, достигнутые Россией за последнее время, связаны в основном с высокими показателями добычи нефти в ХМАО-Югре (рис. 1), где в течение всего этого времени применялись в больших объемах технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пластов. Но, во-первых, мы видим, что и здесь уже намечается падение добычи. А

во-вторых, настораживает тот факт, что добыча нефти по многим месторождениям РФ систематически отстает от проектной. Например, в 2012 г. по технологическим схемам разработки добыча нефти в России должна была составить 570 млн т, а фактическая добыча (без учета газового конденсата) не достигла и 500 млн т. А ведь это говорит не только об истощении запасов длительно эксплуатируемых месторождений, но и о том, что мы плохо знаем особенности их геологического строения (тем более если речь идет о техногенно преобразованных объектах), не располагаем необходимой информацией о распределении остаточных запасов в их объемах.

Можно и дальше перечислять причины, вызывающие серьезную обеспокоенность научно-технического сообщества судьбой нефтегазового комплекса России. Однако уже понятно: имеются вполне серьезные основания для заявления о том, что уже в ближайшие годы мы станем свидетелями неудержимого падения добычи нефти и газа в стране.

Но все-таки станем или можем стать? Есть ли хоть какой-то шанс избежать этого самого «неудержимого падения»? Приостановить или хотя бы притормозить его за счет

осмысленных и оперативно скоординированных усилий? И самое главное: если, как сказано в [2], решить столь серьезный вопрос на государственном уровне сейчас просто невозможно, то может ли что-то сделать для его решения научно-техническое сообщество?

Содействовать модернизации управления нефтяной отраслью

Один из основных выводов, который был сделан в ходе выполнения в РТ первого этапа проекта «Создание научных основ инновационного проектирования...», заключается в том, что в современной России ни недропользователям (за редким исключением), ни власти не нужны инновации [3]. И, как позже выяснилось, это был вполне ожидаемый вывод: в одном из своих многочисленных интервью 2013 г. первый заместитель председателя правительства Игорь Шувалов заявил, что пока нефть в цене, инновационное развитие российской экономики будет тормозиться. То есть для того, чтобы Россия развернулась лицом к инновациям, действительно «...нужен отрезвляющий кризис» [3]? Но в чем истинная причина торможения так необходимого России инновационного развития?

Оценивая в своем выступлении на 11-м Российском нефтяном конгрессе (Москва, 26 июня 2013 г.) сложившуюся ныне ситуацию в НГДО, бывший начальник Управления Роскомнедра России Левон Оганесян сделал вывод, что основной причиной обеспокоенности является смена основополагающей парадигмы воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ): опережающее расширенное воспроизводство МСБ подменено расширенным использованием (расходом) и вялотекущим некомпенсированным воспроизводством. Смена эта произошла, по его мнению, из-за того, что полностью разрушена сис-

тема геологического изучения недр, восстановить которую не могут никакие финансовые средства, в том числе и вкладываемые в «инновации», если не сформировать требуемую для этого систему управления. Иначе говоря, внедрение в практику инновационных технологий проектирования и управления разработкой месторождений УВС, а следовательно, и широкое использование всех тех научно-практических достижений, на которые наше научно-техническое сообщество по инерции еще выходит и которые продолжает накапливать (в основном впрок), невозможно без инновационной модернизации системы управления нефтегазодобывающей отраслью (НГДО).

И здесь уместно вспомнить о том, что наши основные достижения в период, когда СССР вышел на небывало высокий уровень добычи в 624 млн т (в 1,7 раза перекрывающий максимальный уровень добычи США, с которыми Россия, а затем СССР конкурировали более 100 лет, имея в 6 раз меньший фонд пробуренных скважин), были во многом обусловлены слаженной и результативной работой Центральной комиссии по разработке месторождений УВС (ЦКР). Здесь осуществлялась оперативная связь между наукой и производством, а также взаимодействие с различными звеньями госаппарата. Участие в процессе рассмотрения и защиты проектов госструктур, от которых зависело решение вопросов дальнейшего развития отраслей народного хозяйства, способствовало профессиональному развитию чиновников и ускорению решения проблемных вопросов отрасли. И естественно, что обсуждаемые проекты разработки в таком случае сразу же становились предметом совместного творчества науки и производства, новые научно-технические достижения подхватывались и внедрялись в практику.

