

Нереализованные резервы в нефтегазовом недропользовании Отчизны

*Наука необходима народу. Страна, которая её не развивает,
неизбежно превращается в колонию.*

Ф. Жолио-Кюри

Отечественное нефтегазовое недропользование сегодня ничем особенно похвастаться не может, кроме как значительными и неоправданными уровнями добычи нефти и газа. Главная беда нашего недропользования – в этих уровнях добычи нефти и газа, которые наглухо забаррикадировали пути к развитию и реализации Инноваций в стране. Еще большая Беда, с большой буквы, в том, что имеющиеся на сегодня Инновации не востребованы отечественными нефтяными и газовыми компаниями. Соответствующие проблемные вопросы и затрагиваются в данной статье, в основном, на личном опыте авторов.

Ключевые слова: нефтегазовое недропользование, нефте-, газо-, конденсатоотдача пласта, истощенные месторождения, баженовские, ачимовские, юрские отложения, трудноизвлекаемые запасы, инновации в недропользовании.

Введение

Известно, что Япония, Китай, Южная Корея, Германия, Франция не располагают существенными запасами нефти и газа, поэтому они вынуждены были сделать ставку на Инновации. Напротив, Саудовская Аравия не родила и не родит ни одну инновацию, за ненадобностью. Интересна ситуация лишь с США. У них не в избытке, но нефти и газа было немало. Зато, они раньше других поняли, что выгодно в роли пылесоса отсасывать таланты со всех, особенно слаборазвитых стран. Эта политика оправдала себя с точки зрения всяких Инноваций, а также числа Нобелевских лауреатов. И, конечно, в США высокий уровень статуса и поощрения Науки, Образования.

В отличие от США, у нас нефти и газа чуть больше. Только, к сожалению, наш пылесос включен в обратную сторону. Это сильно и негативно сказалось на всех сферах жизнедеятельности, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Без аргументации, этот негатив состоит в следующем.

- Страна не только продает запасы нефти и газа, заготовленные во времена Союза, но и старается увеличивать темпы их отбора. Без благодарностей отцам, матерям – тем, кто потом и кровью этого достигли.
- Мы не задумываясь продаем запасы нефти и газа, принадлежащие нашим детям и внукам (с большими надеждами на трудноизвлекаемые запасы (ТИЗ)).
- Немеренные объемы экспорта советских нефти и газа по баснословным ценам отбили всякую охоту заниматься инновациями. Отрезвляющими, видимо, станут более низкие цены на нефть и газ, объемы их поставок в рамках западных санкций.
- В такой ситуации нефтегазовые компании оказались даже выше того, чтобы внедрять отечественные наработанные Инновации.

О других проблемных вопросах говорится в дальнейшем.

Инновационные основы компьютерной эры

В значительной степени по инициативе Председателя Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений МПР Лисовского Н.Н. в стране с 2000 г. началась эра 3D компьютерного моделирования. Таким

деянием он, безусловно, сделал огромный инновационный вклад в отечественное нефтегазовое недропользование.

Участие в работе ЦКР, в экспертировании проектных документов выявило ошибочность переноса идей и методов докомпьютерной эры в идеологию 3D компьютерного моделирования (Закиров и др., 2006). Это касается практически всех нефтегазовых дисциплин: физики и петрофизики пласта, интерпретации данных ГИС и ГДИС, подсчета запасов, построения 3D геологических и 3D гидродинамических моделей пластов и др. Выход из создавшейся ситуации удалось преодолеть за счет обоснования новой концепции эффективного порового пространства (ЭПП), которая со своими следствиями была одобрена решением ЦКР (С заседания Центральной комиссии..., 2006).

В концепции ЭПП базисными коэффициентами в исходных дифференциальных уравнениях многофазной нефтяной фильтрации выступают коэффициент эффективной проницаемости $k_{эф}$ (фазовой проницаемости, например, для нефти при насыщенности остаточной (связанной) водой $S_{во}$) и эффективной пористости $m_{эф}$ (доли объема пор, не занятых связанной водой, в объеме элемента пласта). Это вместо традиционных неинформативных, абстрактных коэффициентов абсолютной проницаемости по газу ($k_{абс}$) и открытой пористости m_o .

Достоинства концепции ЭПП и ее следствия отражены в статьях и книге (Закиров и др., 2009). Приведем несколько примеров.

