

ТЕХНОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

научно-технологический журнал

№5⁽⁷⁰⁾ 2010

Главный редактор
Б. П. ТУМАНЯН

Научно-редакционный совет

К. С. БАСНИЕВ
А. И. ВЛАДИМИРОВ
А. И. ГРИЦЕНКО
А. Н. ДМИТРИЕВСКИЙ
О. Н. КУЛИШ
А. Л. ЛАПИДУС
Н. А. МАХУТОВ
И. И. МОИСЕЕВ
В. А. ХАВКИН

Журнал издается в Российском
государственном университете
нефти и газа им. И. М. Губкина

СОДЕРЖАНИЕ

20 ЛЕТ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК

НА ПЕРЕДОВОМ РУБЕЖЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКИ.....3

В. Г. Мартынов

ИННОВАЦИОННОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ
ОБРАЗОВАНИЕ – ФУНДАМЕНТ
МОДЕРНИЗАЦИИ СТРАНЫ7

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

А. Г. Коржубаев, В. Г. Федотович, И. А. Соколова

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ
В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОГО ФИНАНСОВО-
ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА..... 10

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Р. Х. Муслимов

СТРАТЕГИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ЗАПАСОВ НЕФТИ 17

В. В. Кульчицкий

ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВА ГЕОНАВИГАЦИИ
ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 26

Д. Ю. Крянев, С. А. Жданов

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ 36

Н. Г. Ибрагимов

РАЗВИТИЕ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 40

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В. А. Курбатов

МЕХАНИЗМ ТЕРМИЧЕСКОЙ ДИМЕРИЗАЦИИ
МОНОМЕРОВ..... 44

ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

О. М. Иванцов

НАУЧНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
СООРУЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ
НА О. САХАЛИН..... 49

ОБОРУДОВАНИЕ

Ф. А. Слободкина

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОФИЛЕЙ
ЛОПАТОЧНЫХ МАШИН,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ..... 56

ЭКОЛОГИЯ

Е. А. Мазлова

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ
В ПРОЦЕССАХ ОЧИСТКИ
НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД..... 60

Директор по информации
Н. П. ШАПОВА

Редактор
Ю. Н. КУЗЬМИЧЕВА

Верстка
В. В. ЗЕМСКОВ

Подготовка материалов
Т. С. ГРОМОВА

Ответственный секретарь
О. В. ЛЮБИМЕНКО

Адрес редакции:
111116, Москва,
ул. Авиамоторная, 6
Тел./факс: (495) 361-11-95
e-mail: oilgas@gubkin.ru,
tng98@list.ru

Интернет: <http://www.nitu.ru>

При перепечатке любых
материалов ссылка на журнал
«Технологии нефти и газа» обязательна

№5⁽⁷⁰⁾ 2010

Журнал зарегистрирован
в Министерстве РФ по делам печати,
телерадиовещания и средствам массовой
коммуникации

Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-16415 от 22.09.2003 г.

ISSN 1815-2600

Включен в перечень изданий
Высшей аттестационной комиссии
Министерства образования
и науки РФ

Подписной индекс в каталоге агентства
«Роспечать» 84100

Тираж 1000 экз.

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации
в материалах, в том числе
рекламных, предоставленных
авторами для публикации

Материалы авторов
не возвращаются

Отпечатано ООО «Стринг»
E-mail: String_25@mail.ru

На передовом рубеже нефтегазовой науки

Свой 20-летний юбилей Российская академия естественных наук отмечает на рубеже нового этапа социально-экономической модернизации Российской Федерации в обстановке устойчивого и динамичного роста экономики страны. Сегодня она по праву является одним из важных факторов в создании качественно новой национальной экономики в России на основе создаваемой инновационной системы и перехода к «экономике знаний». Приоритетные научные направления, разрабатываемые РАЕН, включают концептуальные основы и прогноз условий глобального и национального устойчивого развития, научное обоснование стратегии сбалансированного развития России во имя нынешнего и грядущих поколений, создание новых современных наукоемких технологий в энергетическом и природно-ресурсном комплексах России.

Заметное место в Российской академии естественных наук занимает деятельность Секции нефти и газа, объединяющей известных российских и зарубежных ученых и специалистов, проводящих исследования в наиболее актуальных областях нефтегазовой науки и техники. За истекшие годы Секция нефти и газа прошла большой созидательный научный путь и к юбилею РАЕН подошла с высокой организационной сплоченностью, большим творческим потенциалом и решимостью более эффективно развивать свою научную деятельность по приоритетным проблемам развития топливно-энергетического комплекса России.

Секция нефти и газа РАЕН, созданная в 1993 году, значительно выросла за прошедший период, с 39 до 412 человек в настоящее время, включая 216 действительных членов и 130 членов-корреспондентов, 25 почетных и 30 иностранных членов, 5 советников и 7 адъюнктов РАЕН. В состав Секции нефти и газа входят такие известные нефтегазовому сообществу ученые, как действительный член РАЕН, профессор К. С. Басниев, член-корреспондент РАН — почетный председатель секции нефти и газа; действительный член РАЕН, профессор А. Л. Лапидус; академик РАН, действительный член РАЕН профессор А. Н. Дмитриевский; внесшие весомый вклад в подготовку отраслевых специалистов президент Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, действительный член РАЕН, профессор А. И. Владимиров; ректор Уфимского государственного нефтяного тех-

нического университета, действительный член РАЕН, профессор А. М. Шаммазов; консультант при Президенте Республики Татарстан, действительный член РАЕН, профессор Р. Х. Муслимов; директор Института Океанологии им. П. П. Ширшова, академик РАН, действительный член РАЕН, профессор Р. И. Нигматулин; президент МТЭА, почетный член РАЕН Г. Д. Маргулов; главный научный консультант Российского союза нефтегазостроителей, почетный член РАЕН, профессор О. М. Иванцов; почетный член РАЕН В. И. Игrevский; президент Союза нефтегазопромышленников России, почетный член РАЕН Г. И. Шмаль; руководители ведущих российских компаний: президент ОАО «ЛУКОЙЛ», действительный член РАЕН В. Ю. Алекперов, председатель Совета директоров, почетный член РАЕН ОАО «РИТЭК» В. И. Грайфер, вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ», действительный член РАЕН Л. А. Федун, заместитель председателя правления ОАО «Газпром», действительный член РАЕН А. Г. Ананенков и многие другие. В составе Секции нефти и газа — 30 иностранных членов из 9 стран, среди которых можно отметить таких известных исследователей и ученых, как Пьер Адлер (Парижской институт физики Земли CNPS), профессор Стивен Холдич (декан нефтяного факультета Техасского университета), профессор Мария Цехановска (директор Института нефти и газа в г. Кракове), профессор Юзеф Рачковски (Институт нефти и газа в г. Кракове), профессор Ван Тао (генеральный президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации), профессор Золтан Хайнеман (Австрия, Горный университет Леобне) и др.

