

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ

А.Н. Дмитриевский

Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Нефтяная и газовая промышленность России на рубеже XX – XXI веков оказалась перед невиданными вызовами, которые диктуют необходимость смены парадигмы технологического развития нефтегазового комплекса России. Сегодня нефтегазодобыча в традиционных регионах, поставляющих основные объёмы нефти и газа, характеризуется:

- концентрацией нефтедобычи на месторождениях с высокопродуктивными запасами;
- резким уменьшением доли активных и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- снижением среднего коэффициента нефтеотдачи как по отдельным регионам, так и по стране;
- завершением эпохи месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 60-е и 70-е годы;
- стремительным истощением запасов дешёвого сеноманского газа традиционных месторождений Западной Сибири;
- исчерпанием нефтегазовых запасов на глубинах до 3 км.

Особенно большие трудности возникли в нефтяной промышленности. Ни одна нефтедобывающая страна не решала в относительно короткий отрезок времени столь кардинальных и масштабных проблем. Нас подвело, как всегда, наше богатство: это огромное число крупных и гигантских месторождений с легкой маловязкой нефтью, размещающейся в природных резервуарах с высокоёмкими коллекторами. Для подобных месторождений была создана тщательно отработанная технология поддержания пластового давления, что давало возможность оставлять "до лучших времён" часто очень крупные месторождения, но с параметрами, не позволяющими использовать эту технологию. И вот такие времена наступили, но они оказались не лучшими, особенно для реализации дорогостоящих технологий в условиях мирового финансового кризиса.

ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Естественное истощение традиционных месторождений, как правило на глубинах, не превышающих 2000–3000 м, вызывает необходимость масштабного промышленного освоения глубин 3–5 км, а в некоторых регионах 5–7 км.

Большие глубины – это более сложные горно-геологические условия, иная флюидодинамика, развитие изменённых катагенетическими преобразованиями коллекторов нефти и газа, это более высокие температуры и давления. Необходимы новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7–10 км, так и для реальной нефтегазодобычи с этих глубин. В последние годы накоплены убедительные доказательства достаточно широкого распространения флюидонасыщенных зон в литосфере.

Геофизическими работами на глубинах 10–25 км установлены аномалии, характеризующиеся инверсиями сейсмических скоростей, изменениями электропроводности пород и другими эффектами. Эти аномальные зоны, представляющие собой трещиноватые породы, заполненные флюидами, предложено называть коровыми волноводами (КВ).

Описан механизм дилатансии и компаксии, который реализуется в коровых волноводах. Дилатансионный эффект связан с раскрытием трещин и заполнением КВ флюидами, в том числе глубинными углеводородами. В режиме компаксии флюиды в большей или меньшей степени выжимаются из КВ и перемещаются в сторону меньших давлений в верхние горизонты земной коры, активно "промывая" осадочную толщу. Подобные процессы обеспечивают эффективный сбор микронепти в залежи. При этом в формирующемся месторождении могут аккумулироваться как нефть и газ органического происхождения, так и глубинные углеводороды (см. рис. 2 в статье Дмитриевского А.Н. в рубрике 1.1. «Энергетика, динамика и дегазация Земли»).

В последние годы накоплен обширный фактический материал, свидетельствующий о полигенности нефти и газа. Речь идёт не только о возможности биогенного и абиогенного генезиса углеводородов, но и, что самое главное, о подчинённости любых процессов образования нефти и газа глобальным процессам энергетики, динамики и дегазации Земли. Верхние горизонты земной коры, в пределах которых размещаются разрабатываемые сегодня месторождения нефти и газа, являются объектом воздействия экзогенных и эндогенных процессов. Реализация этих процессов дает начало атмосферно-биосферно-литосферным взаимодействиям. Всё это находит отражение в специфике нефтегазообра-

зовательных процессов и особенностях формирования месторождений углеводородов. В концепции полигенеза определяющая роль в реализации процессов нефтегазообразования отводится энергетическому и флюидному потенциалу Земли. В самом деле, эндогенные энергетика и флюидодинамика являются определяющими факторами как в созревании органического вещества (ОВ), образовании микронепти и сборе её в залежи, так и в минеральном синтезе углеводородов. Очевидны преимущества гипотезы полигенеза нефти и газа: она позволяет представить процесс образования углеводородов не с позиций противоборствующих антагонистических направлений биогенного и абиогенного генезиса, а с позиций единого процесса образования углеводородов, что даёт возможность установить влияние на него экзогенных и эндогенных факторов, увязать процессы преобразования органического вещества в диа- и катагенезе с эндогенными энергетическими и флюидодинамическими процессами, оценить влияние флюидонасыщенных зон Земли на особенности формирования месторождений нефти и газа в земной коре.

Коровые волноводы и аналогичные по свойствам структурно-вещественные образования имеют достаточно широкое распространение. Это диссипативные структуры, формирование которых обеспечивается эндогенным потоком энергии и флюидов. Режим "работы" коровых волноводов можно охарактеризовать как долговременный ритмичный механизм доставки глубинных флюидов в осадочный чехол.

Реализация подобных условий привела к образованию залежей нефти в мигматитах триаса Рогожниковского месторождения Краснотенского свода Западной Сибири. Самые древние продуктивные горизонты нефтяных месторождений Западной Сибири имеют юрский возраст. Впервые нефтяная залежь выявлена в более древних породах, залегающих на глубинах 3.5–4.5 км. Вскрытая мощность нефтенасыщенной части составляет 280 м. Площадь залежи и её высота сопоставимы с самыми крупными месторождениями Западной Сибири. Дебит скважин достигает 170 т в сутки.

Триасовые и пермтриасовые отложения широко распространены на территории Западной Сибири. Их мощность во впадинах, котловинах и прогибах превышает 5 км. Есть основания полагать, что продуктивные залежи будут открыты и в более глубоких горизонтах Западной Сибири.

