

# АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НАУЧНЫХ ОСНОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вектор приоритетного развития нефтедобывающей отрасли должен быть направлен не только на создание инновационных проектных документов, но и на формирование (организацию) таких отношений недропользователей с «нефтяной наукой» и государством, которые бы обеспечивали наиболее полную реализацию на практике решений, закладываемых в эти документы.

*Ключевые слова:* инновационное проектирование, опережающие научные исследования, итерационная методика геолого-гидродинамического моделирования, универсальная схема организации научно-исследовательских работ.

Выступая в июне 2009 года на заседании комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики, президент России подчеркнул, что нашим главным преимуществом на сегодняшний день являются интеллект и способность к новаторству. Действительно, этого у нас хватает. Но, к сожалению, пока нам ещё редко удаётся **организовать** дело так, чтобы после «точного» использования «наших преимуществ» на своих предприятиях, мы могли бы начать их широкомасштабное внедрение на аналогичных предприятиях России и за рубежом. Иначе говоря, мы не умеем быстро оформлять и «упаковывать», превращать в дорогостоящий «товар» результаты нашей интеллектуальной деятельности, не можем превращать «наши преимущества» в интеллектуальный капитал. Исходя из этого, в (Муслимов, 2010а; Муслимов, 2010в) была поддержана идея внедрения инноваций в любой отрасли не только с помощью финансовых мер, но и через оперативную разработку и ввод в действие достаточно жёстких стандартов, нормативов и технических регламентов.

В настоящее время проектирование разработки нефтяных месторождений ведётся на основе руководящих документов (РД), введённых в действие ещё в 70-х годах прошлого века. Конечно, некоторые дополнения к ним, в связи с переходом на рыночные условия хозяйствования, были сделаны, например, в (Методические рекомендации..., 2007). Однако понятия и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сформированные в советское время для командно-административных отношений, в современных рыночных условиях хозяйствования всё равно оказываются не работающими. В «Национальном стандарте по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» эти принципы также однозначно не сформулированы, и на их реализацию в полной мере этот документ не нацелен. Не действуют сегодня и «Правила разработки нефтяных месторождений» советского периода. Таким образом, отрасль оказалась без фундаментальной основы для решения задач проектирования разработки нефтяных месторождений и сейчас это проектирование ведётся даже не так же, а хуже, чем 30-40 лет тому назад: в рыночных условиях недропользователи вынуждены на всём «экономить» и, конечно же, проще всего это делать на науке. Тем более, что у нас в этом деле «богатый опыт» – на науке мы экономим уже давно и всюду, где только можно. И если говорить конкретно о

нефтедобывающей отрасли (НДО), то результатом такой «экономии» здесь является существенное, в 1,5-2 раза, снижение, за прошедшие более чем 50 лет, проектной нефтеотдачи, в то время, как в США в течение всего этого времени наблюдался её неуклонный рост.

Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а коэффициент извлечения нефти (КИН) снижается. Основные причины этого:

**во-первых**, слабое изучение на стадии составления очередных проектных документов детального геологического строения нефтяных месторождений (залелей) промыслово-гидродинамическими, промыслово-геофизическими, лабораторными и полевыми (геофизическими и геологическими) методами;

**во-вторых**, неадекватный реальному геологическому строению подбор технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи пластов;

**в-третьих**, невозможность детальной проработки вопросов применения современных технологий в условиях сжатых сроков, отводимых исполнителям на проектирование и недостаточное финансирование исполнителей.

Такое состояние дел приводит к снижению эффективности внедрения в практику нефтедобычи не только новых, но и любых других технологий, «потребность» в которых испытывает каждое конкретное месторождение. А затем наступает потеря интереса к дальнейшему внедрению этих технологий и со стороны нефтяных компаний.

Проекты, технологические схемы и другие документы на управление разработкой и обустройство нефтяных месторождений являются наиболее наукоёмкими продуктами НДО. По крайней мере, они **должны быть** таковыми. Именно через них должно осуществляться внедрение в практику всего самого нового и передового.

Иначе говоря, вектор приоритетного развития НДО на стадии формирования её инновационной инфраструктуры должен быть нацелен на разработку требований к составлению не обычных (как это делается!), а инновационных (как должно быть!) проектных документов. При этом основные трудности, которые надо будет преодолевать, **на начальном этапе** создания таких проектов, будут связаны не столько с отсутствием требуемых технологий воздействия на пласт или требуемых геолого-промысловых и геолого-геофизических данных, сколько с **организацией ис-**

**полнения опережающих (предпроектных) научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (НИОПР)** (Волков, 2009).