Концепция ЭПП, отвергая неинформативные массовые исследования кернов по определению $k_{абс}$ и m_o , делает упор на определения значений $k_{эф}$ и $m_{эф}$. Они дополняются современными подходами в интерпретации ГИС, также ориентированными на определение $k_{эф}$ и $m_{эф}$ (Афанасьев и др., 2011; Кожевников, Коваленко, 2011).

На рисунке 1 приводятся результаты обработки керновых данных в рамках концепции АПП (Рис. 1а) и концепции ЭПП (Рис. 1б) для одного из месторождений. Если в случае концепции АПП коэффициент детерминации составляет 0,11, то концепция ЭПП поднимает его до уровня 0,82. Тогда нетрудно увидеть, насколько возрастает степень достоверности петрофизических связей, а значит и интерпретации результатов ГИС, подсчета запасов, 3D моделей пласта, ре-

зультатов 3D компьютерного моделирования. Более подробные сведения содержатся в книге (Закиров и др., 2009) и статьях (Индрупский и др., 2013; Мамедов и др., 2011).

Переход на концепцию ЭПП позволил утверждать, что на Госбалансе РФ числятся не геологические, а балансовые запасы нефти и газа, т.е. не учитываются забалансовые запасы в так называемых рукотворных «неколлекторах».

Однако опыт разработки немалого числа месторождений, адаптации 3D моделей к фактическим данным показывает, что если и не все, то часть запасов в «неколлекторах» участвует в процессе разработки. Тогда утверждаем, что средний по стране КИН в размере около 0,35 является завышенным. Ибо его величина находится делением накопленной добычи нефти на балансовые (а не реальные дренируемые, по крайней мере) запасы.

К сожалению, включение в 3D компьютерные модели лишь балансовых запасов делает их нереалистичными, а обосновываемую технологию разработки – неадекватной реальной геологии месторождения.

Концепция ЭПП свою жизненность демонстрирует и в том, что позволила создавать такие технологии разработки, которые в принципе невозможны в рамках концепции АПП (Закиров и др., 2009). Так возникла новая технология вертикально-латерального заводнения. Ранее она своим прообразом имела технологию вертикально-латерального сайклинг-процесса (Закиров и др., 1988). Эта технология успешно была внедрена на уникальном нефтегазоконденсатном Карачаганакском месторождении в Казахстане (Кусанов, 2011), без ссылок на автора технологии. Схематичное изображение систем добывающих и нагнетательных скважин приведено на рис. 2.

Инновационные технологии разработки

Вся отечественная нефтяная отрасль разработку месторождений осуществляет на основе единой, единственной технологии заводнения продуктивных пластов. Если во времена Союза число участков опытно-промышленных работ (ОПР) для отработки новых технических и технологических решений составляло несколько сотен, то сегодня – три или четыре. Трудно точно сосчитать.

Газовая отрасль на своем вооружении имеет лишь технологию разработки в режиме истощения пластовой энергии. В качестве исключения отметим, что в конце 70-х гг. нам удалось на примере Оренбургского месторождения спасти ситуацию с тотальной «водобоязнью» газодобытчиков (Закиров, 1998). Так как была доказана «абсурдная» идея, что в режиме истощения не надо бороться с обводнением скважин, а из продуктивного пласта с наличием суперколлекторов и почти магистральных трещин следует отбирать пластовую воду вместе с газом. Через тернии, вынужденно, вошла в жизнь рассматриваемая технология разработки.

Ни нефтяники, ни газодобытчики не обеспокоены повышением конденсатоотдачи на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежах. Все началось с уникального газоконденсатного месторождения Вуктыл. Там конденсатогазовый фактор составлял $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ газа! Один из авторов обосновал тогда (в 60-х годах) новую технологию разработки – частичный сайклинг-процесс (Закиров, 1998). Он был одобрен ГЭКом Госплана СССР, но не был вне-

