

## ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье рассмотрены состояние темпов воспроизводства УВ за последние 20 лет, вопросы улучшения динамики, добычи в обеспечение плановых показателей, предусмотренных в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». Изложены приоритетные направления развития научно-методического обеспечения ГРР и добычи УВ.

*Ключевые слова:* воспроизводство МСБ, разработка месторождений, КИН, добыча, МУН, финансирование.

### Введение

Нефтегазовый комплекс нашей страны является базовой отраслью экономики, играет определяющую роль в обеспечении энергоресурсами Российского государства и поддержании мировой энергетической стабильности. Вместе с тем, снижение темпов воспроизводства ресурсной базы углеводородов, произошедшее за последние 20 лет, уже стало сказываться на динамике добычи и обеспечении плановых показателей, предусмотренных в актуализированном варианте «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

Всего доказанные запасы нефти в РФ составляют 10,8 млрд.т. За последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти в России по отношению к добыче достиг 1,2 млрд.т, а объем текущих извлекаемых запасов на одно месторож-

дение сократился с 10,8 млн. т в 1992 г до 4,9 млн. т в 2012 г. Почти 93 % текущих запасов нефти находятся в распределенном фонде. Оставшиеся 7% разведанных запасов нефти представлены мелкими, находящимися на грани рентабельности, месторождениями.

Также следует отметить целый ряд негативных тенденций:

– средние извлекаемые запасы вновь открываемых нефтяных месторождений в главной нефтяной провинции – Западной Сибири, снизились с 76,6 млн. т в 1975 г. до 2,2 млн. т в 2012 г., по остальным нефтяным провинциям России с 26,5 млн. тонн до 0,9 млн. тонн в соответствующие годы;

– свыше 30% запасов нефтяных компаний находятся за гранью рентабельности;

– запасы нефти высокопродуктивных месторождений, обеспечивающих более 60% добычи, выработаны более чем на 50%;

– доля вовлеченных 20 лет назад в разработку запасов с дебитом 25 т/сут. и более составляла 55 %,сейчас 55 % составляют запасы с дебитом 10 т/сут. и менее, средний дебит скважин по стране 13 т/сут. против 48 т/сут.;

– свыше 70 % в балансе запасов составляют доля трудноизвлекаемых запасов нефти (т.е. требующих сложных и затратных технологий);

– резкое увеличение фонда неработающих скважин с 9-12 % в начале 90-х годов до 25-30 % по отдельным крупнейшим нефтяным компаниям;

– систематическое отставание фактической годовой добычи нефти от проектных показателей. В 2012 году согласно технологическим схемам разработки месторождений добыча нефти должна составить 570 млн.т,фактическая добыча без учета газового конденсата составила менее 500 млн.т.

Для того, чтобы выйти на продекларированный уровень добычи в 525 млн.т нефти в год и стабильно удерживать его требуется ежегодно хотя бы двукратное приращение запасов, для чего нет никаких оснований. Остаточные запасы нефти в России, с учетом их простого воспроизводства, позволят лишь в течение ближайших 15-20 лет обеспечивать запланированную добычу, после чего неизбежно произойдет её резкое падение до 200-250 млн. т в год и уже к 2030-2035 году России не сможет не только экспортировать нефть, но и обеспечивать ею свои внутренние потребности (Состояние и дальнейшее развитие..., 2013; Грунис, 2009а).

Начиная с 90-х годов прошлого столетия, годовая добыча нефти в России не компенсировалась приростом запасов, средняя восполняемость не превышала 85%. И только с 2006 г. наметилась тенденция восполнения запасов за счет геологоразведочных работ. Причем коэффициент прироста составил всего 1,03, т.е. являлся простым воспроизводством. За 2012 год прирост за счет ГРП составил всего 17 % (49 месторождений поставлено на Государственный баланс). Попытки увеличить этот коэффициент за счет переоценки запасов (главным образом за счет повышения КИН) являются, по сути, манипулированием цифрами, не имеющим ничего общего с реальными приростами, что в ряде случаев обуславливает виртуальность наших запасов.

Очевидно, что простое воспроизводство запасов не позволяет уверенно смотреть в будущее и надеяться на доведение добычи нефти до планового уровня. Однако, новые запасы, полученные на основании изменения значения КИН, могут быть приняты только на основании системного контроля за разработкой месторождений путем проведения комплекса углеродно-кислородного каротажа, широкого спектра акустики, генератора нейтронов и электрометрии в скважинах с стеклопластиковым хвостиком или даже в металлической колонне, с определением текущей и остаточной нефтенасыщенности по всему месторождению или залежи до проведения МУН и после проведения.

Каковы же причины столь нерадостного состояния нефтяной промышленности России? Их несколько. Вот основные из них.