В идеале, по-видимому, надо стремиться к тому, чтобы заготовка всех данных для оформления требуемых в нужный момент документов на разработку и обустройство нефтяных месторождений была как бы «погружена» в общий непрерывный (итерационный!) исследовательский процесс, протекающий в каждой проектной организации по схеме, представленной на рисунке.

Естественно, что в таком случае под «данными для оформления» следует понимать те самые таблицы, рисунки, разделы и пр., которые должен содержать проектный документ в соответствии с требованием действующих РД. Тогда весь непрерывно протекающий исследовательский процесс, должен быть нацелен, прежде всего, на то, чтобы заранее формировать для каждого из курируемых месторождений именно эти таблицы, рисунки и разделы. В таком случае срок предоставления недропользователю требуемого для утверждения проектного документа будет определяться лишь степенью «нестандартности» задачи, поставленной им перед командой Исполнителей.

Отметим, что вопросы организации работы над проектными документами для НДО являются в настоящее время действительно актуальными и в последнее время они обсуждались не только в (Волков, 2009) в связи с проблемой организации инновационного проектирования, но и, например, в (Глазунов, 2007; Хасанов и др., 2008).

Что же касается Универсальной схемы (Рисунок), то впервые, как уже было сказано в (Волков, 2009), в самом общем виде она была озвучена в 1982-1984 гг., а затем неоднократно упоминалась и «растолковывалась» в публикациях в связи с её использованием при выполнении конкретных работ. В частности, фактически именно эта схема лежала в основе организации работы многопрофильного коллектива специалистов над проблемой обоснования систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами (Волков, 2002). С 2003 года в ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ по заданию ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУ-КОЙЛ-Западная Сибирь» была начата работа ещё над одной «инновационной» темой, которая также развивается по схеме аналогичной той, что представлена на рисунке (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011).

Оригинальность (новизна) данной схемы – в наличии двух качественно различных вариантов перехода от одного этапа к другому. Достаточно обоснованные переходы (1, 2, ..., 15) осуществляются по уже отработанным критериям  $e_1, e_2, \dots, e_5$ , которые, в частности, могут характеризовать точность описания отдельных процессов или их совокупности, достигаемую за счёт: обобщения имеющихся опытных данных; «итераций» по циклам 1, 2, ..., 15; сопоставления между собой данных вычислительных, лабораторных (физических, стендовых) и промысловых экспериментов.

Очевидно, что на любых стадиях для оптимизации хода исследований должны быть допустимы так же интуитивные («слепые») переходы от одного этапа к другому – переходы I, II, ..., V на рисунке. Такие переходы, не подкреплённые пока ещё количественным расчётом, необходимы для скорейшего приобретения опыта практического использования создаваемой технологии, строящейся

петрофизической, геологической или гидродинамической (ГДМ) модели и пр. Постепенно (на каждой следующей итерации) слепых переходов будет всё меньше, а теоретическое описание создаваемой технологии (или модели) – всё более адекватным реальности.

Реализация предлагаемого подхода позволит существенно сократить сроки воссоединения накапливаемых знаний с богатым опытом (интуицией) различных специалистов и синтезировать их в виде компьютерных программ, доступных для широкого круга специалистов-практиков. Количество и содержание этапов в схеме, в зависимости от объекта и целей исследования, могут быть различными. При этом её форма (структура) – не изменится. Схема, аналогичная представленной на рисунке, может быть использована не только при проектировании разработки нефтяных месторождений, но и для проектирования их разработки в сочетании с обустройством, и, даже, для мониторинга исполнения всей цепочки работ от поиска-разведки до реализации добытого и переработанного сырья. Разумеется, что в последнем случае число коллективов, «ввинченных» в процесс взаимодействия между собой по этой схеме, может стать очень большим. Они могут находиться в разных городах и, даже, в разных странах. Но если функции всех этих коллективов и каждого «ввинченного» в работу по схеме специалиста будут достаточно чётко регламентированы или просто «вшиты» в соответствующее программное обеспечение, то управление процессом создания любого конечного продукта можно автоматизировать. Причём, прямо по соответствующей Универсальной схеме, которая в таком случае может стать основой алгоритма для разработки автоматизированных систем (АИС, АСУ и пр.).