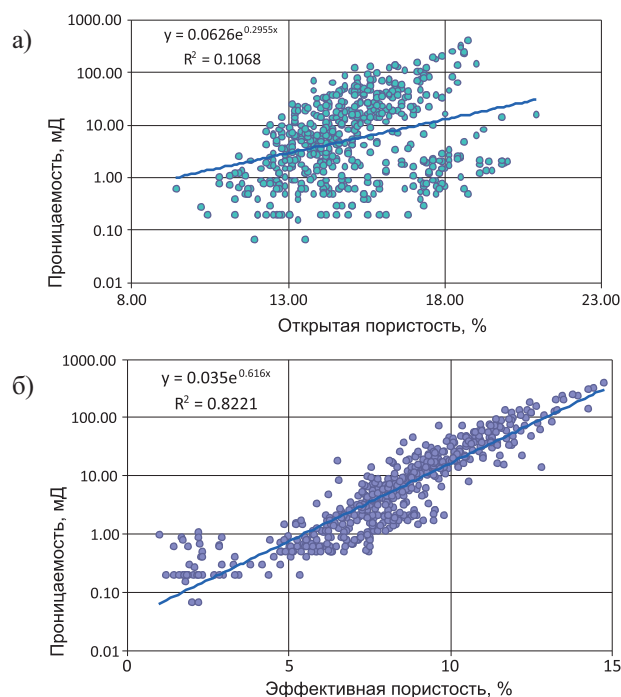


Рис. 1. Зависимости «пористость-проницаемость» для одного из месторождений в рамках концепций АПП (а) и ЭПП (б).

дрен из-за позиции головного отраслевого института. Общие потери конденсата на Вуктыле оцениваются в 100-120 млн. т. Вынужденный частичный сайклинг-процесс мог бы значительно сократить эти потери. В предыдущем разделе отмечено, что без нашего участия, проталкивания наш вертикально-латеральный сайклинг-процесс успешно внедрили в Казахстане.

Если говорить об инновационных технологиях, то авторов привлекает идея обоснования многофункциональных технологий разработки. В качестве примера остановимся лишь на двух.

В 70-х годах начался ввод в эксплуатацию уникального по запасам газа, нефти, конденсата многопластового Уренгойского месторождения. Основные проблемы представляли нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи. Проблемность ситуации в том, что конденсатогазовые факторы были высокими, а нефть залежала в обширных нефтяных оторочках. Тогда и возникла первая многофункциональная технология разработки. Ее многофункциональность была предопределена тем, что проблему повышения нефтеотдачи удалось поставить в зависимость от решения проблемы повышения конденсатоотдачи (Закиров, 1998). В те годы пришлось ориентироваться лишь на возможность вертикальных скважин.

Сущность технологии поясним на развитом ее вариан-

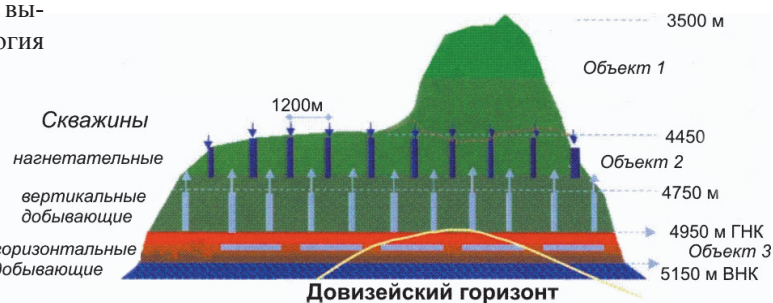


Рис. 2. Схема вскрытия объекта №2 на месторождении Карачаганак системой добывающих вертикальных и нагнетательных скважин (Кусанов, 2011).

те на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин применительно к Яро-Яхинскому месторождению (Закиров, 2001). Особенность технологии состояла в том, что была доказана целесообразность бурения многозбойных скважин.

На рисунке 3а приводится профильный разрез элемента разработки с добывающей многозбойной скважиной, а на рис. 3б – с нагнетательной многозбойной скважиной. Согласно рисунку 3а, добыча нефти осуществляется из двух псевдогоризонтальных стволов. При этом признается неизбежность попутной добычи подошвенной воды, а также газовой фазы, представленной растворенным газом и газом с конденсатом газоконденсатной шапки.

В материнском (пилотном) стволе вскрывается часть интервала газоконденсатной шапки, что предусматривает запланированную добычу газоконденсатной системы из газоконденсатной шапки. Вся добываемая продукция транспортируется на устье по одноколанным НКТ в режиме естественного газлифта.

В материнском стволе нагнетательной скважины перфорируется газонасыщенный интервал для закачки сухого газа. В результате реализуется сайклинг-процесс, призванный увеличить коэффициент конденсатоотдачи. Вытеснение нефти в оторочке к добывающим стволам осуществляется за счет закачки воды через стволы 3 и 4 на рис. 3. Вода для закачки подается по затрубному пространству.

Затруднительно в краткой статье описать авторские инновационные технологии и технологические решения, полученные и не востребованные за последние 10-15 лет. Остановимся на двух относительно экзотичных.