В структуре Секции нефти и газа активно действуют региональные отделения: Волго-Камское региональное отделение, возглавляемое действительным членом РАЕН, д.г.-м.н., профессором Р. Х. Муслимовым, Ставропольское отделение, возглавляемое генеральным директором ООО «Газпром Трансгаз Ставрополь», членом-корреспондентом РАЕН, к.г.-м.н. А. В. Завгородневым.

Многолетний опыт работы Секции нефти и газа свидетельствует о том, что её создание являлось объективной потребностью, позволяющей полнее использовать научный потенциал более широкого круга ученых и специалистов для решения назревших проблем в нефтегазовом комплексе страны.

К настоящему времени Секции нефти и газа удалось обозначить системный стратегический курс развития нефтяной и газовой науки, который ведет к углублению связи науки с производством, расширению сфер применения научных разработок в топливно-энергетическом комплексе страны. И здесь оценка её деятельности достаточно зримо определяется высокими научными результатами ученых в следующих сферах: исследование ресурсов углеводородного сырья, совершенствование методов их извлечения из недр, методы промысловой обработки, транспортировки, переработки углеводородного сырья, энергообеспечение и охрана окружающей среды в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. Получено 358 патентов. И вот только некоторые результаты и выводы научных исследований и предложений по решению актуальных проблем отразили по направлениям.

В области управления, экономики и законотворчества

- Разработка методов интенсификации инновационного процесса в отраслях ТЭК, полученных на основе анализа и адаптации зарубежных моделей инновационной деятельности; возможность применения полученных результатов для совершенствования государственного управления в отраслях ТЭК, направленного на увеличение коммерческого оборота инноваций; определение путей и способов технологического развития отраслей ТЭК, обеспечивающих реализацию инновационного варианта долгосрочного развития экономики страны; возможность разработки органами государственного управления концепции инновационного развития ТЭК до 2030 г. с учетом основных трендов инновационного развития ведущих стран мира (Ю. А. Плакиткин).

- Разработка концепции государственной политики в области использования нерудного минерального сырья (И. А. Ларочкина).

- Разработка рациональной программы недропользования в рамках действующей стратегии геологического изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы в Российской Федерации с акцентом на максимально возможный ускоренный прирост запасов нефти для оптимального участия Республики Саха (Якутия) в планомерном многолетнем наполнении нефтепровода ВС-ТО (В. С. Ситников).

- Сформулированы предложения по совершенствованию законодательства о недропользовании и экологического законодательства. Разработка и принятие Положения о кадастровом и горнотехническом учете нефтяных (газовых)

скважин и кустовых площадок, а также Положение о порядке передачи нефтяных (газовых) скважин (кустовых площадок) при прекращении права пользования недрами. В перспективе целесообразно принятие кодифицированного акта, в рамках которого следовало бы определить правовой режим горного имущества (связанного и несвязанного) (Р. Н. Салиева).

В области геологии

- Вопросы сбалансированного воспроизводства запасов нефти и газа Северо-Западного региона России в современных условиях, развитие учения о зонах нефтегазоаккумуляции как целевых объектов поисковых работ (О. М. Прищепа).

- Развитие методик поисков и разведки трещиновато-кавернозных коллекторов нефти и газа на основе объектно-ориентированных геоинформационных технологий (В. А. Поздняков).

- Фундаментальные геолого-геохимические исследования, позволившие оценить нефтегазовый потенциал Арктического шельфа России – нового объекта поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке (А. С. Немченко-Ровенская).

- Выполнение проектов по программе Президиума РАН «Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири» (В. Л. Шустер).

В области бурения

- Новые технико-технологические решения при разработке и обосновании проектов на строительство скважин на Приразломном НМ, Штокмановском и Кириновском ГКМ, месторождениях Обско-Тазовской Губы, Каспийского моря, Сахалинского шельфа (Г. С. Оганов).

- Оборудование для локального крепления скважин не только в России, но и в зарубежных странах: Египте, Саудовской Аравии, Италии, Китае, Иране, Вьетнаме (Г. С. Абдрахманов).

- Создание научных основ применения горизонтальных нефтяных и газовых скважин для рентабельного освоения месторождений нефти и газа на шельфах России и на материках для создания и циклической эксплуатации ПХГ; внедрение разработанных научных основ «Технологий применения горизонтальных скважин» на месторождениях Ирана, Ирака, Алжира, Казахстана, Латвии, России, Вьетнама (З. С. Алиев).

- Разработка новых высокомошных турбин турбобуров, предназначенных для алмазного бурения нефтегазовых скважин; разработка новых осевых и радиальных опор гидравлических забойных двигателей (С. Л. Симонянц).

- Подготовлен к печати англо-русский и русско-английский буровой словарь около 30 п.л. (А. Г. Калинин).

В области разработки

- Создание методики и компьютерной программы оперативного планирования добычи нефти с учетом проведения геолого-технических мероприятий; усовершенствование созданной компьютерной информационно-аналитической системы «Банк данных методов повышения нефтеотдачи пластов», позволяющей проводить оценку фактической и ожидаемой эффективности методов ПНП (А. А. Казаков).

- Предложены и обоснованы новые способы разработки месторождений и обработки призабойных зон (В. П. Дыбленко).

В области транспорта

- Обоснование и создание единой системы газоснабжения Юга России (В. В. Зиновьев).

В области нефтепереработки и нефтехимии

- Разработаны три промышленных ингибитора полимеризации и методы оптимизации энергопотребления для процессов выделения мономеров (В. А. Курбатов).

- Разработка способов синтеза высокооктановых катализаторов гидрогенизационных процессов для вакуумных фракций нефтей (А. А. Пимерзин).

- Экспертиза в области аналитического контроля нефти, нефтепродуктов, объектов окружающей среды (А. Г. Дедов).

- Разработка экспресс-методов анализа продуктов нефтепереработки и нефтехимии на основе многомерного анализа данных; разработка низкотемпературного метода обессеривания нефтяных остатков (Р. З. Сафиева).

- Получены новые научные результаты для оценки факторов, влияющих на механизм формирования остаточных запасов нефти разновозрастных отложений, повышения нефтеотдачи пластов и для разработки теоретических основ технологий подготовки к транспорту, переработке высоковязких нефтей, природных битумов, получения из них ценных продуктов малотоннажной химии и решения при этом экологических задач (Г. В. Романов).

В области экологии

- Экологический мониторинг токсикантов водных и растительных объектов г. Ульяновска (Е. С. Климов).

- Систематизация достижений в исследованиях по экологическому мониторингу; применение биотехнологических методов для ремедиации нефтезагрязненных почв; природоохранные

разработки по российско-норвежскому проекту Баренц-2020 (Э. Б. Бухгалтер).