Вспомним Татарстан. В те времена месторождения нашей республики фактически выступали в

роли всесоюзных полигонов, к работе на которых подключалась вся советская нефтяная наука. Здесь были опробованы качественно новые системы разработки, создавались и совершенствовались МУН и способы обработки призабойных зон (ОПЗ) добывающих и нагнетательных скважин. Со второй половины 1970-х было подхвачено активное внедрение в практику горизонтального бурения, а с конца 1980-х в Казанском комплексном отделе ТатНИПинефть были начаты НИР по обоснованию объемно-дренажных систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными (ГС) и наклонно направленными скважинами. Это направление исследований в РТ было начато практически с нуля. И тогда мы при наличии своего НИПИ обратились за помощью к специалистам ВНИИ-ОЭНГ (М.М. Саттаров, Н.В. Юченко, М.Х. Мусин), ВНИИнефть (М.М. Максимов, Л.П. Рыбickaя), НИИ «Нефтеотдача» (Б.И. Леви, В.М. Санкин), БашНИПинефть (Н.Ф. Кагарманов, Т.Г. Бердин), ИПМ РАН (С.А. Христианович, А.Н. Мохель), Тюменского ГУ (В.Н. Панков), Белорусского ГУ (В.Б. Таранчук) и др. [6, 7, 8, 9, 10]. И именно благодаря такой массовой (всем миром!) проработке к 2000 году был разработан первый в России руководящий документ по проектированию строительства и промышленным исследованиям эксплуатации ГС [8].

Анализ результатов рыночных реформ в РТ позволил также сделать определенные шаги к осмыслению организации управления инновационным развитием нефтяной отрасли в обновленных условиях и понять, что ныне такое управление возможно лишь на основе оперативного внедрения в практику автоматизированных систем. В частности, схема, представленная на **рис. 2**, предполагает «итерационное» взаимодействие Академии наук РТ, академических институтов и вузов с госструктурами, отраслевыми НИИ, службами инновационного

развития предприятий (ОАО «Татнефть» и малые нефтяные компании (МНК)), а также создание и активное функционирование специальных научных полигонов в сочетании с проведением опытно-промышленных работ (ОПР). То есть, согласно этой схеме, в выработке любого важного для отрасли решения сразу же должны быть задействованы (так же, как когда-то в ЦКР или при обосновании систем разработки с ГС для месторождений ОАО «Татнефть») все требуемые специалисты от науки, отрасли и госструктур. При этом существенно, что выход из любой итерации по вертикали или передача получаемых результатов с одного уровня на другой для одной и той же пары соседствующих уровней (здесь «вертикалей» – две, а соседствующих уровней – шесть) должны осуществляться:

- при одновременном исполнении требований объективных количественных критериев ($\epsilon_1, \epsilon_2, \dots, \epsilon_5$) и ($\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_5$), если эти критерии для рассматриваемых уровней (передающего и принимающего) уже выработаны;
- по взаимному согласованию специалистов (организаций, структур), представляющих соседствующие уровни каждой вертикали, если хотя бы в одной из них объективный критерий приемки-передачи результатов от верхнего уровня к нижнему еще не выработан.

В последнем случае переход на следующие этапы (уровни), если согласование достигнуто и его условия всеми приняты, происходит уже не по связям, обусловленным критериями $\epsilon_1, \epsilon_2, \dots$ и т.д., а по «интуитивным» переходам I, II, ..., V. Но при этом надо иметь в виду (и это должно быть оговорено в согласовании!), что на дообработку рассматриваемых материалов на «верхний соседствующий уровень» придется еще вернуться, и, возможно, не раз, пока не будет выработан объективный критерий приемки-передачи данных с этого уровня на «нижний соседствующий».