Глубокие скважины Ен-Яхинская № 7 и Тюменская № 6 доказали возможность сохранения в условиях АВПД высоких коллекторских параметров (пористость до 18–20%) со значительным насыщением пород углеводородными газами на значительных глубинах

(8250 м и 7502 м соответственно).

Образование и развитие гигантского Астраханского месторождения связано с движением флюидов по разломам, трассирующим надвиги кряжа Карпинского. Характер флюидных процессов в глубоких разломах зависит от последовательно чередующихся процессов дилатансии и компаксии в коровых волноводах. Расчёты показали, что при сдвиге в режиме дилатансии в разломе возникают такие отрицательные давления, которые создают мощный эффект нагнетания флюидов. В результате автоколебательных процессов в разломных зонах и коровых волноводах флюиды устремляются в окружающий массив пород (см. рис.3 в статье Дмитриевского А.Н. в подрубке 1.1. «Энергетика, динамика и дегазация Земли»).

В 1997 г. в пределах Астраханского карбонатного массива по предложению учёных ИПНГ РАН и ГИН РАН было начато поисковое бурение на глубокие горизонты. С этой целью были введены в бурение пять глубоких скважин. Одна из этих скважин на правом берегу р. Волги явилась первооткрывательницей газоконденсатного месторождения в каменноугольных отложениях. В скважине Девонская-2 в карбонатно-терригенном комплексе среднего девона на глубине 6850 м в 2001 г. были получены притоки углеводородов. Это открытие позволяет рассматривать Астраханский карбонатный массив как единое гигантское месторождение с уникальными запасами углеводородов. В связи с этим становится актуальной проблема формирования месторождений со столь высокой плотностью запасов.

Положительные результаты бурения на Астраханском массиве, с учётом уже имеющихся сведений, указывают на региональную нефтегазоносность девонского комплекса Прикаспийской впадины. Именно с этих позиций следует пересмотреть прогнозную оценку УВ-потенциала, направление поисковых работ, региональных и научных исследований.

В конце 80-х гг. при исследованиях остатков из сепарационного оборудования и образцов керна Оренбургского газоконденсатного месторождения было выделено высокомолекулярное сырьё (ВМС), которое состоит из озокерито- и церезиноподобных компонентов, твёрдых парафинов и углеводородных компонентов нефтяного ряда.

Детальное изучение ВМС привело к открытию нового вида углеводородного сырья, названного нами "матричной нефтью". Эта нефть связана с наиболее плотными разностями карбонатного природного резервуара. Эксплуатационные скважины, даже

вскрывшие залежи этой нефти, не "замечали" её. Матричная нефть как бы срослась с карбонатной породой, стала её составной частью и может быть добыта с помощью специальных растворителей. Вот почему в течение более чем 30 лет активной разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения не выявлено залежей матричной нефти.

Матричная нефть является новой разновидностью углеводородного сырья, установленного в пределах карбонатных резервуаров газоконденсатных месторождений. Ресурсы матричной нефти выявлены впервые и поэтому не учитывались при традиционном подсчёте запасов. По заключению экспертной комиссии ГКЗ Министерства природных ресурсов РФ от 3 июня 2005 г., ресурсы матричной нефти Оренбургского газоконденсатного месторождения составляют 2.56 млрд. т нефтяного эквивалента.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

На сегодняшний день из недр планеты извлечено около 150 млрд т нефти. На долю России приходится почти 18 млрд т. Мировая практика показывает, что с помощью технологий поддержания пластового давления добывается около 30% нефти. В нашей стране на долю технологий заводнения приходилось более 99% добычи. Вывод: в отличие от мировой практики, наши нефтяники отдавали предпочтение единственной, но чрезвычайно эффективной технологии поддержания пластового давления. Данная технология демонстрирует свою максимальную эффективность при добыче высокопродуктивных запасов лёгкой маловязкой нефти, хорошо подходящей для хранения в резервуарах с прекрасными коллекторскими свойствами. Из 45 млрд т добытых мировых запасов этой нефти на долю России приходится почти 40%. Подобная практика обеспечила более высокие, чем среднемировые, темпы развития нефтедобычи в нашей стране. Однако результаты были достигнуты за счёт эксплуатации самых ценных нефтяных запасов. К настоящему времени их доля значительно сократилась. Это означает, что в стране заканчивается время дешёвой нефти и наступает новый этап в развитии российской нефтедобычи, характеризующийся всё более возрастающей долей трудноизвлекаемых запасов нефти (рис. 1, 2).

Для кардинального изменения ситуации в нефтяной промышленности необходимо пополнить запасы активной нефти и создать эффективные технологии добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов. Первая задача может быть решена в результате активизации