### 1. Отход государства от подготовки сырьевой базы вообще и нефтяной промышленности, в частности

В настоящее время за счет средств недропользователей выполняется до 95% ГРП, и только 5 % – за счет федерального бюджета. Причем более половины государственных средств вкладываются в изучение геологии Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Произошел развал единой геологической службы России. С 1990г. число сотрудников геологической службы уменьшилось в 10 раз, объем разведочного бурения сократился более чем в 6 раз, существенно снизился объем геофизических работ. Были ликвидированы высокопрофессиональные геологические и технологические службы отраслевых министерств.

Разрушалась единая нефтяная промышленность страны, а её отдельные фрагменты перешли в частные компании. За последние 15 лет число недропользователей в России возросло более чем в 3 раза: с 213 (1996 г) до 777 (2010г). В то же время, начиная с 2008г, число недропользователей, получивших лицензии на ГРП, сократилось почти на треть (Давыденко, 2010).

Уменьшился объем финансирования научных исследований и сократилось количество комплексных обобщающих научных тематик, ориентированных на познание закономерностей образования и размещения нефтяных скоплений по площади и по разрезу. Подобные обобщения, возможно, проводить лишь на основе новых геолого-геофизических данных. Учитывая, что эти данные находятся в руках частных недропользователей, они не доступны для широкого круга отечественных геологов и геофизиков. Геолого-геофизическая информация оказалась закрытой, или же требует значительных усилий и средств для ее получения. Поэтому геологические исследования, как правило, ограничены рамками лицензионных участков. Появилась, образно говоря, так называемая, «лоскутная геология».

### 2. Резкое сокращение объемов финансирования ГРП

В ценовом выражении невозможно сравнить финансовые затраты на ГРП в советское и постсоветское время. Однако в период с 2005 г по 2008 г они возросли соответственно с 70,4 млрд. руб. до 176,4 млрд. руб., а в 2009 г. сократились до 137,7 млрд. руб. (т.е. на 22%), 2010-2012 гг. – 109 и 108 млрд. руб. соответственно (Рис. 1.). Более подходит для сравнения объемы глубокого поискового разведочного бурения: в РСФСР они составляли 4-6 млн. м/год, в России в 2005г. – 1120 тыс. м, в 2008г. – 1565 тыс. м, в 2009г. – 862 тыс.м (т.е. упали по сравнению с 2008 г. на 45%, а по сравнению с советским периодом сократились более чем в 6 раз). Известно, что имеется прямая корреляция между объемами глубокого бурения и приростом запасов УВ сырья: чем больше бурят, тем больше открывают месторождений и приращивают запасы.

### 3. Выработанность запасов нефти в регионах традиционной нефтедобычи

Практически все нефтяные месторождения, которые в настоящее время обеспечивают нефтедобычу в России, были открыты 30-40 лет тому назад. Сейчас это выработанные месторождения, которые вступили или вступают в стадию падающей добычи. В европейской части России, в наиболее старом нефтегазодобывающем регионе, степень выработанности запасов по нефти уже превышает 70%.

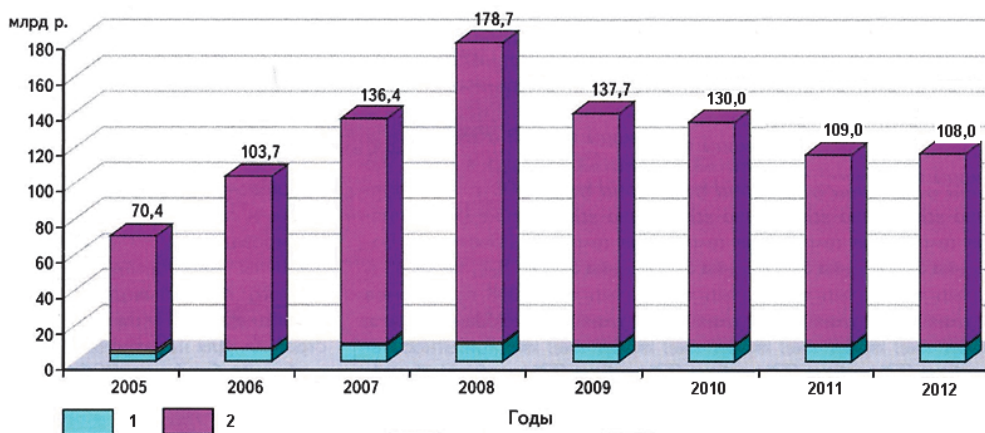


Рис. 1. Затраты на ГРП, выполненные за счёт средств всех источников финансирования на территории РФ и континентальном шельфе в 2005-2012 гг.

Похожая картина и в Западной Сибири, где более 150 наиболее крупных нефтяных месторождений находятся в стадии падающей добычи. Среди них такие гиганты, как Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Южно-Сургутское, Северо-Варьганское и многие др.

**4. Уменьшение размеров запасов вновь открываемых месторождений**

За последние 40 лет средние запасы открываемых в России нефтяных месторождений снизились в тридцать раз и составили всего 900 тыс.т. (Рис. 2).