В области ПХГ

- Разработана технология строительства подземных резервуаров с применением газообразного нерастворителя (природный газ) и внедрена при сооружении Волгоградского и Калининградского ПХГ; разработана технология строительства подземного резервуара тоннельного типа в маломощных пластах каменной соли (В. А. Казарян).

В области образования

Создана инновационная образовательная технология дистанционного интерактивно-производственного обучения инженерным профессиям, изложенная в монографии «Дистанционное интерактивно-производственное обучение нефтегазовому делу»; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ОАО «РИТЭК» Инженерный центр НП «Технопарк-Губкинский университет» проводят научно-исследовательские, учебно-методические и внедренческие работы, направленные на создание принципиально новых технологий управления строительством скважин (В. В. Кульчицкий).

- Подготовлены учебные пособия по технологии применения горизонтальных скважин (З. С. Алиев).

Научные гипотезы и новые взгляды на «старое»

- Создание математического аппарата и физического обоснования лемм-гипотез, выдвинутых в 80-е годы прошлого столетия:

- «Тепловое излучение помнит о своем происхождении»;

- «Глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн».

Используя технологию МВТГМ и создав систему «ОКО ЗЕМЛИ – Всевидящий глаз», можно будет конкретно определить, какая истинная температура в нижних мантиях Земли, а самое главное, в оперативном режиме отслеживать и предсказывать все стихийные и геотехногенные катастрофы нашего общего дома – планеты Земля (Р. Д. Мухамедяров).

Впервые сформулировано, что нефтяная наука, являющаяся частью наук о Земле, и аккумулирующая такие научные дисциплины, как геология, математика, физика, химия, имеет свой специфический объект исследований – физико-химические наноявления в геологических телах, пластовых флюидах и промысловом оборудовании, охватывающий как сами наноявления, так и способы их учета при геолого-гидродинамических и технико-экономических

расчетах разработки и эксплуатации нефтегазовых залежей (А. Я. Хавкин).

Членами Секции были получены 239 грантов, в том числе: Международной топливно-энергетической ассоциации за научно-исследовательскую работу «Экономические проблемы воспроизводства ресурсного потенциала нефтяной промышленности», Минпромэнерго, Минобрнауки, Минпрома, РФФИ, Фонда содействия развитию бизнеса в научной сфере и др.

На регулярной основе Секцией нефти и газа ведется активная издательская деятельность. Только за последние пять лет членами Секции опубликованы 152 монографии, 3551 статья, 155 учебных пособий.

Важным издательским проектом последних лет, получившим заслуженное признание в нефтегазовом сообществе, стало издание трехтомника по истории российской нефтяной промышленности «Предвестие эры нефти», «Нефть страны Советов» и «Нефть новой России» под общей редакцией академика РАЕН В. Ю. Алекперова. А в апреле прошлого года в Санкт-Петербурге на Всероссийском конкурсе Ассоциации книгоиздателей «Лучшие книги года» лауреатом 2009 г. в номинации «Лучшее издание по естественным наукам, технике и медицине» признана книга академиков РАЕН А. А. Матвейчука и И. Г. Фукса «Истоки российской нефти».

Уже двенадцать лет под редакцией действительного члена РАЕН д.т.н., профессора Б. П. Туманяна выпускается журнал «Технологии нефти и газа», в котором есть рубрика «Известия РАЕН» Секции нефти и газа. На страницах этого журнала публикуются труды членов Секции, обсуждаются вопросы, касающиеся деятельности нефтегазового комплекса страны в современную эпоху с учетом крупных геополитических, социально-экономических и технологических изменений, которые происходят в мировой энергетике.

За истекший период Секция нефти и газа осуществляла плодотворную работу с зарубежными учеными и специалистами в области нефти и газа. Члены Секции участвовали в 922 конференциях, семинарах, симпозиумах, съездах, и в том числе в 380 международных форумах и конференциях. Иностранцы члены РАЕН часто выступают с научными докладами на общих собраниях, и их активная деятельность не проходит мимо внимания руководства Академии, многие из них удостоены высоких наград РАЕН. Тесное сотрудничество существует

с Институтом нефти и газа (г. Краков, Польша), директор которого Мария Цехановска является иностранным членом РАЕН, с китайским профессором Ли Го Юй, презентация нового большого труда которого «Геологический атлас мира» он предлагает провести в юбилейные дни Академии. Плодотворное сотрудничество осуществляется с французским Институтом нефти, профессором Пьером Адлером, руководителем Американского отделения РАЕН Д. Чилингаром, а также с российскими соотечественниками, находящимися за рубежом – профессором Ю. Ф. Макогоном и др. Результатом сотрудничества являются проводимые конференции, издание научных трудов. Представители Секции нефти и газа РАЕН принимают участие в работе мировых нефтяных и газовых конгрессов и конференций, в заседаниях Высшего административного Совета Европы по проблемам коррозии и во многих международных встречах. В деятельности функционирующего на базе Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина Национального центра экологического менеджмента и чистого производства для нефтегазовой промышленности РФ активно участвуют члены РАЕН под руководством действительного члена РАЕН профессора С. В. Мещерякова. Этот центр создан в сотрудничестве с международной организацией ЮНИДО.

В настоящее время тенденции мирового экономического развития убедительно показывают, что России жизненно важно в короткие сроки сформировать экономику инновационного типа. Для инновационного и технологического прорыва в российском нефтегазовом комплексе необходимо ускорить мобилизацию научно-технического потенциала отрасли, сосредоточить ресурсы на развитии выбранных приоритетных направлений науки, создать условия для активного внедрения ее достижений в производство. Именно весомые научно-технологические ресурсы должны стать основным фактором инновационного развития нефтяной и газовой промышленности России.

Коллектив ученых Секции нефти и газа, отмечая 20-летний юбилей РАЕН, проявляет решимость и творческую заинтересованность в расширении фронта научной деятельности и намерен полнее использовать весь научно-технический потенциал в интересах российского ТЭКа, общества и государства, дополняя тем самым деятельность государственных научных учреждений по укреплению энергетической безопасности России.

Инновационное профессиональное образование — фундамент модернизации страны

В. Г. Мартынов
Ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Поднимаемая тема предельно кратко выражается словами: «Конкурентоспособную экономику могут создавать только конкурентоспособные специалисты».

Может показаться, что это — банальное утверждение и доказывать его — все равно, что ломиться в открытую дверь.

Действительно, и амбициозный проект под названием «Сколково», и реализуемые государством в системе высшего профессионального образования проекты вычленения из всего множества вузов элитных университетов, и придание им статуса национальных, исследовательских, федеральных, и весьма ощутимая, исчисляемая несколькими десятками миллиардов рублей поддержка их программ развития — все это иллюстрация понимания на самом высоком уровне управления страной этой нехитрой истины.