Работая в едином информационном пространстве любой, казалось бы, «разношёрстный» или состоящий из отдельных групп, коллектив может стать единой командой, решающей на требуемом уровне все (предусмотренные должностными инструкциями, положениями, стандартами и прочими регламентирующими документами) производственные задачи, и достигающей требуемых экономических результатов.

Одним из наиболее «узких мест» в деле проектирования разработки нефтяных месторождений является геолого-гидродинамическое моделирование. Можно ли расширить это «место» с помощью предлагаемого выше подхода к организации работы?

Главной причиной построения некачественных ГДМ является несовершенство стандартного графа обработки данных. По существу, на сегодняшний день, как это следует из (Глазунов, 2007), стандартный граф обработки всех имеющихся данных является линейным:

- 1) на основе интерпретации ГИС геофизики определяют фильтрационно-емкостные характеристики пластов;
- 2) геологи коррелируют геологические тела и создают объёмную модель залежи;
- 3) математики совместно с промысловыми геологами адаптируют гидродинамическую модель по данным разработки.

Выполнение таких этапов работы отдельными группами разных специалистов на основе анализа разных подмножеств исходных данных не позволяет обнаруживать и исправлять ошибки, допущенные на предыдущих этапах.

Более того, вполне вероятно, что вместо корректировки модели на каждом из этапов в сторону её улучшения, мы будем иметь лишь частичную (кажущуюся) компенсацию соответствующих ошибок, а фактически при этом будут допускаться новые еще более «вредные» ошибки.

Для реального исправления ошибок, допускаемых на каждом этапе, как это было отмечено в (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011), алгоритм создания оптимальной ГДМ должен быть итерационным. При этом на промежуточных циклах общего итерационного процесса появляются такие дополнительные этапы, как:

- 4) выявление ошибок исходной геологической модели;
- 5) корректировка петрофизических зависимостей и интерпретационной модели ГИС по данным разработки;
- 6) корректировка границ геологических тел по данным разработки.

Чем больше вариантов рассмотрено, тем больше вероятность того, что принятый окончательный вариант ГДМ будет более адекватен реальному объекту разработки.

Однако в повседневной практике данный алгоритм, построения оптимальной ГДМ, предполагающий многократную адаптацию ГДМ по данным истории разработки, является труднореализуемым: процесс гидродинамического моделирования становится длительным, в то время как срок исполнения подобных работ бывает, как правило, ограничен экономическими факторами.

В связи с этим стала очевидна необходимость создания оперативной методики уточнения геолого-петрофизических параметров, основанной на реализации многомодельного подхода и позволяющей многократно оценивать качество геологической модели на основе совместной обработки геолого-геофизических и промысловых данных, вносить необходимые корректировки в петрофизические зависимости и в геометрию залежей. Было показано, что соответствующий блок геолого-промыслового анализа должен включать в себя использование хорошо зарекомендовавших себя на практике методик геолого-промыслового анализа, которые позволяют без построения полномасштабной ГДМ получать важную информацию о геологическом строении и фильтрационно-емкостных параметрах резервуара. Перечень используемых методик может расширяться и зависит от предпочтений и технических возможностей исполнителей (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011).

Работа над инновационным проектным документом должна заканчиваться не только отчетом в соответствии с РД, но также оформлением:

- специального тома с изложением результатов исследований, проведенных в процессе инновационного проектирования, как это было впервые сделано, в дополнении к технологической схеме разработки Ново-Шешминского месторождения горизонтальными скважинами (Волков и др., 1993);

- «пакета» патентов, свидетельств на программы для ЭВМ, «ноу-хау» и пр., по тем технологиям, которые должны быть внедрены или опробованы при реализации данного проекта и правообладателями которых могут стать Заказчик, Заказчик вместе с Исполнителем или Заказчик с авторами.