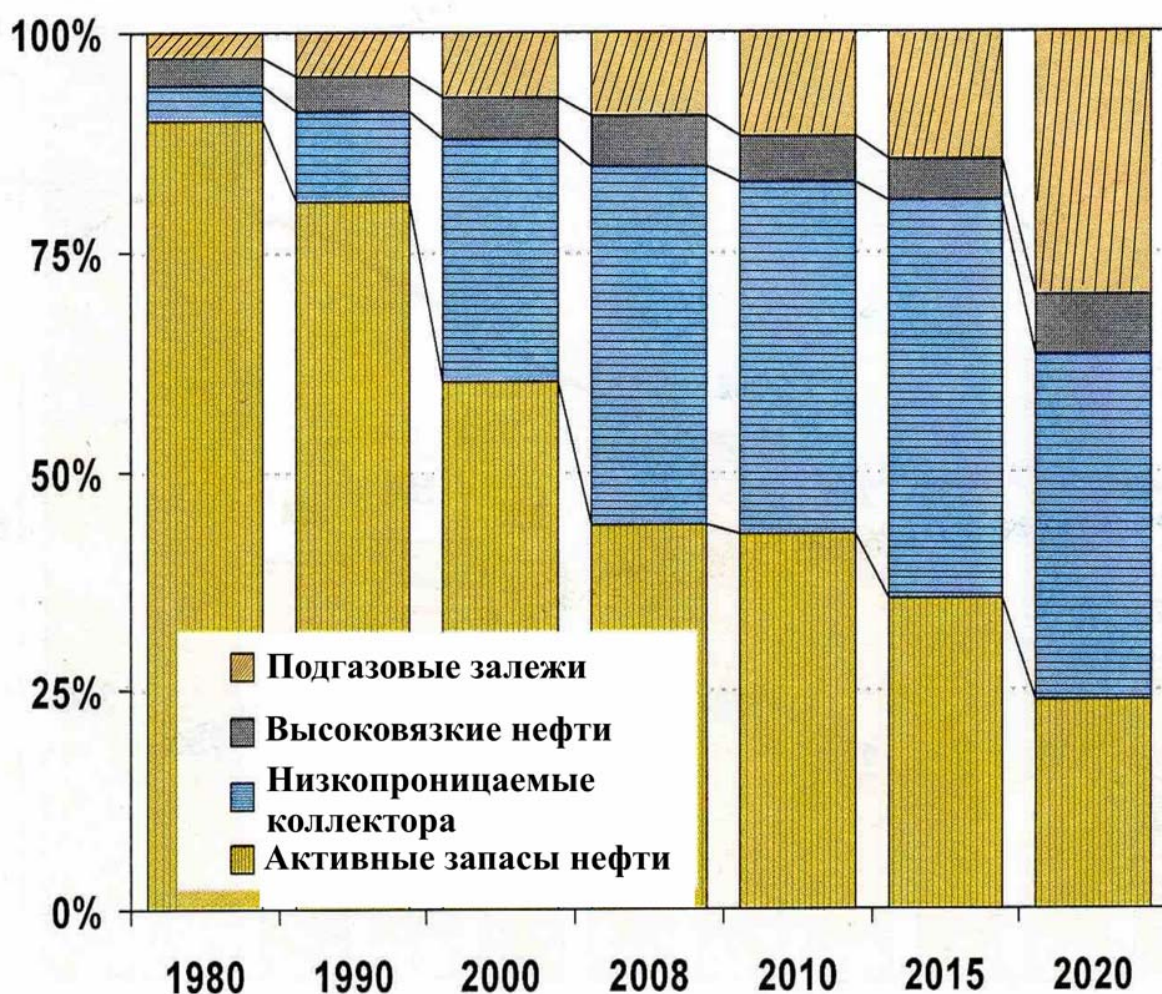


Рис. 1. Структура запасов нефти по данным НК «Роснефть»

геолого-разведочных работ в новых регионах (Восточная Сибирь, арктический шельф) и интеллектуального, а затем и промышленного освоения больших глубин. Ухудшение структуры запасов можно компенсировать внедрением в практику нефтедобычи современных инновационных методов увеличения степени извлечения трудноизвлекаемых запасов прежде всего за счет использования тепловых, газовых, химических, микробиологических технологий нефтедобычи и быстрого наращивания масштабов их применения.