В последние годы вышло немало публикаций, говорящих о том, что при разработке месторождений нефти и газа имеет место приток глубинных углеводородов (Муслимов, 2007; Запивалов, 2008). Применительно к Шебелинскому газоконденсатному месторождению нам удалось не только выявить, но и рассчитать масштабы притока глубинного газа в это месторождение (Баренбаум и др., 2006).

На одной из конференций в 1998 г. в адрес украинских газовиков мы высказались следующим образом:

Если из Шебелинского месторождения в дальнейшем будут отбирать около 2,5 млрд. м³ газа в год, то оно проявит себя в качестве «вечного двигателя». Спустя 10 лет нам стала доступной информация, подтверждающая приведенный прогноз. Среднее пластовое давление в эти годы оставалось почти неизменным, вследствие того, что отбор газа компенсировался притоком глубинного газа.

В развитие этой идеи авторами была обоснована тех-

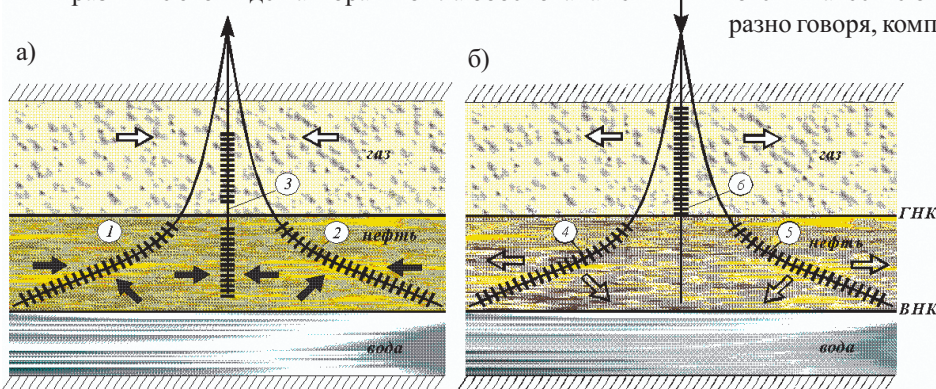


Рис. 3. Многозбойные добывающая (а) и нагнетательная (б) скважины для многофункциональной технологии разработки нефтегазоконденсатной залежи.

нология интенсификации притока глубинных углеводородов. Суть ее в том, чтобы за счет бурения специальных скважин, или углубления имеющихся, осуществлять «перехват» восходящего потока глубинного газа. Это позволяет сократить потери давления, а значит увеличить депрессию на источник глубинного газа (нефти) (Закиров и др., 2009; Баренбаум и др., 2006). Другой важный для разработки вывод заключается в том, что заводнение в режиме перекомпенсации, реализуемое на многих нефтяных месторождениях страны, заведомо исключает возможность притока в залежь глубинных углеводородов.

В последние годы в нашем институте, на основе новой Галактоцентрической парадигмы, обоснована альтернативная биосферная концепция генезиса нефти и газа, с учетом учения В.И. Вернадского о биосфере Земли (Баренбаум, 2010; 2004). Для доказательства справедливости идей новой концепции пришлось поставить серию лабораторных экспериментов. За свои деньги, в гараже.

В результате экспериментов был доказан факт геосинтеза углеводородов в пласте в процессе фильтрации метеогенных вод при наличии в горных породах природных катализаторов, даже при низких термобарических условиях. Скорее неожиданным оказался и значительный выход водорода в соответствующей поликонденсационной реакции (Закиров и др., 2013а; Varenbaum et al., 2012). Важность этих экспериментов заключается не только в доказательстве справедливости биосферной концепции генезиса углеводородов. Они позволили предложить технологии разработки применительно к ТИЗ нефти в отложениях баженновской свиты, в низкопроницаемых сланцевых, ачимовских, нижнеюрских отложениях (Закиров и др., 2013б).

В этой ситуации авторам хотелось бы лабораторные эксперименты подкрепить результатами анализа глубинных проб газа на наличие водорода и проб нефти на наличие изотопа C^{14} . К сожалению, соответствующее наше предложение в очень крупной компании энтузиазма не вызвало.

Инновации в методологии 3D компьютерного моделирования

Неоценимы достоинства наступившей эры 3D компьютерного моделирования в нефтегазовом недропользовании, так как появилась возможность создавать 3D геологические и 3D гидродинамические модели продуктивных пластов, осуществлять различные компьютерные эксперименты, сопоставлять альтернативные варианты разработки.