Конечно, медленное продвижение «государственных служб» в части принятия таких законов, которые бы спо-

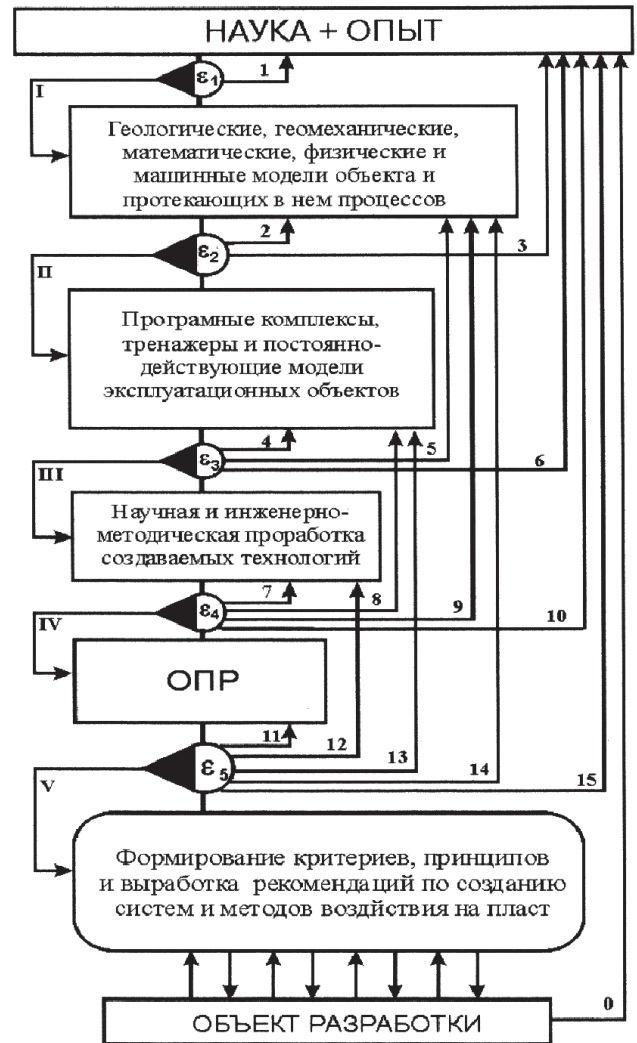


Рисунок. Универсальная схема организации НИОПР, рекомендованная в (Муслимов, 2010в) для инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений.

собствовали заинтересованности предприятий в формировании и активизации работы со своими нематериальными активами (НМА), является сегодня пока что одним из сдерживающих факторов выхода этих предприятий со своими наработками и, прежде всего, предприятий нефтедобывающей отрасли, на «рынок инноваций». К сожалению, у нас такого рынка ещё нет.

Но его и не будет, если каждое из более-менее наукоёмких производств не начнёт создавать свой коммерческий реестр интеллектуальной собственности и не начнёт, вместе со всеми инноваторами, «биться» за создание государством выгодных для себя условий коммерциализации своих НМА.

Следует учесть так же, что государство в последнее время, всё-таки, уже прилагает не малые усилия, направленные на оптимизацию управления имеющимися в стране интеллектуальными ресурсами. Что-то уже получается (это мы видим), что-то ещё должно получиться. Следовательно, обрабатывая технологию **инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений**, надо иметь в виду, что реализация соответствующих проектов должна создавать в дальнейшем максимально выгодные условия для всех участников этого процесса (Заказчики, Исполнители, Авторы, содействующие лица и пр.). Причём (что опять же очень существенно!) максимально выгодные условия для



членов перечисленной команды должны создаваться как при коммерциализации объектов созданной ими интеллектуальной собственности, так и при развитии этой «команды» своих дальнейших исследований.

Как показывает опыт, нефтяные месторождения, отличаются большим многообразием геологических условий. Проведенный академиком Р.Х.Муслимовым анализ этого многообразия позволил дать геолого-промысловую классификацию залежей нефти по обобщающему критерию – структуре запасов. В основу этой классификации было положено принятое в геолого-промысловой практике деление запасов на активные запасы нефти (АЗН) и трудноизвлекаемые запасы (ТИЗН). Исходя из этого, были выделены две основные группы залежей: первая группа, содержащая преимущественно АЗН; вторая – преимущественно ТИЗН. Особенности геологического строения месторождений оказывают определяющее влияние на выбор и эффективность систем разработки. Поэтому путем обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Татарстана и Волго-Уральской провинции, нами выработаны принципы разработки применительно именно к этим двум группам.