По состоянию на 01.01.2012г. в России выявлено всего 22 уникальных нефтяных месторождений, из более чем 2000 месторождений, накопленная добыча которых составила 41% от общей накопленной добычи России.

**5. Снижение коэффициента извлечения нефти**

В советский период средний КИН по стране составлял 0,45, к настоящему времени он упал до 0,3, Это объясняется рядом причин и, прежде всего, вовлечением в освоение залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах, разработкой залежей высоковязких нефтей, относительной дороговизной новых, эффективных методов воздействия на пласт (закачка полимерных растворов, поверхностно-активных веществ и др.), высокой обводненностью залежей, нежеланием частных компаний использовать дорогостоящие методы увеличения нефтеотдачи и тем самым уменьшать свои доходы. Так себестоимость добычи нефти долларов/баррель составляет: заводнение – 2,5-7, закачка полимеров – 11-20, тепловые методы – 10-25, CO<sub>2</sub> – 10-30, ПАВ – 25-50.

С 1992 года резко сократились объемы работ, направленных на повышение нефтеотдачи – объемы МУН стали жестко контролироваться экономическими условиями и политикой цен на нефть. Либерализация недропользования привела к тому, что проектные документы, рассматриваемые ЦКР, носят рекомендательный характер, поэтому происходит ускоренный выборочный отбор активных запасов (сегодня они составляют 29,5 %) с рассогласованием систем разработки и нарушением их целостности. Из методов МУН в основном реализуются системы интенсификации притоков нефти: ГРП, бурение боковых стволов (наибольший объем, обусловленный экономическими соображениями) и горизонтальных скважин. Причем ука-

занные технологии реализуются лишь на выборочных участках месторождения (залежи). Если ситуация не изменится, то активные запасы при сохранении достигнутых темпов добычи будут выработаны до 2018 года.

В последние годы проекты разработки, апробируемые ЦКР Роснедра предусматривают опытно-промышленные работы по применению МУН. К сожалению, даже утвержденные проектные

сценарии и решения на практике реализуются не в полном объеме. Это также снижает потенциал прироста КИН. Несовершенство проектных документов и снижение требовательности к контролю их исполнения, их низкое качество являются одной из причин, тормозящих прогресс в области инноваций. Следует отметить и недостоверность данных по контролю за разработкой (в частности, общеизвестные факты искажения учета добываемой продукции скважин.)

Несовершенство моделирования и расчетов обусловлено, недостатками используемой недропользователями информационной базы и, прежде всего, игнорированием возможностей современной геофизики. Как следствие межскважинное пространство, охватывающее весь объем залежи остается без достоверной информации. Между тем в пределах этого пространства от ячейки к ячейке происходят, неподдающиеся строгому математическому описанию изменения характеристик фильтрационных параметров пластов, знание которых необходимо для управления процессом разработки. Сегодняшние геологические и фильтрационные модели, построенные на недостаточной информационной базе пригодны лишь для качественной, относительной оценки возможных сценариев разработки на ранней стадии освоения месторождений. Объекты, находящиеся в зрелой и поздней стадии разработки нуждаются в фильтрационных моделях, позволяющих рассчитывать динамику показателей с большей точностью на длительный период до достижения конечной нефтеотдачи, чтобы с удовлетворительной точностью оценить экономическую эффективность и выбрать наиболее предпочтительные среди технологий и способов воздействия на пласт. По нашему мнению, единственным способом повысить точность и достоверность моделей и повысить эффективность разработки

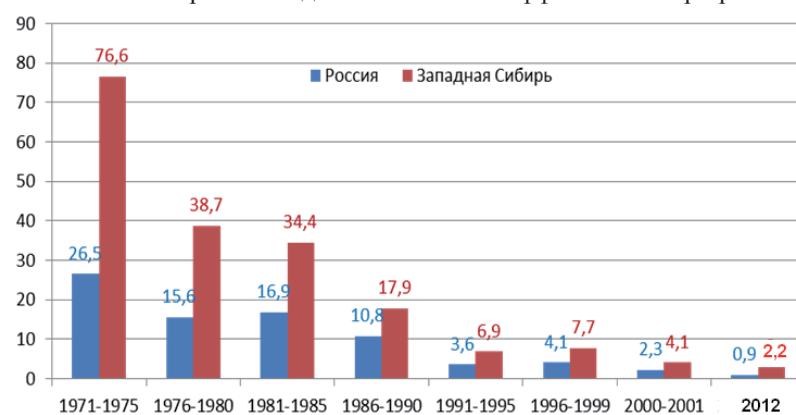


Рис. 2. Динамика средних запасов новых нефтяных месторождений (категории A+B+C1+C2).