Тем не менее тот эффект, на который рассчитывает общество от реализации указанных проектов, отнюдь не гарантирован.

Прежде всего потому, что этим проектам чуть-чуть не хватает системности.

Разве не очевидно, что пока профессорская карьера не будет в числе наиболее заманчивых для выпускников университетов, не будет обеспечено воспроизводство главного ресурса высшей школы — научно-педагогических кадров — высшая школа не сможет решать те задачи, которые перед ней поставлены в рамках общей политики модернизации страны.

Но соответствующий компонент в проектах развития профессионального образования, увы, как именно главный не рассматривается.

Недавно на одном из совещаний премьер-министр страны В. В. Путин с совершенно обоснованным удовлетворением констатировал, что наконец-то прирост запасов полезных ископаемых в стране за год, благодаря усилиям геологов и геофизиков, по многим позициям превысил их годовую добычу.

Конечно, очень важно, чтобы ресурсная база ТЭКа не оскудевала. Это необходимое условие устойчивого развития страны. И сказанное Председателем Правительства РФ протранслировали на всю страну основные телевизионные каналы.

Но почему же общество не так беспокоит состояние кадровых ресурсов высшей школы?

Ведь печальную тенденцию старения профессорского корпуса переломить пока никак не удается.

А, как известно, с возрастом инновационный настрой несколько угасает. И если не несет этот настрой преподаватель в аудиторию, так откуда же ему взяться у студентов и, соответственно, у молодых специалистов?

Есть и еще одна проблема.

РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина — инженерный вуз и дает инженерное образование. А инженерная деятельность, к которой готовит вуз своих студентов, это, как и любая другая, — система.

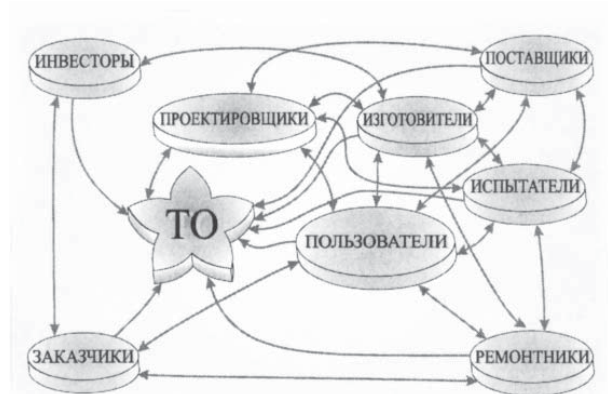
Субъекты деятельности — инженеры — являются хоть и важнейшим, но одним из многих типов элементов, образующих эту систему. Между тем известно, что тех главных свойств системы, которые она приобретает, когда ее элементы связываются определенной структурой и взаимодействуют, у каждого отдельного элемента нет.

И науке известен системный парадокс, состоящий в том, что нередко система, состоящая из простых (даже примитивных) элементов, может оказаться эффективнее той, которая образована сложными элементами.

Практика свидетельствует, что сколь бы был прекрасен лебедь, совершенна щука и целеустремлен рак, они в совместной деятельности отнюдь не всегда могут реализовать свою яркую индивидуальность и креативность.

Успех дела в инженерии определяется не только образованностью, талантливостью участвующих в этом деле специалистов, но и тем, как их деятельность организована, в какую структуру более высокого порядка она включена. Сложность этой системы применительно к созданию технических объектов любой природы иллюстрирует рисунок.

И когда речь идет об интеллектуальных ресурсах инновационной инженерной деятельности, о специально подготовленных для этой деятельности людях, то понятно, что эта подготовка



должна быть ориентирована на эффективную технологию деятельности.

Заметим, что технология инженерной деятельности в большинстве технических вузах ни в нашей стране, ни за рубежом не изучается. Нет такой дисциплины. Студенты одной специальности, одного колледжа учатся изолированно от студентов других, даже смежных, специальностей, в то время как на производстве специалисты соответствующего профиля работают бок о бок, тесно взаимодействуя друг с другом.

В Губкинском университете разработана и уже внедрена новая образовательная технология, которая позволяет в стенах университета симитировать реальную проектную и производственную деятельность в нефтегазовом комплексе в условиях тотальной информатизации и интеллектуализации технологических процессов в отрасли.

Опыт показывает, что эта технология эффективна не только с точки зрения развития у студентов необходимых компетенций работы в команде.

Она ориентирована прежде всего на молодых преподавателей и сотрудников и служит, в известной степени, тем цементирующим фактором, который существенно снижает центробежные силы, вынуждающие молодых преподавателей уходить в бизнес-структуры. Потому что сама эта технология инновационна по сути, поэтому очень интересна и увлекательна.

Ее реализация базируется на сплоченности коллектива преподавателей, и вот эта сплоченность, это чувство принадлежности к команде молодых творческих единомышленников, делающих вместе совершенно новое и весьма перспективное дело, и становится залогом омоложения преподавательского корпуса в университете.

Все это стало возможным, благодаря системному использованию университетом современных достижений IT-индустрии.

До сих пор основным способом развития у будущих специалистов профессиональных компетенций практической работы были и остаются производственные практики.

Но в условиях рынка гарантировать всем студентам полноценную практику ни один вуз не может. Не может и нефтегазовый университет иметь у себя реальный нефтегазовый промысел, нефтеперерабатывающий завод, участок магистрального нефте- или газопровода.

Миниполигоны — это возможно. В университете такие полигоны с действующими технологическими установками, приобретенными и смонтированными с помощью партнеров — нефтегазовых компаний, созданы и эффективно работают не один год.

Современное рабочее место инженера — компьютеризировано, в том числе и непосредственно на производстве — на буровой, на промысле, на компрессорной станции, не говоря уже о проектной или инжиниринговой компании, что позволяет контролировать и анализировать ход технологического процесса, не выходя из стен офиса, не поднимаясь со своего рабочего места.

Воспроизвести в вузе подобные компьютеризированные рабочие места и использовать их как компьютерные тренажеры вполне возможно. Технически эта задача сегодня абсолютно решаема.

В университете созданы современные компьютерные тренажеры бурильщика, бурового мастера, геолога промысла, технолога разработчика, специалиста по капитальному ремонту скважины, промыслового химика и т.д. и объединены в сеть. В эту сеть встроен ситуационный центр принятия решений, названный по аналогии с известным всем и каждому по телерепортажам ЦУПом ЦУРМом — центром управления разработкой месторождений, все указанные рабочие места обеспечены программными продуктами, используемыми в промышленности, а для возможности работы с ними создан мощный ЦОД с суперкомпьютером — таким образом, получился виртуальный нефтяной (или газовый) промысел.