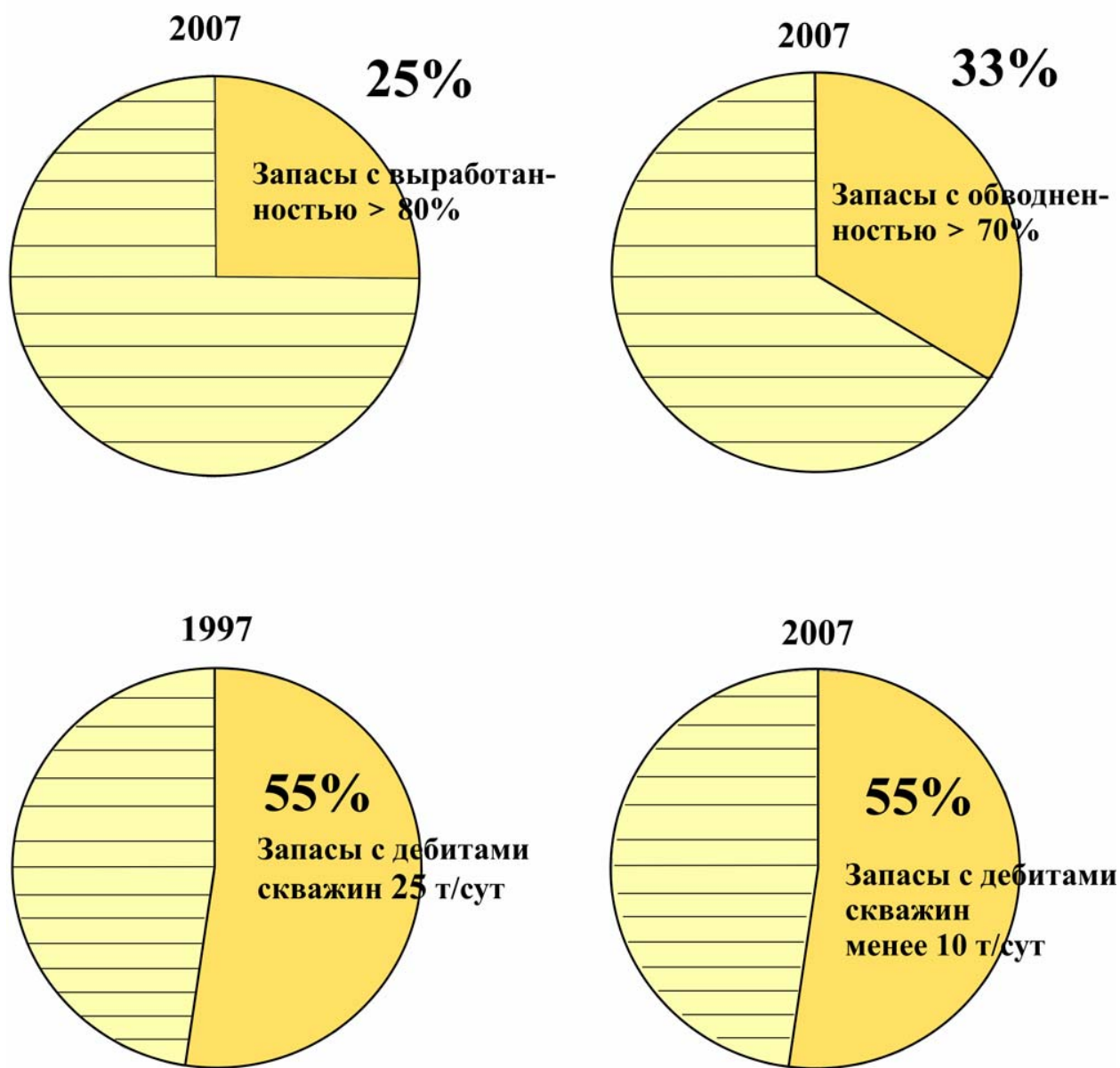


Рис. 2. Структура запасов нефти по данным НК «Роснефть»

Негативные изменения структуры сырьевой базы, связанные в первую очередь с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, могут резко снизить добычу нефти в ближайшей перспективе. В рамках программы "Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности" учёные ИПНГ РАН и других академических и отраслевых институтов работают над реализацией инновационной программы развития отрасли, которая предусматривает:

- разработка и освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти для условий низкопроницаемых и анизотропных коллекторов, высоковязких нефтей и битумов, остаточных запасов нефти обводнённых зон, запасов нефти с газовыми шапками;
- совершенствование существующих и создание новых методов воздействия на пласты с целью наиболее полного извлечения углеводородов;
- создание вытесняющих агентов с заданными свойствами;
- развитие новых научных основ моделирования процесса разработки нефтяных месторождений и конкурентоспособных технологий нового поколения;
- создание новых интегрированных технологий воздействия на нефтяные пласты, основанных на использовании физических, гидродинамических, термодинамических, механических и физико-химических эффектов;
- совершенствование конструкций скважин, в частности горизонтальных скважин с круговыми траекториями небольшого радиуса (100–200 м);
- глобальный мониторинг коллектора: непрерывное наблюдение за параметрами призабойной зоны продуктивного пласта с последующим построением карт, отражающих особенности изменения параметров коллектора; объёмный мониторинг, при котором (благодаря специальным конструкциям колонн) забои скважин можно рассматривать как электроды, "вживлённые" в тело пласта.

Особое внимание при реализации этой программы уделено созданию научных основ инновационных технологий добычи тех категорий нефти, которые преобладают в структуре трудноизвлекаемых запасов. Прежде всего это касается месторождений с тяжёлой высоковязкой нефтью и обводнённые месторождения.

Созданы научные основы новых эффективных технологий разработки месторождений с тяжелыми вязкими нефтями. Такие технологии базируются на "фрактальной" модели, которая объясняет динамические свойства нефти, в том числе колебательный характер

релаксации вязкости.

Полученные технологические решения позволяют целенаправленно уменьшать вязкость тяжёлых нефтей, эффективно осуществлять сепарацию воды, нефти и газа, предотвращать рост асфальто-смоло-парафиновых отложений.

Понимание механизмов снижения вязкости нефтей даёт возможность обосновать выбор эффективных интегрированных технологий извлечения высоковязких нефтей (парогазовое воздействие на залежь, высокочастотный электромагнитный разогрев околоскважинной зоны пласта с последующим применением растворителя и др.).

Как было показано выше, абсолютное большинство месторождений нефти в нашей стране эксплуатируются с использованием технологии поддержания пластового давления. При этом обводнённость месторождений, то есть количество воды в добываемой продукции, превышает 70%, а на некоторых месторождениях достигает 96–98%. При длительном использовании технологии поддержания пластового давления вода выбирает наиболее проницаемые пропластки, обходя менее проницаемые участки, зоны, линзы, где "законсервированы" значительные запасы нефти. Для добычи этой нефти необходимо направить потоки воды в слабопроницаемые пропластки и зоны.

Учёными Института проблем нефти и газа РАН разработана полимерно-гелевая система "Темпоскрин". Новая технология физико-химического воздействия предназначена для получения дополнительной нефти и снижения обводнённости добываемой продукции на месторождениях, эксплуатируемых с применением методов заводнения и вступивших в позднюю стадию разработки с высокой обводнённостью добываемой продукции. Реагент нового поколения "Темпоскрин" относится к категории так называемых "умных" реагентов. Система избирательно воздействует на высокопроницаемые обводнённые пласты и устремляется в пропластки с максимальной скоростью вытесняющей нефть воды, снижая проницаемость этих пропластков, что обеспечивает выравнивание профилей приёмистости скважин и пласта, изменяет фильтрационные потоки. Подобные процессы приводят к уменьшению обводнённости добываемой продукции, увеличению объёмов добытой нефти и повышению нефтеотдачи продуктивных пластов. Технология испытана на 34 нефтяных месторождениях России, Казахстана и Азербайджана. К настоящему времени выполнено более 1000 операций со скважинами.