являются повышение качества и количества информации на основе использования связи между данными дистанционного зондирования среды с поверхности (ГЗД), прямого и косвенного определения физических и фильтрационных свойств пластов в скважинах и привлечение арсенала современных методов промысловой геофизики (ГИС) и промыслово-гидродинамических методов исследований, изучения пластовых флюидов и керна. Необходима безусловная реализация программ контроля за выработкой запасов, развитие методов контроля с целью локализации остаточных запасов в залежи, обеспечения достоверных текущих моделей и обоснование мероприятий довыработки запасов. Сегодня при создании моделей месторождений решающая роль должна принадлежать геофизикам совместно с технологами-разработчиками.

Такие высококвалифицированные коллективы как ООО ТНГ-Групп, Геотех вполне могут справиться с этой задачей (безусловно, с повышением ответственности геофизиков за конечные результаты). А промысловые геологи и разработчики должны владеть возможностями аппарата современной геофизики.

По данным ЦКР объем годовой добычи за счет применения МУН составляет 131 млн.т. Из них на ГРП приходится 37 %, далее идут горизонтальные скважины и боковые стволы. Горизонтальные скважины обеспечивают прирост дебитов 30-32 т/скв., зарезка боковых стволов – 13.2 т/скв., ГРП – 6,8 т/скв. (Состояние и дальнейшее развитие..., 2013). Это все методы интенсификации притока, которые дают относительно краткосрочный эффект, а истинные методы МУН (термические, химические, биологические, закачка CO<sub>2</sub> и т.д.), эффект дают в более длительной перспективе и более продолжительный.

Безусловным лидером по применению комплекса методов ПНП на сегодня в отрасли является не «Сургутнефтегаз» (66 % от объема добычи по компании за счет методов интенсификации, по мнению ЦКР), а Татнефть (32 % от объема добычи), где накоплен большой опыт и получены реальные практические результаты применения МУН.

К сожалению, имеет место и отставание прикладной науки в области подземной гидродинамики и разработки месторождений. Несмотря на большой практический опыт

и объем экспериментальных и теоретических исследований, остаются дискуссионными актуальные для практики вопросы – это вопросы зависимости нефтеотдачи от темпа разработки, от форсирования отбора жидкости, от плотности сетки скважин. Нет единства в вопросе влияния ГРП на конечную нефтеотдачу.

Не на все эти вопросы можно получить ответы из фундаментальных исследований, в т.ч. и западных ученых. Безусловно, в этом направлении активно работают коллективы ТатНИПИнефти, ВНИИНефти и др. но к сожалению, указанные работы не проводятся в масштабе России. Более того, ни в Минэнерго, ни в МПР нет специальных подразделений и специалистов, поэтому и уровень проектирования оставляет желать лучшего. Повышение роли инновационных технологий в проектировании разработки месторождений требует фундаментальных исследований по механизму извлечения нефти в пластовых условиях и кардинальных перемен в полноте информационной базы. Совершенно очевидно, что дальнейшее развитие инноваций в области разработки месторождений связано с повышением научно-технического уровня обоснованности экономически эффективного применения МУН с привлечением к планированию и проектированию современных более совершенных методик расчета, менее затратных и более эффективных технологий. Лишь при этом условии можно рассчитывать на гармонизацию интересов недропользователей и государства в деле рационального недропользования.

Нам представляется, что действенным рычагом управления рациональной разработкой будет принуждение недропользователей к применению методов ПНП через лицензионные соглашения и проектные документы, рассматриваемые и контролируемые государственными структурами. Такое принуждение сегодня необходимо со стороны государства, т.к. интересы государства и недропользователя зачастую расходятся в подходе к вопросу о рациональности разработки, полноте выработки запасов.

Требует коренного изменения стиль, формы и методы работы, а также квалификация экспертов ЦКР. Не секрет, что качество проектных документов прошедших защиту в ЦКР зачастую слабое и утверждаются они с молчаливого согласия экспертов за счет административного ресурса.

Самое возмутительное, что они часто разрабатываются и согласовываются под нажимом недропользователя. Экспертиза проекта должна быть независимой. Проводить ее должны эксперты, не имеющие какой-либо моральной или финансовой зависимости от недропользователя. Они обязаны работать на государство и для государства.

Много претензий и к деятельности ГКЗ, а главная претензия – ослабление требовательности к качеству подготовки запасов, особенно к оценке их прироста.