Надо подчеркнуть, что это ультрасовременный промысел, их сегодня единицы, в основном в морской нефтегазодобыче, и повсеместными они будут завтра. Но это «завтра» как раз и смогут приблизить выпускники, которые уже сегодня подготавливаются к их созданию и к работе на них. В этом и заключается реализация принципа опережающего образования. А инновационное образование другим и не может быть. Опере-

жающее и инновационное — это, в сущности, синонимы.

Студенты сели за тренажеры в соответствии с их специальностью. И стали разыгрывать реальные производственные ситуации, отображающие совместную работу команды специалистов различного профиля. Таким образом, создан новый тип учебного процесса, в котором синхронизированы практические занятия студентов различных специальностей, в которых в качестве модераторов, дирижеров одновременно работает команда преподавателей различных кафедр. Для вузов — это в новинку, даже для ведущих зарубежных университетов.

Эту технологию стремятся освоить сегодня многие вузы страны, включая федеральные и исследовательские университеты. Это и Физтех, и Томский технический и Сибирский федеральный университеты, и целый ряд других.

Через эту технологию вуз помог творчески раскрыться команде молодых преподавателей. Этим преподавателям были созданы самые комфортные условия для профессионального роста. Благодаря государственной субсидии на реализацию инновационной образовательной программы, победившей в конкурсе Минобрнауки РФ 2007 года, университет смог направить их на стажировки в зарубежные вузы и исследовательские центры (Денвер и Хьюстон — США, Ставангер — Норвегия, Лондон и Абердин — Англия). Они получили возможность освоить самые современные программные продукты под руководством специалистов из Шлюмберже, Статойла, Халлибуртона и др. Был создан фонд для финансирования их методических разработок, пересмотрены нормативы оплаты преподавательской работы в виртуальной среде профессиональной деятельности.

Приобретенный опыт будет широко использоваться при реализации Программы развития

Губкинского университета как национального исследовательского.

Одна из главных задач этой Программы гласит: «Повысить качество образовательной деятельности, увеличив долю молодых, творчески активных научных и научно-педагогических работников в коллективе университета и существенно подняв уровень участия преподавателей, магистрантов и аспирантов в научных исследованиях, а научных работников и аспирантов — в учебном процессе».

А на это будут работать и те инновационные научные и инженерные проекты, которые реализует университет по приоритетным направлениям развития ТЭК, и те институциональные и инфраструктурные преобразования, которые запланированы в рамках указанной Программы, в частности создание разветвленной сети малых внедренческих предприятий, помогающих молодым научно-педагогическим работникам внедрять свои разработки с коммерческим эффектом как для университета, так и для себя.

Те новые профессиональные компетенции обучения студентов и специалистов на виртуальных промыслах, НПЗ, системах нефтегазотранспорта и сбыта, которые приобрели молодые преподаватели сегодня, востребованы и в системе дополнительного профессионального образования. И это еще один канал повышения общего уровня оплаты их труда, привязывающий их к университету.

Вывод такой — инвестиции в инновационную образовательную и научную деятельность позволяют, при грамотном их использовании, поймать ту самую синюю птицу удачи в решении центральной для отечественной системы образования задачи воспроизводства научно-педагогического потенциала высшей школы — главного ресурса политики модернизации экономики страны.



*Сердечно поздравляем
Российскую академию естественных наук
с 20-летним юбилеем!*

Желаем дальнейших успехов в научной деятельности.

*Редколлегия журнала
"Технологии нефти и газа"*



Нефтяная и газовая промышленность России в условиях современного финансово-экономического кризиса

А. Г. Коржубаев, В. Г. Федотович, И. А. Соколова
Сибирское отделение РАН, ОАО «ВНИПИнефть»

Рассмотрен механизм развития современного финансово-экономического кризиса, показано его влияние на экономику и основные отрасли промышленности России. Сделан вывод о том, что в условиях выхода из кризиса повышение эффективности экономики России может быть обеспечено за счет диверсификации ее отраслевой и региональной структур, привлечения прямых инвестиций в развитие национального хозяйства. При этом потребуются расширение государственного заказа и государственных капиталовложений в финансирование геолого-разведочных работ и создание объектов производственной и транспортной инфраструктуры.

Ключевые слова: финансово-экономический кризис, финансирование и научное обеспечение геолого-разведочных работ, воспроизводство минерально-сырьевой базы, показатель эффективности поисково-разведочного бурения.

Причины кризиса

Главная причина кризиса (начавшегося в США в августе 2007 г.) — несоответствие уровня и характера развития производительных сил (и производства) уровню и характеру развития производственно-финансовых отношений. Особенности нарушения основного закона политической экономии в современном мировом экономическом порядке проявились прежде всего в диспропорциях отраслевой и региональной структуры концентрации производства и финансов. Основные проявления таких диспропорций:

- несоответствие объемов материального производства уровню доходов по странам и регионам, прежде всего душевых доходов;
- гипертрофированная структура относительных цен на товары и услуги как внутри отдельных стран, так и на международном уровне;
- гипертрофированная структура отраслей по странам и регионам, сомнительная специализация (в основном экспорт финансовых услуг) ряда богатых (в денежных терминах) стран в международном разделении труда;
- значительные диспропорции в квалификации и цене рабочей силы в мире, различия индивидуальных оценок праздности и дохода от занятости по странам, торговым и экономическим блокам (одна из причин антиглобализма);
- значительные региональные диспропорции в производстве и потреблении энергоносителей, особенно на душу населения;
- замещение в странах с избыточным по отношению к индустриальному потенциалу населением фактора «рабочая сила» другими факторами производства;

- страновые и региональные диспропорции в структуре относительных цен на сырье и энергоносители;

- внутренняя экономическая, в том числе эмиссионная политика, ряда крупных стран, в первую очередь США;

- внутренняя и внешняя финансовая и кредитная политика развитых стран и их кредитно-финансовых государственных и частных учреждений;

- высокая страновая дифференциация в образовательном уровне населения; значительные диспропорции в уровне НИОКР и достигнутом технологическом уровне развития экономик различных стран.

Суть механизма развития современного кризиса, затронувшего в первую очередь финансовые рынки, заключается в следующем. С 2002 г. американская экономика прошла период достаточно бурного роста, сопровождаемого мягкой денежной политикой ФРС, доступностью и дешевизной доллара, низкими процентными ставками. В это время брокеры на рынке недвижимости и коммерческие банки предложили новый тип ипотечных кредитов — subprime. Заёмщику не надо было делать первый взнос и подтверждать, каким-либо образом свои доходы. Рост рынка недвижимости с 2003 г. во многом обязан именно этому инструменту. Банки, в свою очередь, не желая оставлять столь рискованные активы на своём балансе, объединяли ипотеки одинаковой степени риска в пул (Collateralized Debt Obligation) и продавали институциональным и другим крупным инвесторам. Владельцы CDO, также желая диверсифицировать риски, покупали страховку (Credit Default

Swap) от инвестбанков и страховых компаний, обещая им постоянные платежи взамен выплат в случае дефолта по subprime ипотекам. Рынок CDO вырос со 158 до 552 млрд долл. за три года (2004–2007), составляя около 4,6% от американского ВВП, тогда как рынок CDS увеличился до 62,2 трлн долл. (518%). Такой громадный рост и такая ликвидность были вызваны желанием финансовых институтов максимально рассредоточить риски, забалансовыми операциями и недостатком регулирования.