Выявлены физические механизмы снижения обводнённости нефти при волновом воздействии на продуктивные пласты, находящиеся на поздней стадии разработки. Вол-

новое воздействие активизирует процесс разгрузки избыточных напряжений, накапливающихся в горной породе при разработке залежи, что, в свою очередь, приводит к некоторому перераспределению локальных фильтрационных потоков и большему охвату пласта заводнением. Полученные результаты могут быть использованы для планирования рационального применения технологий волнового (вибросейсмического) воздействия на продуктивные пласты.

Не менее сложная ситуация сложилась в газовой промышленности России. Более 30 лет основная добыча газа в стране обеспечивалась за счёт базовых месторождений-гигантов Западной Сибири – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего, которые вступили в стадию падающей добычи и характеризуются постоянным снижением пластового давления. Добыча газа из сеноманских залежей этих месторождений ежегодно снижается на 20–25 млрд. м³. В то же время остаточные запасы так называемого низконапорного газа превышают 3 трлн м³.

Сотрудниками Института проводятся следующие работы по созданию эффективных технологий извлечения остаточных гигантских запасов сеноманского газа:

- научно-методическое обоснование оценки запасов низконапорного газа;
- разработку научных основ создания системы управления и регулирования эксплуатации месторождений в период падающей добычи;
- создание и внедрение новых технологий, обеспечивающих интенсификацию добычи низконапорного газа;
- разработку научных основ эксплуатации газовых скважин в осложнённых условиях (низкие пластовые давления, песчаные пробки, наличие воды и песка в потоке газа и др.);
- разработку новых технических средств и технологий добычи и компримирования газа, позволяющих существенно снизить величину давления на завершающей стадии эксплуатации с целью повышения конечной газоотдачи;
- создание новых технологий экологически безопасной эксплуатации месторождений в период падающей добычи;
- проведение фундаментальных теоретических и экспериментальных исследований особенностей движения газожидкостных смесей в пористых средах, вертикальных и горизонтальных трубах; механизма защемления газа внедряющейся водой и вытеснения воды газом в пористых средах; условий и механизма разрушения пласта-коллектора при раз-

личных геолого-промысловых характеристиках;

- создание опытных полигонов на объектах добычи сеноманского газа Западной Сибири (в первую очередь на месторождении «Медвежье») для апробации новых технических средств и технологий извлечения низконапорного газа.

Математическое моделирование течения дисперсно-кольцевого потока газожидкостной смеси в кольцевом канале позволило создать технологии, обеспечивающие подготовку к транспорту низконапорного газа на устье скважины. Добыча низконапорного газа сопровождается выносом больших объёмов воды. Предложена конструкция трёхступенчатого конического сепаратора, который обеспечивает эффективное отделение воды от газа.

Не менее важной проблемой является добыча газа, содержащего сероводород. Доказанные запасы газа Астраханского газоконденсатного месторождения превышают 3.2 млрд м^3 . Основная особенность месторождения – повышенное содержание сероводорода, на долю которого приходится более 25%. Для отделения сероводорода от метана построено газохимический комплекс, производительность которого 12 млрд м^3 . Эти объёмы определяют и темпы добычи газа.

Открытие по прогнозам ученых РАН трех новых месторождений в пределах Астраханского карбонатного массива позволило увеличить запасы газа до 5 трлн м^3 . Однако увеличение добычи сдерживалось из-за отсутствия эффективных технологий сепарации H_2S от основной метановой продукции.

Совместно с НТЦ "ЭНГО" разработана оригинальная сверхзвуковая "3S"-технология сепарации углеводородных смесей. Технология базируется на современной аэродинамике, газовой динамике, теории ударных волн, термодинамике и теории фазовых превращений углеводородных смесей. "3S"-технология обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными технологиями сепарации углеводородов из природного газа. Она используется для решения следующих задач газовой промышленности: подготовка газа к транспорту (дегидратация и выделение тяжёлых углеводородов); сепарация пропан-бутана (LPG); сепарация H_2S и CO_2 от метана; выделение этана; сжижение сероводорода. Решение проблемы сепарации сероводорода непосредственно на устье скважины, низкая стоимость установки (она в десятки раз меньше стоимости завода) позволят существенно увеличить добычу газа в пределах Астраханского карбонатного массива.

Ресурсы метана в газогидратных месторождениях превышают на порядок совокуп-

ные запасы газа всех открытых на сегодняшний день месторождений. Добыча газа из газогидратных месторождений, несмотря на некоторое продвижение, до сих пор рассматривается как проблема отдалённого будущего. В этой связи был предложен новый подход, который может быть основой будущей технологии разработки таких залежей. Экспериментальные работы показали возможность замещения метана газовых гидратов углекислым газом. Получены оптимальные режимы вытеснения и измерены характерные времена процесса. При этом одновременно решается проблема консервации гигантских объёмов углекислого газа, который, как известно, существенно влияет на темпы глобального потепления.

Инновационные технологии должны отвечать требованиям эффективного развития нефтегазового комплекса и сочетать высокие темпы отбора нефти при разработке месторождений с рациональным использованием запасов углеводородного сырья. Они должны исключить обводнение скважин, резкое падение пластового давления, дегазацию нефти, а также обеспечить возможно более длительное сохранение фазовой проницаемости по нефти и максимальную степень ее извлечения.

Разработаны новые принципы 3D геологического и гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений нефти, газа и конденсата с трудноизвлекаемыми запасами, учитывающие неоднородность и анизотропию коллекторских свойств, характер смачиваемости породы флюидами, гистерезис капиллярного давления, неньютоновскую реологию нефтей, структуру и распределение остаточной нефти.

Уникальные возможности компьютерных технологий позволяют обеспечить значительное продвижение в развитии методов трёхмерного гидродинамического моделирования и адекватной имитации жизненного цикла разработки нефтяных и газовых месторождений. В сочетании с интегрированным мультидисциплинарным подходом к проблемам разработки месторождений подобное моделирование и мониторинг его реализации позволяют получить эффект, превышающий результаты применения "третичных" методов повышения нефтеотдачи пластов.