Считаем, что ГКЗ и ЦКР должны быть подчинены не-

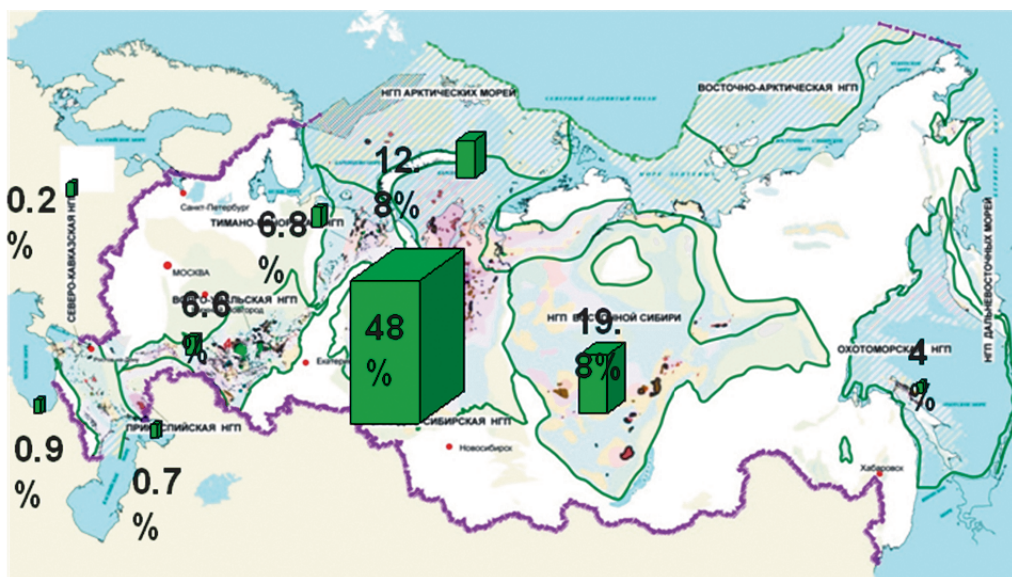


Рис. 3. Распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти по нефтегазоносным провинциям.

посредственно Правительству, а эксперты должны быть государственными служащими. Не будет улучшения положения в России, как в подготовке новых запасов, так и в рациональной разработке месторождений до тех пор, пока существует двойственная политика. Государство робко пытается вмешиваться в процессы добычи, а акционерные предприятия ведут двойную политику: скромный отчет перед государством, а основная отчетность по запасам, добыче, мероприятиям - перед заграничной-аудиторскими фирмами, членами совета директоров, биржами, кредитными организациями. Там же проходит согласование финансирования и мероприятий по добыче. И конечно, качество российских проектов никого не интересует.

### 6. Усложнение горно-геологических и географических условий открытия и освоения нефтяных месторождений

Пока в России освоены глубины в среднем до 4-5 км. На 01.01.2012 на глубинах более 4 км в нашей стране выявлено 239 месторождения, причем 80 % нефтяные. Мировой опыт свидетельствует о рентабельности освоения нефтяных залежей на глубине 6 и более км. В мире на глубине 5-8 км уже выявлено и введено в разработку более 1000 месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 11% от общемировых (Лоджевская, 2010).

Анализ причин, приводящих к резкому ухудшению состояния ресурсной базы нефтяной отрасли народного хозяйства России, позволяет разделить их на социальные и естественно-природные причины. Последние обуслов-

лены естественными процессами истощения старых месторождений, уменьшением запасов вновь открываемых, усложнением климатических и горно-геологических условий и т.д. Эти причины естественны, они обусловлены закономерным ходом процессов освоения месторождений, их избежать практически невозможно.

Более разрушительна, на наш взгляд, первая – социальная причина. Смена в нашей стране общественной формации социалистической на капиталистическую нанесла огромный вред народному хозяйству вообще и нефтяной промышленности, в частности. Насильственное и катастрофически быстрое вхождение в капитализм и явилось главной причиной растаскивания нефтяных активов страны, уход государства от решения сложных хозяйственных проблем и, в конечном итоге, к развалу нефтяной отрасли, которая до сих пор не восстановилась в прежнем объеме. Уход государства из собственников нефтегазового комплекса не был компенсирован усилением контроля за эффективным использованием переданных активов: разрыв между необходимостью изменений в регулировании ТЭК и принимаемыми властями решениями продолжает нарастать.

Если естественно-природные причины мы устранить не в силах, то смягчить последствия социальных «преобразований» в нашей стране возможно. Поэтому одно из главных условий устойчивого обеспечения ресурсной базы нефтяной промышленности России, да и других минеральных отраслей народного хозяйства – это возврат к