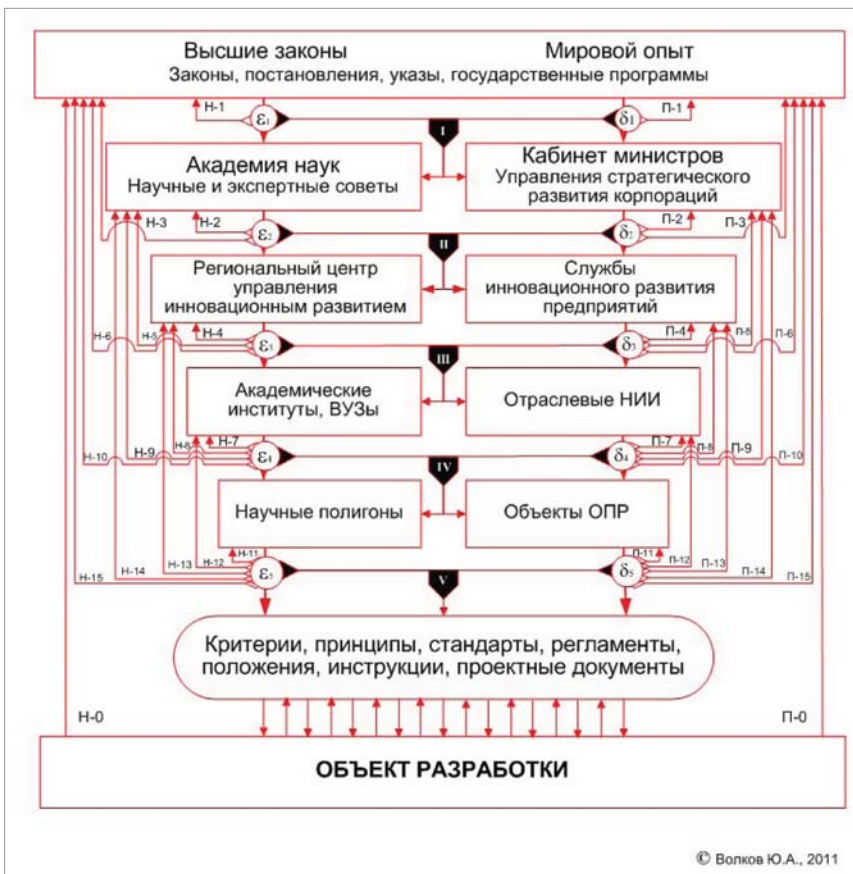


Рис. 2. Универсальная схема управления инновационным развитием нефтяной отрасли Республики Татарстан

По существу, схема управления инновациями в РТ (рис. 2) является обобщением аналогичной итерационной схемы организации НИР и ОПР при создании новых технологий (рис. 3), которая была положена в основу организации работ по инновационному проектированию разработки нефтяных месторождений [4, 5].

Оригинальность этих схем заключается в наличии двух качественно различных переходов от одного этапа к другому: обоснованные переходы 1, 2, ..., 15 (рис. 3) должны осуществляться по отработанным критериям $\epsilon_1, \epsilon_2, \dots, \epsilon_5$, а пока еще недостаточно обоснованные переходы – по связям I, II, ..., V. Заметим, что «недостаточно обоснованные переходы» в этих схемах необходимы в разумном сочетании с обоснованными для того, чтобы «не заикливать» на слишком тщательном обосновании каж-

дого из переходов и как можно быстрее апробировать такие решения, которые могут быть приняты, например, по согласованию.