Все это так. Но! Компьютеры на сегодня эксплуатируются в качестве быстродействующего калькулятора. Обозначив, компьютеры кроме радости много горя принесли специалистам в области разработки месторождений нефти и газа. Речь вот о чем.

Гидродинамик создает 3D гидродинамическую модель пласта, чтобы с ее помощью обосновать наилучшую технологию разработки. За основу берется 3D геологическая модель, а также фактические данные эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, результаты ГИС-контроля, гидродинамических исследований скважин и т.д.

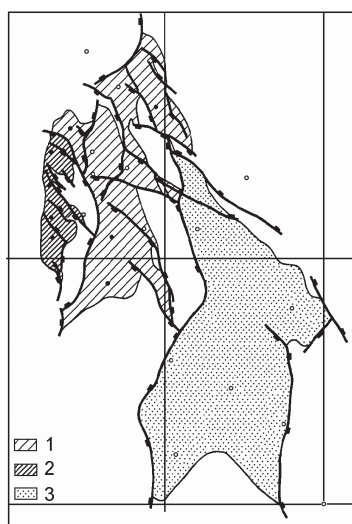


Рис. 4. Схема месторождения Тролл. 1 – Западная газовая провинция, 2 – Западная нефтяная провинция, 3 – Восточный Тролл.

исходная геолого-промысловая информация и т.д.

В последнее время зарубежные программы начинают снабжать алгоритмами решения соответствующих обратных задач. Однако они характеризуются теми или иными допущениями, недостатками.

Начиная с 90-х годов прошлого столетия авторы создавали искомые алгоритмы уточнения фильтрационных и емкостных параметров пласта в 3D многофазной постановке по фактическим данным эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин (Закиров, 2001; 2006). Особенность этих алгоритмов в том, что обратная задача решается в оптимизационной постановке, когда минимизируется сумма среднеквадратичных ошибок расчетных и фактических показателей эксплуатации всех скважин во все доступные моменты времени, с применением эффективных, даже для больших моделей, методов теории оптимального управления.

Апробация данных алгоритмов и программ авторами выполнена на ряде зарубежных месторождений и одном отечественном месторождении. Иного спроса, к сожалению,

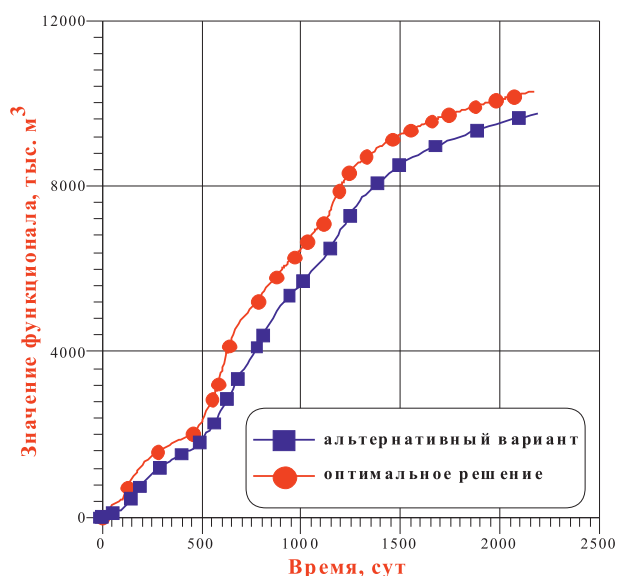


Рис. 5. Динамики дисконтированной добычи нефти до и после оптимизации.

И вот начинается мучительная работа по адаптации 3D гидродинамической модели к указанной фактической информации по сотням, тысячам скважин за десятилетия их эксплуатации. Большого секрета нет в том, что практически все гидродинамики как следует «химичат», пока не достигнут удовлетворительного совпадения расчетных и фактических данных разработки. Здесь немало субъективных причин (в том числе низкая квалификация специалиста), а также объективных: не достоверная

информация, пока нет. Нет желания среди компаний и по доведению этих программ до промышленной степени пользования. Трудно понять соответствующие мотивы, так как неэффективны, затратны и недостоверны создаваемые, вручную адаптируемые 3D модели пластов. Следствием чего являются, как сказано, неадекватные технологии разработки и технологические решения, т.е. финансовые потери и упущения. Допустим, худо-бедно, создана 3D гидродинамическая модель пласта. Но ведь надо сделать не только прогнозные расчеты. Требуется наилучшая стратегия до разработки месторождения. Но ведь быстродействующий калькулятор сам этого не может сделать. Поэтому гидродинамик перебирает несколько возможных сценариев до разработки, исходя из своего опыта и квалификации. То есть, отсутствует гарантия того, что найденный им вариант лучший из всех хороших.