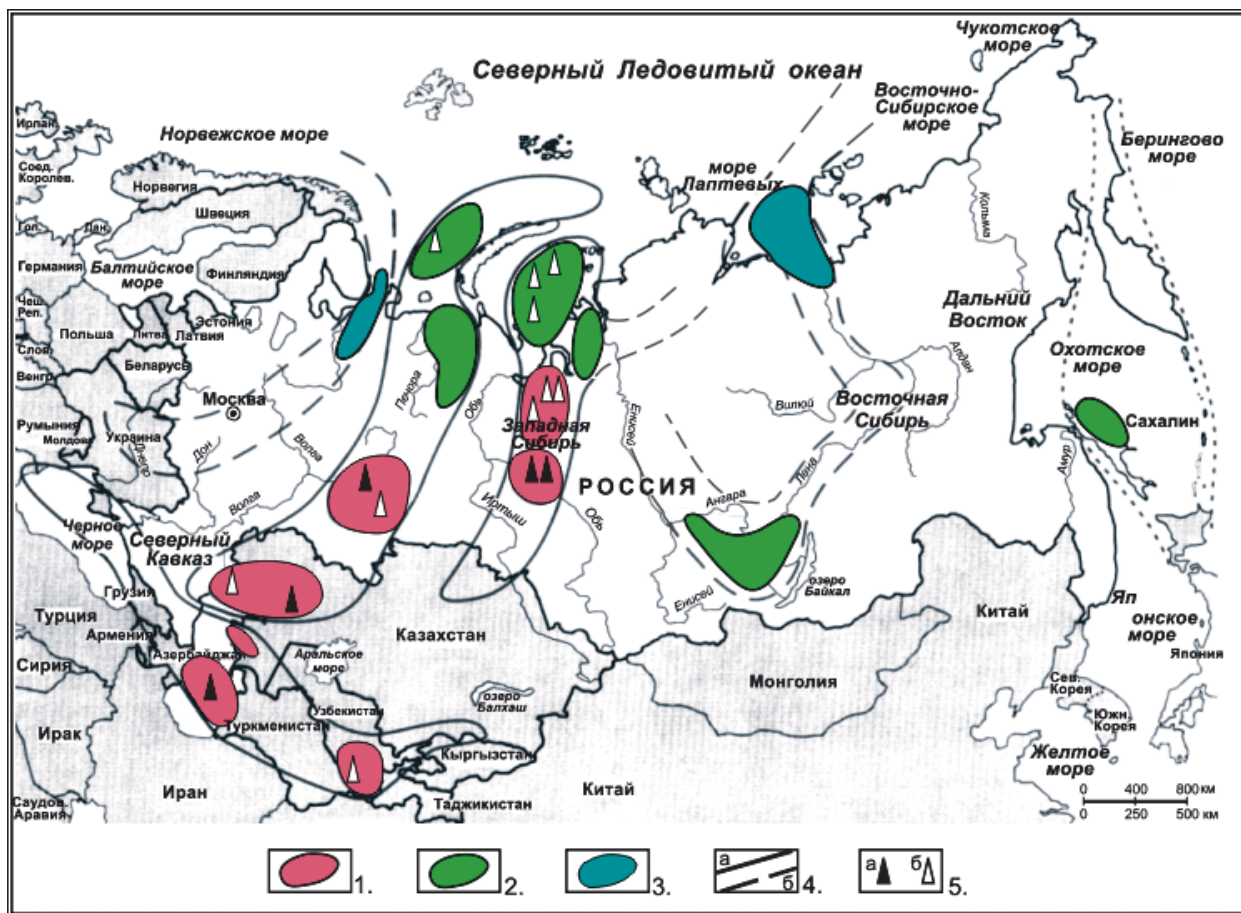


Рис. 4. Пояса нефтегазонакопления России и прилегающих стран СНГ. 1 – Установленные и освоенные центры (полюса) нефтегазонакопления; 2 – Выявленные, но в полной мере не освоенные центры (полюса) нефтегазонакопления; 3 – Прогнозируемые центры (полюса) нефтегазонакопления; 4а – Контуры поясов нефтегазонакопления; 4б – Контуры прогнозируемых поясов нефтегазонакопления, 5а – некоторые наиболее крупные разрабатываемые месторождения нефти, 5б – некоторые наиболее крупные разрабатываемые месторождения газа.

государственной централизации всего процесса поисков и разведки месторождений. Использование прошлого положительного опыта ведения нефтяного хозяйства в нашей стране не является заторным. Известному испанскому драматургу Лопе де Вега принадлежат слова: «Прогресс – это лучшее, и не обязательно новое». Эту мудрость следует взять на вооружение и на современном этапе развития нефтегазовой отрасли России.

По нашему мнению, именно государственный орган должен взять на себя ответственность за воспроизводство минерально-сырьевой базы страны, за подготовку новых кладовых минерального сырья для грядущих поколений россиян. На бюджетные средства должно проводиться изучение земных недр, выясняться закономерности формирования месторождений полезных ископаемых, осуществляться их поиски и разведка, подсчитываться запасы и утверждаться в ГКЗ. При этом государственные организации, осуществляющие геологическое изучение недр должны быть наделены правом вести работы на участках распределенного фонда, а также должны иметь доступ ко всей геологической информации, независимо кто ее получил - частная компания или госпредприятие. На аукцион же или конкурс целесообразно выставлять, на определенных условиях, «готовые» месторождения, а не лицензионные участки. Недропользователь приобретает реальное месторождение для его разработки и доразведки. В противном случае тенденция к сокращению количества выданных лицензий на проведение ГРП будет все более нарастать.