Совершенствовать научные основы рациональной разработки нефтяных месторождений

Схема инновационного проектирования (рис. 3) легла в основу создания итерационной методики построения геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений (рис. 4). В частности, в [11] было показано, что реализация стандартного графа обработки данных может лишь усугубить ошибки, сделанные на каждом из предыдущих этапов, и добавить к ним при адаптации новые.

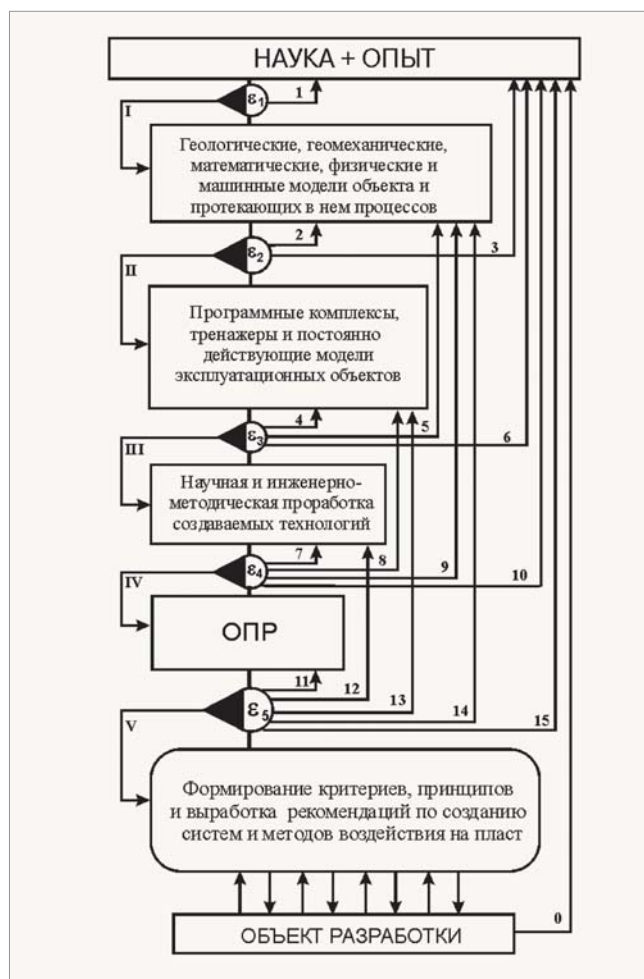


Рис. 3. Универсальная схема организации НИР и ОПР при создании новых технологий

Разработаны методы и алгоритмы решения требуемых задач. Созданы комплексы программ для ЭВМ [12, 13]. Все это позволяет работать со специализированными базами геолого-геофизических и геолого-промысловых данных, а также проводить всесторонний анализ разработки месторождений на основе разноуровневых моделей (полноразмерных и генерализованных фильтрационных, эмпирических и полуэмпирических, вероятностно-статистических, балансовых и др.).

В ходе неоднократно осуществляемых итерационных построений обеспечивается корректировка геологических, фильтрационных и технологических моделей залежей, постепенное уточнение петрофизических зависимостей, геометрии продуктивных тел и ориентации элементов неоднородности резервуара, уточнение распределения остаточных запасов и положения ВНК, фазовых проницаемостей флюидов и т.д.

Тот факт, что схемы, представленные на рис. 3, 4, надежно работают и что организация работы по ним действительно способствует построению более адек-

ватных ГДМ, демонстрируется на примере девяти объектов Западной Сибири [14, 15]. При этом за счет создания новых и использования уже известных методов и способов обработки тех же данных, с которыми работали предшественники, удается получать принципиально новую информацию об особенностях геологического строения залежей и распределении в них остаточных запасов. Следовательно, до этого все создаваемые для данных объектов цифровые модели (геологические и гидродинамические) «насыщались» извлекаемой из тех же данных, но некачественной информацией.