Теория разработки месторождений нефти и газа многими десятилетиями бьется над проблемой автоматизированного регулирования процесса разработки. Очевидно, что такие задачи должны ставиться и решаться в оптимизационной постановке. Критерий оптимальности, звучит, например, следующим образом: достижение за время разработки максимума накопленного дисконтированного дохода.

Соответствующие авторские алгоритм и программа успешно апробированы на месторождении Тролл (Норвегия) и одном из отечественных месторождений.

На рисунке 4 приводится схема нефтегазоконденсатного месторождения Тролл. Нефтяные оторочки западной газовой и западной нефтяной провинций разрабатываются горизонтальными скважинами в режиме истощения пластовой энергии в режиме безгазовых дебитов скважин.

На рисунке 5 показаны зависимости от времени критерия оптимизации (в данном случае – дисконтированной накопленной добычи нефти) для одной из нефтяных оторочек. Нижняя зависимость есть результат перебора норвежскими специалистами альтернативных вариантов до разработки месторождения. Верхняя зависимость получена на основе авторского алгоритма регулирования режимов эксплуатации скважин.

Отсутствуют компании, желающие довести рассматриваемые инновационные алгоритмы для уровня промышленного использования. Даже ожидаемые прибыль и бонусы не вдохновляют.

Информационное обеспечение 3D компьютерного моделирования

Что заложишь в быстродействующий калькулятор, то и получишь. Это к вопросу достоверности исходной информации. Достоинство концепции ЭПП не только в ранее сказанном. Она заставила авторов создавать новые технологии исследования скважин и пластов.

До недавнего времени значение важнейшего коэффициента проницаемости вдоль вертикальной координаты k_z задавалось обычно равным $0,1k_x$. Концепция ЭПП, отвергая понятие «неколлекторов», позволила обосновать и апробировать новую технологию 3D гидропрослушивания (Закиров и др., 2009).

Лисовский Н.Н. справедливо нередко напоминал: Есть качественные ОФП (относительные фазовые проницаемости) – есть 3D гидродинамическая модель.

Развитие идей концепции ЭПП заставило авторов создать методологию определения коэффициентов вытеснения и функций ОФП непосредственно из промысловых экспериментов на скважинах, да еще и по всему продуктивному разрезу (Закиров и др., 2009; 2012). Из-за ограниченного размера не имеем возможности вдаваться в детали. Отметим только, что развиваемая методология уже позволила авторам на ряде скважин получить такую информацию, которая никак не вытекает из традиционных технологий исследований скважин и пластов (Закиров и др., 2009; Zakirov et al., 2011).

Инновационность методологии объясняется прежде всего тем, что осуществляется комплексирование методов гидродинамических и геофизических исследований скважин. А для решения соответствующих обратных задач вновь приходится прибегать к методам теории оптимального управления.

Антиинновационность в недропользовании

Её много, на каждом шагу. Некоторые моменты уже высветились по тексту. Иным, видимо, придется посвятить другую статью.

Заключение

Авторы с одной стороны, затронули лишь отдельные вопросы отечественного нефтегазового недропользования. Допускаем, что, с другой стороны, причастность не ко всей нефтегазовой конкретике и информации предопределила наши необъективные оценки и суждения.

Два этих фактора приводят нас к целесообразности следующей идеи. Страна на таком этапе и в такой ситуации, что необходима Всероссийская Дискуссия по болевым, ключевым проблемам (на страницах данного журнала).

Примером для подражания является почти 50-летняя Дискуссия по проблеме влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта. Ибо от плотности сетки скважин зависят затраты на добычу каждой тонны нефти. Не случайна здесь и величина КИН, так как это КПД усилий недропользователей, это мерило их отношения к Недрам страны. Краткий анализ следствий этой довольно острой Дискуссии (Закиров, 2002) говорит об одном: побольше бы нам таких заинтересованных Дискуссий! Ибо здесь не только творческий да созидательный, но и нравственный вклад нефтяников и газовиков в строящееся здание многострадальной Новой России (Закиров и др., 2014).

Если можешь, иди впереди века. Если не можешь, иди с веком. Но никогда не будь позади века!
Доллежалъ Н.