Наращение количества дефолтов по subprime бумагам привели к исчезновению доверия между финансовыми посредниками и заёмщиками, невыдаче новых кредитов. Цены на рынке недвижимости стали падать, обесценивая денежную стоимость залога по уже взятым кредитам, что привело к многочисленным наступлениям margin calls у заёмщиков и обесценению активов коммерческих и инвестиционных банков. Обесценение активов и необходимость переоценки баланса по рыночной стоимости привело к квартальным убыткам, сначала бумажным, а потом и реальным, когда замороженные в ипотечных кредитах активы пришлось продавать по снизившейся стоимости. Снижение курса акций (в первую очередь банков и других финансовых институтов) и паника на фондовом рынке стали характерным явлением текущего кризиса. Исчезновение ликвидности и сжатие рынков, дефолты по CDO и CDS привели к банкротству многих игроков (Bear Stearns, Lehman Brothers), другие были спасены благодаря вмешательству государства (крупнейшая международная страховая корпорация AIG).

Далее паника распространилась на другие кредитные рынки внутри американской экономики. Учитывая, что кредитная экспансия играла ключевую роль в стимулировании и поддержке спроса в реальном секторе, падение промышленного производства стало неминуемым и измеряется несколькими процентами ВВП. Снижение внутреннего потребительского спроса усугубилось падением спроса инвестиционного. По цепочке межотраслевых связей кризис стал распространяться на экономики европейских и азиатских стран, по преимуществу экспортирующих свою продукцию в США, и во многом через поведенческие механизмы (такие как паника, потеря доверия к финансовым рынкам) на другие развитые рынки, имеющие сходную с американской структуру экономики.

В современном кризисе сработала следующая схема: невозврат долгов по ипотечным кредитам → банкротство страховых организаций → банкротство банков → снижение объемов либо прекращение кредитования, в том числе между-

народных транзакций → снижение объемов инвестиций (прямых и портфельных) и финансирования текущей деятельности → снижение производства → сокращение занятости → сокращение доходов → уменьшение спроса → падение деловой активности, дальнейшее сокращение инвестиций, производства и занятости.

Влияние кризиса на экономику и важнейшие отрасли промышленности России

В условиях глобального финансово-экономического кризиса в мире в целом и практически во всех странах, в той или иной мере вовлеченных в мирохозяйственные связи, происходит снижение инвестиционной активности, замедляется рост спроса на конечную и технологическую продукцию, энергоносители; откладывается реализация многих инфраструктурных, энергетических, производственных, а также инновационных, особенно венчурных, проектов.

Российская экономика открыта и значительно интегрирована в мировую, отношение объёма торговли (экспорт + импорт) к ВВП в 2009 г. составило 45%. Российский фондовый рынок серьезно зависит от портфельных инвестиций иностранных инвестфондов. Будучи одним из emergin markets, он начинает испытывать значительные флуктуации, при нестабильности и отсутствии ликвидности на развитых финансовых рынках, а капитализация компаний моментально снижается. Инвестиционная привлекательность значительно падает.

В России произошло сокращение реального ВВП и промышленного производства при девальвации рубля; снижение инвестиций (в 2009 г. на 14%) и занятости; произошло сокращение экспорта в денежном выражении и сальдо торгового баланса; сократились доходы и возник дефицит федерального бюджета; при этом инфляция оказалась ниже ожидаемой, а по ряду товарных позиций произошло снижение цен; производство в ряде отраслей стабилизировалось; снижение капитализации уже в первом квартале достигло зоны сопротивления (таблица, рис. 1, 2).

Снижение капитализации составило в 2008 г. от 50–60% (связь) до 75–85% (банковский сектор). Падение капитализации металлургических компаний составило в среднем 79%, химических — 77%, электроэнергетических — 75%, нефтегазовых компаний в среднем 70%. В первые пять месяцев 2009 г. негативные тенденции на рынке акций усилились в банковской сфере при сохранении тенденций в металлургии и улучшении ситуации в нефтегазовом и нефтехимическом секторах, а также в связи.

Основные макроэкономические показатели в России в 2007–2009 гг.

Показатель	2007 г.	2008 г.	2009 г.
ВВП (в сопоставимых ценах), % к предыдущему году	108,1	105,6	92,1
ВВП в фактически действовавших ценах, млрд руб.	33114	41256	41540
ВВП, млрд долл. США (по валютному курсу)	1250	1650	1340
ВВП, тыс. долл. США / чел. (по валютному курсу)	9	12	9
Среднегодовой официальный курс рубля РФ по отношению к доллару США, руб./долл.	25,50	25,00	31,00
Численность населения, млн чел.	142,0	141,9	141,9
Общая численность безработных, на конец периода, тыс. чел.	4607	4804	6173
Численность официально зарегистрированных безработных, на конец периода, тыс. чел.	1560	1400	2080
Уровень безработицы к экономически активному населению, на конец периода, %	6,1	6,3	8,8
Отношение ВВП к денежной массе	2,5	3,1	2,9
Отношение денежных доходов населения к ВВП	0,05	0,05	0,06
Отношение денежных доходов населения к денежной массе	0,1	0,2	0,2
Инфляция по индексу потребительских цен, %	111,9	113,3	108,8
Экспорт товаров и услуг, млрд долл.	352,5	470,8	345,6
Импорт товаров и услуг, млрд долл.	199,7	292,5	254,9
Сальдо торгового баланса, млрд долл.	152,8	178,3	90,7
Сальдо торгового баланса в ВВП, %	12,2	10,8	6,8
Инвестиции в основной капитал (в фактически действовавших ценах, трлн руб.) (с 1998 г. – млрд руб.)	6400,0	8606,7	7539,9
Доля инвестиций в ВВП, %	19,3	20,9	18,2
Индекс промышленного производства, % к соответствующему периоду предыдущего года	106,3	102,1	72,6
Продукция сельского хозяйства, % к соответствующему периоду предыдущего года (в сопоставимых ценах)	103,4	110,8	100,5
Доходы федерального бюджета, на конец периода (по данным Минфина)			
млрд руб.	7779,1	9258,1	7336,0
% к ВВП	23,6	22,4	17,7
Расходы федерального бюджета, на конец периода (по данным Минфина)			
млрд руб.	5983,0	7560,9	9662,2
% к ВВП	18,1	18,3	23,3
Профицит федерального бюджета, на конец периода (по данным Минфина)			
млрд руб.	1796,1	1697,2	–2326,1
% к ВВП	5,4	4,1	–5,6
Ставка рефинансирования Банка России, на конец периода, % годовых	10,0	13,0	8,75

Начиная с весны 2009 г., происходит медленное оживление финансовых рынков, главным образом, за счет роста курса акций нефтегазового сектора (см. рис. 2).