К настоящему времени сформировалось мнение, что использование цифровых фильтрационных моделей даже на объектах, казалось бы, хорошо изученных и имеющих длительную историю разработки не способствует росту точности получаемых расчетов из-за неполноты и низкого качества геолого-геофизических, лабораторных и промысловых данных. Например, академик Э.М. Халимов считает [16], что даже при значительном увеличении дорогостоящих промысловых и исследовательских работ сохраняется главный недостаток использования создаваемых в рамках проектов цифровых моделей – они по-прежнему дают существенное расхождение фактических и расчетных технологических показателей разработки по дебитам скважин, по добыче с объекта и т.д. Но разве дело в моделях? Какой смысл проводить все эти дополнительные дорогостоящие промысловые работы и исследования, если вновь полученные данные, как было сказано выше, будут обрабатываться так же, как и те, что накапливались до сих пор, или, иначе говоря, если продолжать «кормить» цифровые модели недостаточно качественной и/или «недоизвлеченной» из накопленных данных информацией?

По результатам работы на материалах РТ [3, 4, 5, 17, 18] и ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [14, 15, 19, 20] нам удалось получить вполне объективный критерий, названный пока «количественным критерием качества геофизической обоснованности запасов», который характеризует адекватность создаваемых моделей (петрофизической, геологической, гидродинамической) степени изученности рассматриваемого объекта [14, 15]. Таким образом, открылась возможность неуклонного улучшения качества вновь создаваемых (актуализируемых) моделей длительно эксплуатируемых месторождений. То есть схемы, представленные на рис. 3 и 4, доказали свою работоспособность. Ими можно пользоваться.

Что же касается выхода нефтяной отрасли на освоение схемы организации работы, представленной на рис. 2, то еще далеко не все элементы этой схемы сформированы, совсем слабо отработаны механизмы взаимодействия этих структур между собой по вертикали и, в особенности, по горизонтали. Нет четких критериев перехода от одной структуры к другой

(обмена наработками) по вертикальным и горизонтальным связям. Схемы, подобные приведенным на рис. 2-4, представляют собой пока лишь примеры организации работы, нацеленной на решение задач рациональной разработки месторождений УВС за счет плотного накопления знаний об особенностях их строения и совершенствования научных основ проектирования и управления их разработкой. Ни нефтедобывающими корпорациями, ни государственными службами на сегодняшний день они еще не осмыслены. Но научные коллективы, занимающиеся этой проблемой, должны постоянно инициировать организацию выполнения работ по подобным схемам, так как цена вопроса для отрасли огромна. Это и дополнительные запасы, и высокие КИН, и снижение себестоимости добычи-обустройства при неуклонном исполнении плановых показателей для каждого из эксплуатационных объектов.

Отметим, что организация работы именно по подобным схемам позволила Западу и, в частности, США достичь высочайшего уровня постановки исследовательских работ в нефтегазовом комплексе. Более того, благодаря скоординированной и слаженной работе различных коллективов специалистов создаются «комфортные условия» для того, чтобы «затягивать» всю мировую науку в работу над созданием тех интеллектуальных продуктов и технологий, которыми они уже так давно и успешно торгуют.

Активно внедрять в практику инновационное проектирование

Кардинальное решение проблем реального увеличения нефтеотдачи и выхода на действительно рациональную разработку месторождений УВС в сочетании с модернизацией управления нефтяной отраслью мы связываем с инновационным проектированием [3, 4, 5, 17, 18]. В отличие от обычного (как