Возникает вопрос, а не оскудели ли российские недр нефтью? Имеются ли научно обоснованные перспективы обнаружения новых крупных и уникальных нефтяных месторождений?

**Во-первых**, недр сухопутной части России изучены менее чем на половину, исследование же недр акваторий находится, по сути дела, на своей начальной стадии. По оценке ряда исследователей, перспективные и прогнозные ресурсы нефти России распределены следующим образом: 83,2% на суше и 16,8% на шельфах (без учета северо-восточных морей Арктики). На суше примерно 48% приходится на долю недр Западной Сибири, а около 20% – на долю недр Восточной Сибири (Рис. 3,4).

Отсюда следует, что первостепенное внимание приращению нефтяных запасов должно быть сконцентрировано на континентальной части России, тем более, что она в большей степени обеспечена инфраструктурой по сравнению с акваториями (да и работы на суше значительно менее затратны и дадут отдачу намного быстрее)

В то же время, нельзя недооценивать потенциальные ресурсы углеводородов шельфа России. Только в арктических морях сосредоточено около 100 млрд т, углеводородного сырья, из которых 20-25% приходится на нефть.

**Во-вторых**, несмотря на многолетнее изучение нефтегазовых регионов России, в полной мере закономерности образования и размещения скоплений углеводородов еще не выяснены.

Надежды на открытие крупных и уникальных нефтяных месторождений связаны также с изучением глубокопогруженных комплексов осадочного чехла, складчатого фундамента, поднадвиговых зон и, наконец, акваторий, куда продолжают тянуться пояса нефтегазоаккумуляции со стороны суши.

**В-третьих**, большой потенциал таят в себе нетрадиционные залежи нефти в трещиноватых и низкопроницаемых коллекторах, а также залежи тяжелой нефти и битумов. Препятствием к освоению этих запасов является отсутствие эффективных технологий, которые бы снизили затраты на добычу и сделали бы нетрадиционную нефть экономически конкурентоспособной с традиционной.

**В-четвертых**, как уже отмечалось, слабо внедряются в практику новые методы и идеи, направленные на повышение КИН. Заслуживает пристального внимания разработка принципиально новых, прорывных технологий, способных в перспективе совершить переворот в области добычи нефти и газа. В частности, требует апробаций идея естественного и сравнительно быстрого восполнения запасов разрабатываемых залежей нефти и, как следствие этого, предложение о введении в производственный цикл разрабатываемых нефтяных месторождений специальных реабилитационных периодов, когда месторождение выводится из разработки и за счет естественных природных сил восстанавливает свои ресурсы. Ряд исследователей (Муслимов, Запывалов, Попов, 2003; Гаврилов, 2008), доказывают возможность естественного и сравнительно быстрого (5-7 лет) восстановления запасов нефтяных залежей при определенных условиях. Развитие этой идеи и доведения ее до практического воплощения возможно позволит разрабатывать месторождения практически не ограничено по времени.

И все же главной задачей, обеспечивающей энергетическую безопасность страны, должна стать интенсивная подготовка запасов углеводородного сырья. Реализация ее требует резкого увеличения объемов ГРП, и доли государственного финансирования прежде всего в районах с высокой оценкой прогнозных ресурсов. Первоочередными объектами прироста запасов должны быть зоны сочленения континентальной суши с мелководным шельфом внутренних и арктических морей, т.е. территории уже с развитой инфраструктурой. Приоритетными направлениями ее реализации в интересах совершенствования геологоразведочного процесса и наращивания МСБ, на наш взгляд, являются:

- фундаментальные исследования физико-химических процессов онтогенеза, миграции и аккумуляции, развитие альтернативных идей глубинного и низкотемпературного образования нефтидов, пространственного соотношения очагов генерации и зон нефтегазоаккумуляции УВ.

- развитие теоретических основ и изучение прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепций генерации УВ. Механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамически простой, многоступенчатый термолиз органики, аккумулятивной в изолированных осадочных бассейнах прошлых геологических эпох. Мы обязаны учитывать не только законы микромира но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику. Глобальный механизм образования нефти, его масштабность ставит вопрос о ее запасах в недрах в совершенно иную плоскость, но не снимает проблему объема ее добычи и рациональности использования. Отрицать катагенез и в целом биогенную теорию происхождения нефти нельзя, т.к. рациональное зерно есть и в той и в другой теории происхождения нефти, и обе могут объединяться. И это обстоятельство мы должны эффективно использовать в выборе направлений ГРП, стратегии и тактике их проведения.

– разработка интегрированных эволюционно-генетических моделей нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазонакопления и залежей по комплексу геофлюидальных, геохимических, геодинамических параметров и выраженности в геофизических полях, компьютерно-математические способы их визуализации и типизации. Параллельно с этим должно проводиться осмысление взаимосвязи перечисленных природных геологических явлений в пределах конкретных установленных и потенциальных объектов-ловушек, их морфогенетической классификации и закономерностей размещения.