Россия — крупнейший в мире производитель и экспортер нефти и газа как по энергетической ценности, так и в денежном выражении. Нефтегазовый комплекс (НГК) — важный элемент российской экономики (формирующий в последние годы 45–50% доходов федерального бюджета) и глобальной системы энергообеспечения.

Добыча газа в России превышает 21% глобальной добычи, добыча нефти и конденсата — 12,4%. В части добычи газа Россия и США

значительно опережают ближайших конкурентов, производя его в 3–7 раз больше, чем Канада, Иран или Алжир. В добыче нефти и конденсата с большим отрывом от всех остальных стран лидируют Саудовская Аравия и Россия.

В 2009 г. в результате падения спроса на газ, прежде всего со стороны стран Европейского Союза, добыча газа в России сократилась на 12,5% (рис. 3). В части добычи нефти отмечен небольшой рост — на 1,2% (рис. 4) — при увеличении экспортных поставок в условиях сокращения квот странами ОПЕК и естественного снижения добычи в Северном море.

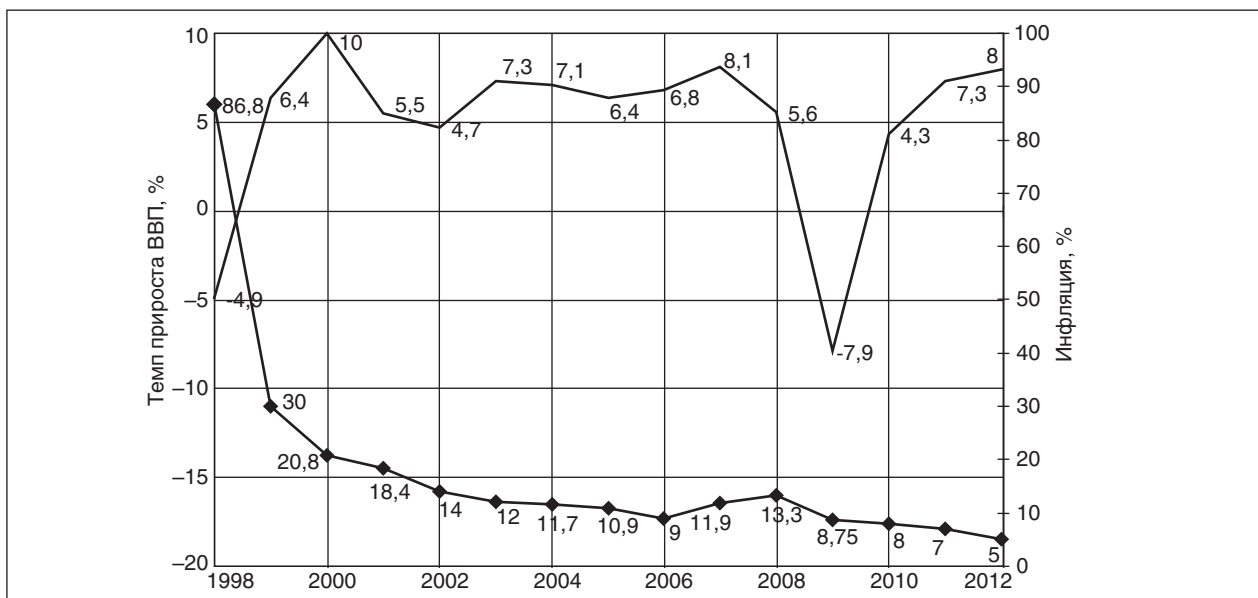


Рис. 1. Темп прироста ВВП и инфляция в России в 1998-2009 гг. и прогноз до 2012 г.:
 1 — темп прироста ВВП (в сопоставимых ценах), % к предыдущему году; 2 — инфляция по индексу потребительских цен, %

Задача дальнейшего эффективного развития нефтегазового комплекса России — наращивание экспорта сырья любой ценой, а превращение денежных доходов в капитал, за счет эффективных инвестиций в развитие сырьевой базы, систем глубокой переработки и транспорта УВ на внутренний и международные рынки, формирование глобальной, контролируемой российским государством и бизнесом, системы нефтегазообеспечения,

диверсифицированной системы экспортных поставок.

С учетом высокой вовлеченности НГК в мирохозяйственные связи процессы в мировой экономике оказывают существенное влияние на ситуацию в газовой и нефтяной промышленности России.

Влияние кризиса на НГК России проявилось в следующих как положительных, так и негативных процессах:

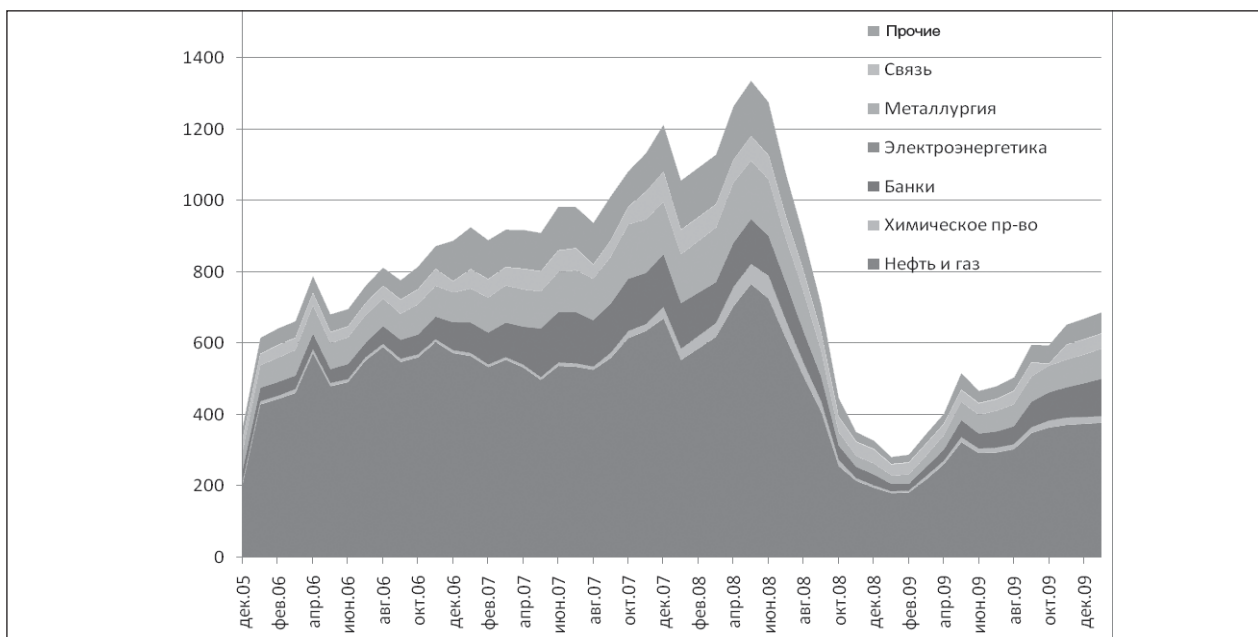


Рис. 2. Капитализация российского рынка по отраслям в период с января 2008 г. по декабрь 2009 г., млрд долл.