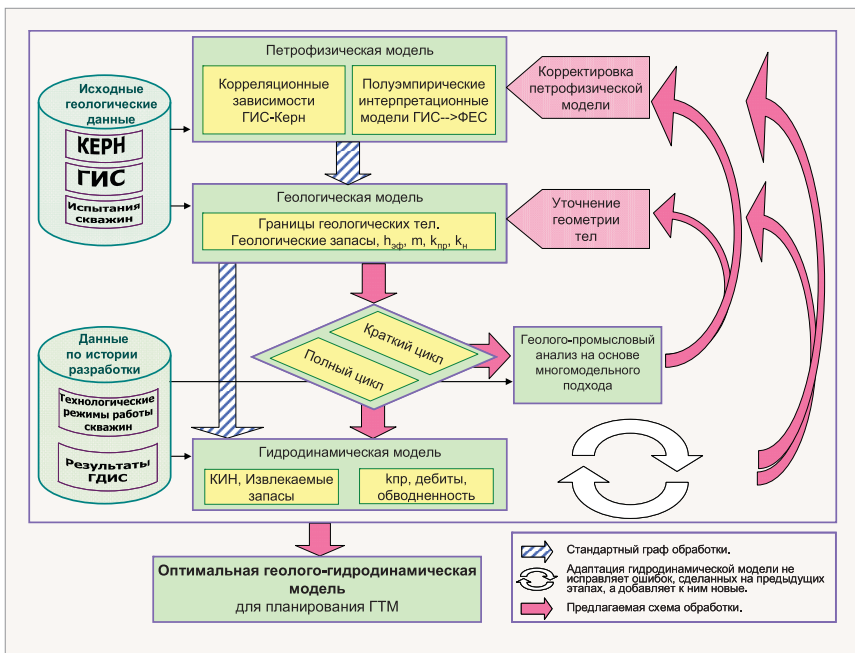


Рис. 4. Схема построения оптимальной геолого-технологической модели

есть), инновационное (как надо) проектирование – это тот рычаг, с помощью которого можно управлять освоением, разведкой-доразведкой месторождения, неуклонным ростом его КИН, организацией его рентабельной для государства и недропользователя эксплуатации. Сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнить десятки разрозненных по тематике работ, и того эффекта не будет. При этом важно, что такой проект после официального утверждения ЦКР уже обязывает нефтяную компанию его исполнять и ЦКР могло бы «мониторить» его исполнение. Конечно, такие структуры, как ГКЗ и ЦКР, должны подчиняться непосредственно правительству РФ. Подобно тому, как это принято в США. И они должны постоянно взаимодействовать на базе отслеживания процессов создания единых (оптимальных, адекватных степени изученности объектов) геолого-технологических моделей и далее – на базе мониторинга динамики соотношения извлекаемых-балансовых запасов и реализации

проектных решений, обеспечивающей неуклонный рост проектных КИН в сочетании со снижением себестоимости добычи нефти.

Об основных причинах невосприимчивости инновационных проектов нашей экономикой и, в частности, нефтяной отраслью было уже сказано. Но есть еще и такие причины, как якобы длительные сроки их составления, необходимость применения дорогостоящих технологий и оборудования, реализации в их рамках ОПР по разработке новых МУН и ОПЗ и, наконец, их высокая стоимость.

Все это хотя и осложняет работу над созданием и реализацией инновационных проектов, но не должно являться препятствием для их разработки и внедрения. Это – отговорки для ленивых и равнодушных. Все капиталоемкие мероприятия нужно проводить сейчас, пользуясь благоприятной конъюнктурой на рынке. Президент В.В. Путин постоянно предупреждает: делайте все, что надо, пока есть деньги. Потом их может не быть.

В результате перепроектирования систем разработки того же Ромашкинского месторождения на новой геологической основе мы могли

бы увеличить срок его разработки на 135 лет с увеличением извлекаемых запасов на 800 млн т. А с учетом «подпитки» УВС из мантии Земли срок разработки этого месторождения может увеличиться еще как минимум на столетие. На мелких и средних месторождениях с ТЗН стратегия поэтапного уплотнения сетки скважин с 12-16 до 2,5-3,0 га/скв при применении тепловых МУН может дать кратное увеличение проектных КИН. Все разработанные в

Татарстане меры, способствующие детальным исследованиям пласта и содержащихся в нем флюидов, в том числе на нано-уровне, позволят целенаправленно разрабатывать и применять новые МУН с учетом конкретных геолого-физических условий, что даст возможность повысить эффективность их внедрения и, в конечном счете, существенно увеличить проектные КИН.