При этом мы, как и 18 лет тому назад (Муслимов и др., 1994), исходим из того, что истинно геологические запасы наших месторождений не знает никто. Дело в том, что при формировании геофизических каталогов для подсчета запасов и для проектирования разработки нефтяных месторождений в расчёт всегда брали (и до сих пор берут) лишь «кондиционные» (по толщине прослоя, по проницаемости, по насыщенности нефтью) запасы. Именно эти запасы недропользователи всегда принимали на баланс и в дальнейшем, иногда даже в официальных документах, называли не только «балансовыми», но и «геологическими». Что же касается «истинно геологических запасов», то чтобы даже не сосчитать, а лишь оценить их, например, по Ромашкинскому месторождению, необходимо выполнить огромную работу по переинтерпретации всего накопленного геолого-геофизического и геолого-промыслового материала.

Если же при этом стремиться к формированию представлений о распределении этих запасов в объёме залежи, то для этого надо:

- спланировать и провести дополнительные геофизические исследования в скважинах;
- отобрать и всесторонне исследовать новый керн;
- правильно выделить соответствующие геологические тела;
- провести специальные исследования свойств насыщающих пласт жидкостей и характера (механизмов) их взаимодействия с породой;
- «подтянуть» к проведению всех этих работ самую «продвинутую» науку и т.д.

Собственно, именно в этом и будет суть первого витка (цикла) инновационного проектирования, которое целесообразно начинать с проектирования разработки небольших и достаточно хорошо изученных месторождений, с разработки проектов под ГТМ и т.д. Конечно, реализация каждого из таких проектов будет способствовать, прежде всего, накоплению новых знаний о конкретно рассматриваемых объектах. Но несомненно, что при этом будет так же набираться ещё и тот опыт, обобщение которого

позволит создать требуемые научные основы и, возможно, уже в недалёком будущем, взяться за создание инновационного проекта разработки, например, Бавлинского или даже Ромашкинского месторождения.

Предварительные исследования, выполненные под руководством Р.Х.Муслимова в 1998-2008гг., показали (Муслимов, 2010в; Муслимов и др., 1998; Муслимов, 2010б), что изменение методики построения геологической модели Ромашкинского месторождения и переоценка его запасов с вышеизложенных позиций, а так же дальнейшая доразведка в сочетании с увеличением КИН, позволяют увеличить его извлекаемые запасы не менее, чем на 770 млн. тонн и продлить срок разработки до 250 лет.

## Литература

Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Глазов А.В., Давыдов Р.М., Кудрявцев Г.В., Никифоров А.И., Салихов А.Г., Степанов В.П., Розенберг И.Б., Шайхутдинов Р.С., Шалин П.А. Второе дополнение к технологической схеме разработки Ново-Шешминского месторождения с применением горизонтального бурения и полимерного заводнения. Отчёт по договорам 22.091 и 4.92. Кн.1 (Исследования). Казань: фонд ООО «ЦСМРнефть». 1993. 106.

Волков Ю.А. О развитии и основных результатах исследований по проблеме обоснования систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными и наклонно направленными скважинами. *Интервал*. 2002. № 2 (37). 67-70.

Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *«Нефть. Газ. Новации»*. 2009. №7. 22-26.

Глазунов А.Н. Проблемы организации производства при построении и сопровождении геолого-гидродинамических моделей, подсчёте запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений. *Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал* (<http://www.ogbus.ru>). 2007. 8.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Оперативная методика совместной обработки ГИС и промысловых данных для уточнения площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: Международная научно-практическая конференция*. Казань: Изд-во «Репер». 2009. 81-93.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: Информационно-аналитический бюллетень (Приложение к журналу *«Недропользование – XXI век»*). М.: НП НАЭН, 2007. Вып.3. 72.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкараев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. 2011. 3(39). 43-48.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе. *Нефть. Газ. Новации*. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. О совершенствовании «Классификации запасов и ресурсов нефти и газа» (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2010. №2. 56-60.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2010. №1. 12-16.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Касимов Р.С., Розенберг И.Б., Сулейманов Э.И. Проблемы построения геологических моделей залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов: Тр. Межд. конф.* Казань. 1994. т.2. 496-510.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Шакиров А.Н., Иванов А.И., Касимов Р.С., Розенберг И.Б. Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора. Опыт разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Каспского региона. Казань: Новое Знание. 1998. 355-360.

Хасанов М.М., Суртаев В.Н., Тарасов П.А., Торопов К.В., Павлов В.А. Системно-структурированный подход к проектированию. *Нефтяное хозяйство*. 2008. №11. 71-75.