Развита обобщённая термогидродинамическая теория многофазной фильтрации углеводородных смесей как основа для внесения новых знаний в гидродинамические модели разработки месторождений углеводородов и новые импортозамещающие отечественные программные продукты.

Новым направлением в физико-химической гидродинамике является теория неус-

тойчивых режимов течений газоконденсатных и газонефтяных смесей. Теоретически доказано, что при фильтрации газожидкостных смесей с фазовым переходом в рамках классических моделей возникают области, где трудно принять окончательные решения. Эти области на практике приурочены к околоскважинным зонам газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. В областях неустойчивости возникают разнообразные неклассические режимы течений осциллирующего характера. Эффекты неравновесности фазовых переходов, капиллярной релаксации и другие, обычно пренебрежимо малые, в областях неустойчивости начинают играть доминирующую роль. Развитая теория позволяет описать осцилляторные режимы работы скважин, наблюдающиеся на практике, и разработать новые методы исследования газоконденсатных скважин.

С помощью различных критериев хаотизации исследуется динамика переходов "хаос – порядок" в процессе эксплуатации месторождений. Это позволяет создать методы контроля за состоянием системных связей и разработать технологии управления энергетикой месторождения.

Сочетание таких исследований с современными методами анализа шумовой составляющей временных рядов технологических параметров даёт возможность разработать эффективный комплекс диагностики процессов, реализующихся в природных резервуарах при эксплуатации месторождений нефти и газа. При этом определяется эволюция во времени именно тех параметров пласта и углеводородной системы, которые ответственны за динамику многофазной фильтрации. Подобный подход позволяет оценить эффективность применения вторичных методов при разработке месторождений.

В мировой практике подсчёт запасов и проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений выполняются на основе концепции "абсолютного порового пространства". Данное пространство характеризуется коэффициентами открытой пористости m и абсолютной проницаемости k (по газу). В то же время реальные фильтрационные процессы в пласте протекают в эффективном поровом пространстве, то есть в присутствии остаточной водонасыщенности. Эффективное поровое пространство характеризуется коэффициентами эффективной пористости $m_{эф}$ и эффективной проницаемости $k_{эф}$. Под $m_{эф}$ понимается фазовая проницаемость по нефти при водонасыщенности $S_{в.ост.}$, а $m_{эф} = (1 - S_{в.ост.}) \cdot m$, где $S_{в.ост.}$ – величина остаточной водонасыщенности, m – коэффициент открытой пористости.

Моделирование в эффективном поровом пространстве:

- улучшает корреляционные связи между $m_{эф}$ и $k_{эф}$, которые затем используются при создании 3D геологических и гидродинамических моделей пласта;
- делает корректным использование результатов гидродинамических исследований скважин и данных их эксплуатации в процедуре адаптации 3D гидродинамической модели пласта;
- даёт возможность осуществлять такие гидродинамические исследования скважин, при которых в пластовых условиях определяются необходимые для 3D моделирования относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды именно в эффективном поровом пространстве);
- позволяет строить более реалистичные модели пластов и соответственно осуществлять более достоверный прогноз показателей процесса разработки месторождений нефти и газа и более точно оценивать запасы природных углеводородов.

Фундаментальные работы показывают возможность перехода от традиционных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений к созданию технологий управления энергетикой месторождения, механизмов и способов управления углеводородной системой. При этом необходимо сохранить первоначальные условия неустойчивого равновесия углеводородной системы, формировавшейся миллионы лет, позволяющей максимально использовать собственную энергию, контролировать, а возможно, и управлять ее фазовым состоянием.

ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

Общая протяжённость магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км, а магистральных газопроводов – более 160 тыс. км (рис. 3). Широко известны планы по строительству новых транспортных магистралей. Планируются расширение Балтийской трубопроводной системы, строительство газопроводов "Северный поток", "Южный поток", интеграция нефтепроводных систем "Дружба" и "Адрия" для обеспечения транспортировки нефти на экспорт через порт Омишаль (Хорватия). При реализации восточных нефтегазовых проектов предусмотрено строительство нефте- и газопроводов для поставки углеводородов в регионы Восточной Сибири, Якутии и Дальнего Востока, а также на экспорт в Китай, Корею и Японию. Развитие отечественной индустрии сжиженного газа позволит России поставлять LNG в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, Северной и Южной Америки.