В заключение считаем необходимым еще раз подчеркнуть, что для

того, чтобы своевременно и на полную мощность задействовать не только все вышеперечисленные, но и другие ресурсы, которые накоплены нашей нефтяной наукой, одного только желания и стремления к этому научно-техническому сообществу совершенно недостаточно. Необходимо целенаправленная работа, проявление большой заинтересованности и содействие в реализации этого потенциала со стороны государства.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Пути увеличения и эффективности использования углеводородного потенциала республики Татарстан в целях устойчивого развития // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: материалы Междунар. науч.-практ. конференции, г. Казань, 4-6 сентября 2013 г. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – С. 4-11.
2. Тимурзиев А.И. Глубинная нефть. Редакционная колонка // Электронный журнал «Глубинная нефть» (<http://journal.deepoil.ru/>). – 2013. – Т.1. – № 9.
3. Муслимов Р.Х. Проблемы создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений РТ // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1. – С. 14-20.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учеб. пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – 2012. – 664 с.
5. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Актуальные задачи организации и стандартизации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедр. – 2010. – № 3. – С. 5-11.
6. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: материалы семинара-дискуссии, г. Альметьевск, 24-26 июня 1996 года. – Казань: Изд-во «Новое Знание», 1998. – 256 с.
7. Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование: материалы семинара-дискуссии, г. Актюба, 2-3 декабря 1999 г. – Казань: Изд-во «Мастер Лайн», 2000. – 256 с.
8. Методическое руководство по проектированию, строительству, геофизическим и промысловым исследованиям, эксплуатации горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии // РД 39-0147585-214-00. – Бугульма. – 2000. – 148 с.
9. Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: труды научно-практической конференции, посвященной 10-летию Академии наук РТ, г. Казань, 29-30 ноября 2001 г. – Казань: Изд-во «Плутон», 2002. – 432 с.
10. Волков Ю.А. О развитии и основных результатах исследований по проблеме «Обоснование систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными и наклонно направленными скважинами» // Интервал. – 2002. – № 2(37). – С. 67-70.
11. 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.
12. 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 19.07.2011 г.

13. 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 14.12.2012 г.
14. Количественный критерий для управления качеством геолого-петрофизических моделей при проектировании разработки / Ю.А. Волков, В.Н. Михайлов, Р.Х. Муслимов, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сб. докладов XVI окружной научно-практ. конференции, г. Ханты-Мансийск, 19-23 ноября 2012 г. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2013. – Т.1. – С. 265-268.
15. Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Анализ причин расхождения фактических и расчетных показателей работы скважин Ватьеганского месторождения после бурения боковых стволов // Георесурсы. – 2013. – № 5(55). – С. 8-11.
16. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы ЦКР) // Недропользование – XXI век. – 2013. – № 4. – С. 82-87.
17. Инновационное проектирование объектов нефтегазового комплекса России: утопия или реальность? // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 3. – С. 8-15.
18. Да поможет Всевышний организаторам и исполнителям намеченных НИР... // Проблемы создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений: матер. семинара-дискуссии, г. Казань, 21-22 ноября 2012 г. // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1. – С. 18-19.
19. Изменение представлений о детальной корреляции пласта БВ8 Повховского месторождения на основе новой модели геологического строения / Ю.А. Волков, В.Н. Михайлов, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сб. докладов XVI окружной науч.-практ. конференции, г. Ханты-Мансийск, 19-23 ноября 2012 г. – Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис», 2013. – Т.1. – С. 326-336.
20. Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С. Уточнение фильтрационных параметров пласта и призабойных зон нефтедобывающих скважин на основе переинтерпретации ГДИС при компрессировании с учетом переходного участка КВД и с интервальной оценкой достоверности параметров интерпретации // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: труды Междунар. науч.-практ. конференции, г. Казань, 4-6 сентября 2013 г. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, – 2013. – С. 359-363.