– изучение тепловой энергии магмы, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизм пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям, на структурообразование, т.е. в областях, где геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генез УВ, могла получить условия для своей реализации. Изучение палеоземлетрясений и палеовулканизма, имеющих одну и ту же энергетическую основу (энергия кристаллической решетки) в отличие от тектонических движений, происходящих под действием тепловой энергии магмы в осадочном чехле платформ. Следы палеоземлетрясений и палеовулканизма обнаруживаются по многочисленным признакам – грабенообразные прогибы и горсты, как правило, контролируемые залежи в девоне в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, траппы Восточной Сибири, это и поднятие образцов горных пород, пропитанных жидкой нефтью из палеовулкана Манганари со дна Черного моря и т.д.;

– совершенствование существующих и разработка новых эффективных методов геолого-поисковых, оценочных и разведочных работ на нефть и газ, ориентированных на рентабельное освоение малоразмерных, малоамплитудных и сложнопостроенных ловушек и залежей, составляющих основную часть остаточного ресурсного потенциала регионов зрелой и высокой разведанности, а также крупных скоплений – базовых для эффективного освоения новых перспективных территорий;

– важнейшим направлением мы считаем изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих толщ – толщ, залегающих глубже основных горизонтов разработки. Эта проблема важна для придания имиджа и поддержания старых нефтедобывающих районов. Здесь мы имеем в виду доюрские отложения Западной Сибири, рифей-венд и докембрийский фундамент Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и других регионов;

– пересмотр существующих количественных оценок прогноза нефтегазоносности по многим районам с использованием иных, альтернативных ранее выполненным преимущественно «антиклинальным» подходов, учитывающих преобладающий литофациальный контроль скоплений. Очевидна необходимость проведения больших научно-исследовательских работ по интерпретации и переинтерпретации на современном уровне огромного фактического материала. Это позволит более успешно выполнять одну из важнейших задач – научное обоснование эффективных направлений ГРП;

– повышение роли инновационных технологий в проектировании разработки месторождений и проведении фундаментальных исследований по механизму нефтеот-

дачи в пластовых условиях и кардинальных перемен в полноте информационной базы.

– осуществление контроля за объективностью оценки достоверности запасов УВ и контроля за разработкой месторождений УВ и достижение проектных показателей.

Российские недра не оскудели нефтяными ресурсами. При разумном ведении нефтяных дел «черного золота» в России хватит до конца текущего столетия, а может быть и далее. Однако, решение актуальной проблемы расширенного воспроизводства отечественных запасов нефти и их рациональной разработки требует государственной воли, активного привлечения к ее решению профессиональной общественности. Общими усилиями, возможно, добиться коренного перелома в позитивном направлении в области расширения воспроизводства ресурсов углеводородного сырья в нашей стране. Экономика России еще длительное время, как показывает анализ происходящих процессов, будет иметь ярко выраженный сырьевой характер.

## Литература

Грунис Е.Б. Современное состояние ресурсной базы и прогноз уровней добычи нефти в Восточной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2009а. №6.

Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы ТЭК и пути их инновационного развития до 2050 г. *Геология нефти и газа*. 2009б. №5

Давыденко Б.И., Пороскун В.И., Розанова Г.Н. Состояние и проблемы недропользования на углеводородное сырье в Российской Федерации. *Геология нефти и газа*. 2010. №5.

Лоджевская М.И., Петерилье В.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов: современное состояние, проблемы, пути решения. *Геология нефти и газа*. 2010. № 5.

Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений (*Сб. изб. ст., посв. 50-летию деятельности ЦКР по УВС*). ЦКР Роснедр по УВС; отв. сост. Яшин; редкол. В.В.Шелепов и др. М.:НИИЦ «НедраXXI». 2013. 512 с.

## E.B. Grunis, S.L. Barkov. Problems and ways to implement innovative complexation of geological and geophysical studies in the late stages of field development

The article considers the state of the reproduction rate of hydrocarbons in the last 20 years, the issues of improving the dynamics, production to ensure the targets set out in «Energy Strategy of Russia for the period up to 2030». Priorities for the development of scientific and methodological support for exploration and production of hydrocarbons are set out.

*Key words*: reproduction rate of hydrocarbons, field development, exploration and production of hydrocarbons, funding.

*Евгений Борисович Грунис*

Д.геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН, руководитель дирекции по науке ОАО «ИГиРГИ». Сфера научных интересов: геолого-геофизические и геохимические исследования. Оптимизация процесса поиска, разведки и разработки месторождения УВ.

*Сергей Львович Барков*

Д.геол.-мин.н., Генеральный директор ОАО «ИГиРГИ». Сфера научных интересов: нефтегазопромысловая геология и разработка нефтегазовых месторождений.

117312, РФ, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1.  
Тел.: (495) 124-91-55.