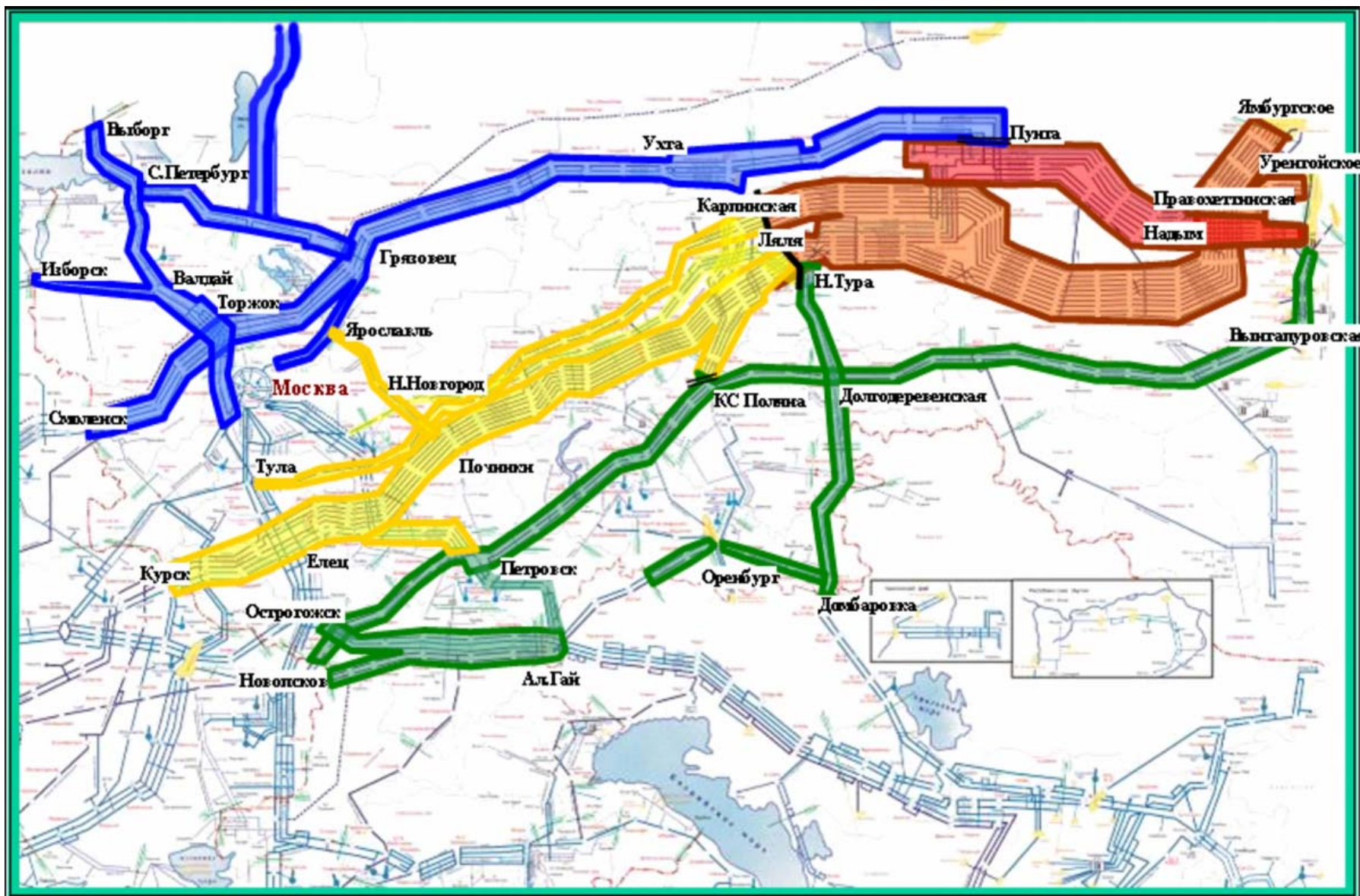


Рис. 3. Газотранспортная система России

Это – планы на будущее. Сегодня главной проблемой транспорта нефти и газа является изношенность трубопроводных систем. Известно, что у значительной части нефтепроводов превышен нормативный срок службы. Около 40% нефтепроводов эксплуатируются свыше 30 лет и ещё почти столько же имеют срок эксплуатации от 20 до 30 лет. Система магистральных газопроводов была введена в эксплуатацию позже, но и здесь возраст значительной части газотранспортной системы также близок к завершению нормативного срока службы (средний «возраст» газопроводов близок к 25 годам, и 15% газопроводов выработали нормативный срок службы). Следует иметь в виду, что стоимость нефтегазотранспортной системы составляет многие триллионы рублей.

Как показывают исследования, срок службы 70% трубопроводных систем можно продлить на 12–15 лет за счёт введения научно обоснованной системы мониторинга и диагностики состояния нефте- и газопроводов и своевременного проведения работ по реконструкции и техническому перевооружению транспортных систем. Установлено, что наиболее частые аварии происходят на трубопроводы, находящиеся в зонах геодинамической активности, на участках напряжённого состояния недр, в зонах разломов и активной эманации агрессивных глубинных газов. Большое влияние на формирование стресс-коррозии и разрушение трубопроводов оказывают магнитные, электрические и тепловые аномалии, а также уровень технической подготовки нефти и газа к транспорту. При этом на отдельных участках линейных частей трубопроводов аварии происходят каждые 3–4 года, на других участках – один раз в 10–12 лет, на третьих – через 15–20 лет. Но даже по истечении нормативного срока службы трубопроводов, определённого в 33 года, отдельные участки труб оказываются практически не затронутыми коррозией и повреждениями. Выделение зон и участков, на которых происходят регулярные аварии, тщательный контроль за состоянием трубопроводов на этих участках, своевременная переизоляция позволят увеличить нормативный срок службы 70% трубопроводных систем до 45, а на некоторых участках – до 50 лет. Это позволит также изменить систему диагностики и сконцентрировать силы и средства на наиболее опасных участках трубопроводов. Реализация подобного подхода позволит сэкономить многие сотни миллиардов рублей.

В 2005 г. на Международной конференции по освоению нефтегазовых ресурсов арктического шельфа RAO-05 был представлен доклад, подготовленный учёными и специалистами ИПНГ РАН, НИИ «Графит», Rogoland Research Centre (Норвегия), в котором показаны новые возможности транспорта природного газа.

В настоящее время газы транспортируют в сжиженном или сжатом состоянии. Каждый из этих методов имеет свои преимущества и недостатки. Первый требует применения специальных материалов и систем охлаждения, является громоздким и дорогостоящим, кроме того, часть транспортируемого газа испаряется. Второй метод нуждается в высоких давлениях, требует высокопрочных материалов для изготовления ёмкостей, собственная масса которых во много раз превышает массу транспортируемого или хранимого газа.