Литература

- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Serebryakov V.A. Method of hydrocarbon and hydrogen production from water and carbon dioxide. Patent US. No. 20,120,315,215, 13/12/2012.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities. *SPE 162011-MS (OnePetro.org)*.
- Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н. Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа. *Тр. III Межд. научн. симп. «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М.: «ВНИ-Инефть». 2011. Т. 2. С. 130-135.
- Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и

астрономии. Второе издание. М.: Кн. дом «Либроком». 2010. 544 с.

Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады РАН*. 2004. т. 399. №6. С. 802-805.

Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Лукманов А.Р. Интенсификация притока глубинных углеводородов. *Доклады РАН*. 2006. Т. 406. № 2. С. 221-224.

Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Ижевск: Ин. комп. исследований. 2006. 356 с.

Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». М.: Изд. Дом «Грааль». 2002. 314 с.

Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Изд. «Струна». 1998. 626 с.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Климов Д.С., Лысенко А.Д., Серебряков В.А. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. *Тр. VIII Межд. симп. «Передовые технологии разработки, повышения нефтегазоотдачи месторождений и исследования скважин»*. М.: РАНХиГС Президента РФ. 2013а. С. 43-46.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Лысенко А.Д., Климов Д.С., Орешенков А.В. Способ разработки месторождений природных углеводородов в низкопроницаемых пластах. Заявка на патент РСТ RU 2013000344 от 22.04.2013. 2013б.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 34-41.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. Заповеданная Новая Россия. М.: «Первая образцовая». 2014. 400 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.-Ижевск: Ин. комп. исследований. 2009. 484 с.

Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами. *Тр. ВНИИГАЗа «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления»*. М. 1988.

Закиров С.Н., Николаев В.А., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анисеев Д.П., Васильев И.В. Способ достоверного определения коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей. Патент РФ № 2445604. Оpubл. 20.03.2012.

Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. Изд. Грааль. 2001. 303 с.

Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века. *Нефтяное хозяйство*. 1/2008. С. 30-31.

Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. *Нефтяное хозяйство*. №7. 2013. С. 76-80.

Кожеников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа. 2011. 218 с.

Кусанов Ж.К. Особенности разработки Карачаганакского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 6. С. 100-103.

Мамедов Т.М., Левин Д.Н., Савичев К.С. Построение геолого-фильтрационной модели пласта на основе детального выделения литотипов и зависимостей его петрофизических характеристик от эффективной пористости. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 5. С. 56-59.

Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. *Геология нефти и газа*. 1/2007. С. 3-12.

С заседания Центральной комиссии по разработке. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 32-33.

Сведения об авторах

Сумбат Набиевич Закиров – д. тех. н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Илья Михайлович Индрупский – д. тех. н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Эрнест Сумбатович Закиров – д. техн. н., зав. лабораторией Института проблем нефти и газа РАН

Даниил Павлович Анисеев – к. тех. н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

119333, Россия, Москва, ул. Губкина, 3
Тел./Факс: (499) 135-54-67

Unimplemented reserves in oil and gas subsoil use of Russia

S.N. Zakirov, I.M. Indrupskiy, E.S. Zakirov, D.P. Anikeev

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia), e-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. There is nothing much to discuss about Russian subsoil use nowadays except the significant and unjustified level of oil and gas production. The main problem of the Russian subsoil use is in large volume of oil and gas production which closed the ways to develop and implement innovations in the country. Another big problem is that available today innovations are not much in demand by Russian oil and gas companies. The relevant issues are discussed in this article based, in particular, on the author's personal experience.

Keywords: oil and gas subsoil use; reservable oil, gas and condensate; depleted fields; Bazhenov, Achimov, Jurassic deposits; reserves difficult to recover; innovations in subsoil use.