УДК: 538.955, 537.635, 547.912

*Д.К. Нургалиев<sup>1</sup>, В.Е. Косарев<sup>1</sup>, В.М. Мурзакаев<sup>2</sup>, М.С. Тагиров<sup>1</sup>  
В.Д. Скирда<sup>1</sup>, В.А. Тюрин<sup>1</sup>, Б.И. Гизатуллин<sup>1</sup>**<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, victor.kosarev@ksu.ru  
<sup>2</sup>ООО «ТНГ-Грунт», Бузурьма, Murza@tngf.tatneft.ru*

## АППАРАТУРА ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛНОРАЗМЕРНЫХ КЕРНОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ И ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

В работе обсуждаются основные особенности характеристики аппаратуры ядерного магнитного резонанса, разрабатываемой для исследования полноразмерных кернов. Прибор, предназначенный для лабораторных исследований, снабжен сверхпроводящим магнитом с индукцией 1,5 Тл. Магнитная система мобильного аналога прибора представляет собой цилиндр Хальбаха с индукцией магнитного поля -  $B_0 = 0,19$  Тл. Приборы снабжены блоками импульсного градиента магнитного поля, обеспечивающими получение одномерного пространственного разрешения получаемой информации вдоль оси керна.

*Ключевые слова:* ядерный магнитный резонанс, магнит, сверхпроводник, керн, релаксация, самодиффузия.

### Введение

Разработка приборов для получения информации о кернах в лабораторных условиях призвана, прежде всего, обеспечить корректность трактовки информации, получаемой методами ЯМР каротажа (Lizhi, 1998; Джафаров, 2002). Кроме того, при помощи лабораторных исследований кернов можно получить такую информацию о характере и состоянии флюида в пористом пространстве породы керна, которая недоступна в принципе для скважинных приборов. Прежде всего, речь идет о принципиальной возможности в лабораторных условиях организовать полномасштабные исследования кернов путем получения данных при контролируемом варьировании множества внешних факторов. К таковым можно отнести температуру, давление, флюидонасыщенность, характер флюида и т.д.

Наряду с этим получение методом ЯМР менее объемной и, даже, менее качественной, информации о характеристиках керна, но непосредственно сразу после его извлечения из скважины (Caizhi, 2002), может оказаться чрезвычайно полезным для оперативного принятия решения во время буровых работ. В целом, оперативный ЯМР-анализ образцов кернов в их естественном насыщении, как в лабораторных, так и в полевых условиях, непосредствен-

но после отбора проб, обеспечивает возможность своевременного получения и использования важной геологической информации.

Как известно, чувствительность ЯМР аппаратуры сильно зависит от частоты резонанса, следовательно от величины поляризуемого магнитного поля  $B_0$ . Другими словами, чем больше напряженность магнитного поля, тем более качественно может быть проведен ЯМР анализ. В принципе нет никаких оснований требовать, чтобы установки лабораторного исполнения каким-либо существенным образом отличались по функциональным возможностям от их мобильных аналогов. Единственное условие, накладываемое на мобильный аналог установки, сводится к ее массово-габаритным характеристикам, которые, в свою очередь, определяются, в основном, характеристиками магнитных систем.

Если в лабораторных условиях измерения могут быть проведены наиболее качественно с использованием мощной и габаритной техники ЯМР, то в полевых условиях требуется найти компромисс между качеством исследований и мобильностью используемой аппаратуры.

Дополнительное важное требование к качеству магнитной системы состоит в необходимости обеспечения однородности магнитного поля во всем объеме образ-

Окончание статьи Ю.А. Волкова, В.Н. Михайлова «Актуальные задачи совершенствования научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений»

### Yu.A. Volkov, V.N. Mikhailov. Critical tasks of the improvement of oil fields development design scientific basis.

Oil industry turned out to be without fundamental basis for solution of oil fields development design issues. Nowadays this design is carried out worse than 30-40 years ago. There is a paradoxical situation: technique and technology of oil production have been consistently evolved, and the oil recovery factor has been reduced. The paper describes the issues of oil fields development design, as well as industry problems are outlined and solution approach is represented.

*Keywords:* oil fields development design, an iterative technique of geological hydrodynamic models, planning of geological and technological works.

*Юрий Андреевич Волков*  
Директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан

420061, Россия, г. Казань, Н.Ершова, 55-20.  
Тел.: (987) 290-26-47

*Вячеслав Николаевич Михайлов*  
К.физ.-мат.н., директор ООО «КНТЦ «Недра»

420097, Россия, г. Казань, а/я 133. Тел.: (843) 273-67-02