Для снижения себестоимости операций по хранению и перевозке метана в сжатом виде возможно использование сорбентов-накопителей с высокой сорбционной ёмкостью, загружаемых непосредственно в ёмкость вместе с газом. В последние годы в качестве накопителей метана предлагают использовать новые формы углерода: фуллерены, нанотрубки и нановолокна. Согласно научным данным, количество метана, абсорбируемого углеродными нанотрубками и нановолокнами, может достигать десятков процентов, однако стоимость этих сорбентов высока, и такой способ нельзя признать рентабельным.

В результате многолетних исследований учёных РАН и НИИ "Графит" разработан новый материал – углеродное волокно на основе доступного и дешёвого сырья. Эти предложения позволяют усовершенствовать способы транспортировки и хранения сжатого газа либо за счет увеличения объёма газа в ёмкостях, либо за счет уменьшения объёма хранилища и транспортного средства в сравнении с существующим в 1.5–2 раза.

Исходным сырьём для получения такого углеродного волокна является гидратцеллюлоза – продукт переработки древесины. Определены параметры активации для углеродных волокон, различающихся технологией получения и конечной температурой обработки. Установлено, что углеродное волокно из гидратцеллюлозы после специальной дополнительной обработки и активации существенно увеличивает свою сорбционную ёмкость.

Наилучшими сорбционными характеристиками обладает карбонизованное до 1000 °С углеродное волокно из гидратцеллюлозы после его обработки в токе диоксида углерода при температуре 900 °С. Разработанные условия активации позволяют увеличить удельную поверхность углеродного волокна до 2000 м²/г, а сорбционную ёмкость по метану – до 620 см³/г. При таких характеристиках сорбента в баллон ёмкостью 60 л (для автотранспортных средств), заполненный активированным углеродным волокном массой 1 кг, вмещается при том же давлении в 3 раза больше метана. Создание и использование но-

вого поколения относительно недорогих сорбентов в сочетании с последними достижениями в разработке транспортных средств для перевозки метана в сжатом виде открывают новую эпоху транспорта природного газа.

Известно, что в настоящее время основные объёмы газа доставляются потребителям по системе газопроводов. Создаваемая инфраструктура транспорта газа имеет жёсткую привязку в системе "производитель – потребитель" и очень высокую стоимость. В последние 10–15 лет всё более активно развивается индустрия сжиженного газа, которая обеспечивает большую гибкость связи "продавец – покупатель". Однако широкомасштабное использование LNG сдерживается еще достаточно трудоёмкой и дорогостоящей технологией сжижения и регазификации, что определяет пока ещё более высокую стоимость транспорта сжиженного газа по сравнению с трубопроводным.

Новая технология транспорта сводится к простой технологии сжатия газа, а использование разработанных сорбентов делает сжатый газ конкурентоспособным по многим показателям. Во-первых, это возможность использования наземного автомобильного и железнодорожного транспорта для доставки газа потребителям в самые разные и часто труднодоступные регионы страны. Во-вторых, это возможность использования речных и морских судов для транспорта газа. В-третьих, это самый дешёвый и безопасный вид транспорта метана. Единственным ограничением на сегодняшний день является расстояние транспорта. В зависимости от транспортного средства эффективная по стоимости дальность доставки газа находится в пределах 500–2000 км. Это расстояние вполне достаточно для того, чтобы сделать природный газ доступным для большинства новых потребителей, которые сегодня не получают газ именно из-за нерешённых транспортных проблем. Этот вид транспорта мы назвали "виртуальный газопровод".

Новые возможности транспорта энергии появились в связи с открытием явления сверхпроводимости. Эти работы проводятся Курчатовским центром при участии учёных РАН. Явление сверхпроводимости наступает, когда проводник, обладающий соответствующими свойствами, помещается в среду, как показали последние исследования, с температурой $-98\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже. Такие условия достигаются, когда стержень, выполненный из специальной керамики или другого материала, обеспечивающего сверхпроводимость, помещается в среду сжиженного метана. В этом случае по одному трубопроводу со стержневым сверхпроводящим материалом подаются практически без потерь электроэнергия и сжиженный газ. Подобная технология позволит заменить значительное число газопроводов

большого диаметра и линии электропередач на трубопровод малого диаметра, резко уменьшить потери энергии, улучшить управляемость потоками энергии и сэкономить огромное количество металла. Для реализации этого проекта необходимо подобрать материал для стержневой части трубопровода и решить проблему эффективной его изоляции.

И в заключение об основных задачах и перспективах технологического развития России. Создание новых "многофакторных" технологий, основанных на использовании различных физических, термодинамических, гидродинамических, механических, физико-химических и других эффектов, возможно только на основе развития комплексных фундаментальных исследований, интегрированного их применения в нефтяной и газовой промышленности.

Инновационная программа развития нефтяной и газовой промышленности должна базироваться на максимальном использовании достижений фундаментальной и прикладной науки. Научные исследования призваны обеспечить развитие сырьевой базы; создание новых технологий, увеличивающих степень извлечения углеводородов из недр; разработку новых научно-технических и технологических решений, повышающих эффективность нефтегазопереработки и надёжность работы транспортных систем.

Изучение особенностей строения, энергетики и эволюции Земли позволяет обосновать новые подходы к выявлению происхождения нефти и газа, закономерностей распределения нефтяных и газовых месторождений; даёт возможность внести коррективы в прогноз и поиски залежей углеводородов, связанных со специфическими типами природных резервуаров, обосновать новые технологии поиска и разведки месторождений и по-новому оценить ресурсную базу нефтяной и газовой промышленности.

Современный этап развития учения о нефти и газе имеет очень важное значение. Невиданные масштабы компьютеризация и информатизации во всей инфраструктуре, связанной с поиском, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, внедрением достижений фундаментальных разработок в технику и технологию добычи, транспорта и переработки нефти и газа, дают возможность перейти к инновационному этапу развития нефтяной и газовой промышленности России.