References

- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Serebryakov V.A. Method of hydrocarbon and hydrogen production from water and carbon dioxide. Patent US. No. 20,120,315,215, 13/12/2012.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities. *SPE 162011-MS* (OnePetro.org).
- Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Zakirov S.N. Printsipy komp'yuterizirovannykh tekhnologiy interpretatsii dannykh GIS i trekhmernogo komp'yuternogo modelirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [Principles of computer technologies of the data interpretation and three-dimensional computer modeling of oil and gas fields]. *Tr. III Mezhd. nauchn. simpoziuma «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. III Int. Sci. Symp. «Theory and Practice of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: «VNIIneft» Publ. 2011. Vol. 2. Pp. 130-135.
- Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. II edition. Moscow: Book House «Librokom». 2010. 544 p.
- Barenbaum A.A. Mekhanizm formirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [The mechanism of formation of oil and gas fields]. *Doklady RAN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. 2004. Vol. 399. №6. Pp. 802-805.
- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Lukmanov A.R. Intensifikatsiya pritoka glubinnyykh uglevodorodov [Stimulation of deep hydrocarbon]. *Doklady RAN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. 2006. Vol. 406. № 2. Pp. 221-224.
- Zakirov I.S. Razvitie teorii i praktiki razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Progress of theory and practice of oil fields development]. Izhevsk: Institute of Computer Science. 2006. 356 p.
- Zakirov S.N. Analiz problemy «Plotnost' setki skvazhin – nefteotdach» [Analysis of the problem «well spacing – oil recovery»]. Moscow: Book House «Graal». 2002. 314 p.
- Zakirov S.N. Razrabotka gazovyykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy [Development of gas, gas condensate and oil and gas fields]. Moscow: «Struna» Publ. 1998. 626 p.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A., Klimov D.S., Lysenko A.D., Serebryakov V.A. Geosintez v probleme proiskhozhdeniya nefi i gaza [Geosintez in the origin of oil and gas]. *Tr. VIII Mezhd. simpoziuma «Peredovye tekhnologii razrabotki, povysheniya neftegazootdachi mestorozhdeniy i issledovaniya skvazhin»* [Proc. VIII Int. Symp. «Advanced technologies of the fields development, enhanced oil recovery and study of wells»]. Moscow. RANKhiGS Prezidenta RF. 2013a. Pp. 43-46.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A., Lysenko A.D., Klimov D.S., Oreshenkov A.V. Sposob razrabotki mestorozhdeniy prirodnykh uglevodorodov v nizkopronitsaemykh plastakh [A method of mining of natural hydrocarbons in low permeability reservoirs]. Patent Application PCT RU 2013000344 from 22.04.2013. 2013b.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. New concepts in 3D geological and hydrodynamic modelling. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2006. № 1. Pp. 34-41. (In Russian)
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Zapovedannaya Novaya Rossiya [Preserved New Russia]. Moscow: «Pervaya obraztsovaya» Publ. 2014. 400 p.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science. 2009. 484 p.
- Zakirov S.N., Leont'ev I.A., Musinov I.V., Shvedov V.M. Podderzhanie davleniya v gazokondensatnoy zalezhi s neodnorodnymi po svoystvam kollektorami [Maintaining the pressure in the gas-condensate reservoirs with heterogeneous collectors]. *Tr. VNIIGAZ «Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniem davleniya»* [Proc. VNIIGAZ «Development of gas condensate fields with pressure maintenance»]. Moscow. 1988.
- Zakirov S.N., Nikolaev V.A., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasil'ev I.V. Sposob dostovernogo opredeleniya koeffitsienta vytesneniya i odnositel'nykh fazovyykh pronitsaemostey [Method of determination of the displacement efficiency and relative permeabilities]. Patent RF № 2445604. 2012.
- Zakirov E.S. Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza [Three-dimensional multiphase problem of forecasting, analysis and control development of oil and gas]. Moscow: «Graal» Publ. 2001. 303 p.
- Zapivalov N.P. Oil-and-gas geology: paradigms of XXI century. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 1/2008. Pp. 30-31. (In Russian)
- Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №7. 2013. Pp. 76-80. (In Russian)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Izuchenie kollektorov nefi i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [The study of oil and gas reservoirs as a result of adaptive interpretation of well logging]. Moscow: «RGU nefi i gaza» Publ. 2011. 218 p.
- Kusanov Zh.K. Features of the development of the Karachaganak field. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. № 6. Pp. 100-103. (In Russian)
- Mamedov T.M., Levin D.N., Savichev K.S. The method of geological and hydrodynamical modeling on basis of the detailed separation of lithotypes and petrophysical dependences from effective porosity. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. № 5. Pp. 56-59. (In Russian)
- Muslimov R.Kh. New view at the development prospects of the supergiant Romashkinskoye oil field. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. 1/2007. Pp. 3-12. (In Russian)
- S zasedaniya Tsentral'noy komissii po razrabotke [Session of the Central Commission for the oil and gas development]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2006. № 1. Pp. 32-33.

Information about authors

- Sumbat N. Zakirov* – Dr. Sci. (Tech.), Professor, Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute of RAS
- Ilya M. Indrupskiy* – Dr. Sci. (Tech.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS
- Ernest S. Zakirov* – Dr. Sci. (Tech.), Head of Laboratory, Oil and Gas Research Institute of RAS
- Daniil P. Anikeev* – Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS

119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3.
Tel./Fax: (499) 135-54-67