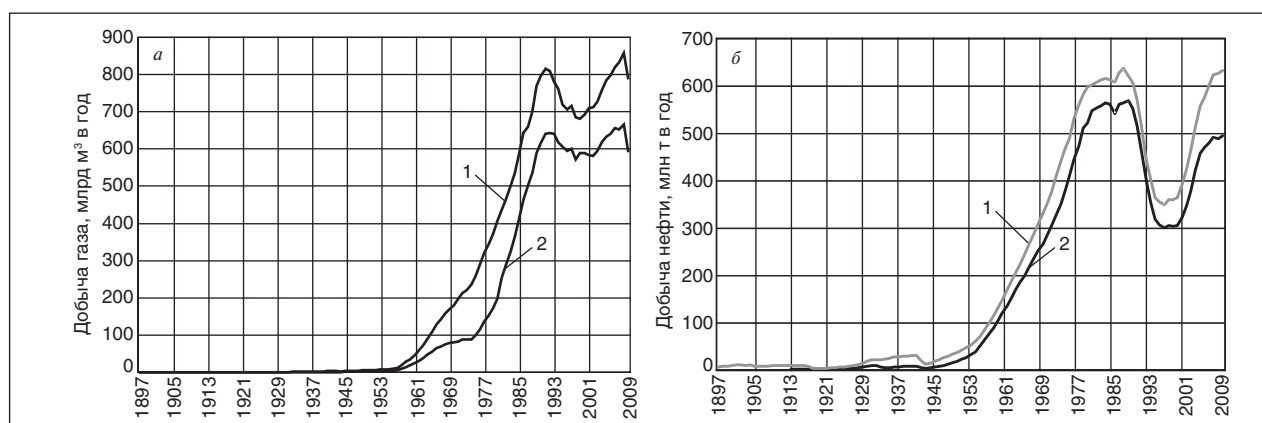


Рис. 3. Добыча газа (а) и нефти (б) в России в 1897–2009 гг.: 1 — Российская империя, СССР, СНГ; 2 — РСФСР, РФ

- снижение цен по сравнению с пиковыми значениями на нефть с осени 2008 г. (рис. 4, 5) и газ с весны 2009 г.;

- сокращение темпов роста спроса на нефть и газ в Азии, стагнация спроса в Америке, спад в Европе;

- снижение цен на инвестиционную продукцию для НГК – металлы, трубы, оборудование;

- девальвация рубля по отношению к основным мировым валютам, прежде всего к доллару и евро;

- изменение условий кредитования;

- снижение капитализации компаний (см. рис. 2);

- снижение инвестиционного строительства и вложений в ГРП, которые по преимуществу финансировались из прибыли;

- ухудшение возможностей привлечения денежных средств на финансовых рынках (выпуск облигаций).

В целом в 2008 г. финансовая ситуация в НГК России развивалась крайне неравномерно. Рост цен на нефть марки Urals в январе-июле 2008 г. с 89,5 долл./барр. до 129,7 долл./барр. обеспечил значительный рост финансовых показателей нефтяных компаний, приток иностранной валюты в страну, увеличение налоговых поступлений в бюджет и в специальные фонды (Резервный фонд, Фонд национального благосостояния), рост золотовалютных резервов. Во втором полугодии произошло значительное снижение цен на нефть: к декабрю 2008 г. они снизились до 39,2 долл./барр. Среднегодовая (2008) экспортная цена нефти составила около 95 долл./барр., что значительно превышает уровень 2007 г. — 69 долл./барр. Основная часть нефтяных компаний, получивших значительный прирост общей выручки и прибыли в первом и во втором кварталах 2008 г., с учетом трехмесячного лага в изменении таможенных пошлин имели значи-

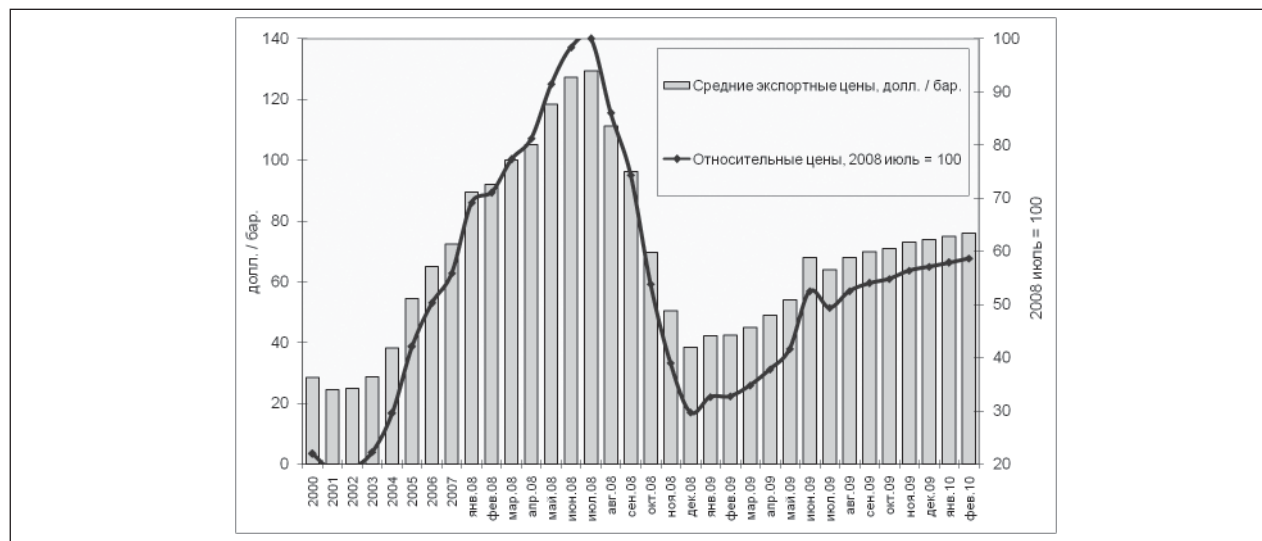


Рис. 4. Средние экспортные цены на российскую нефть в 2000–2010 гг.

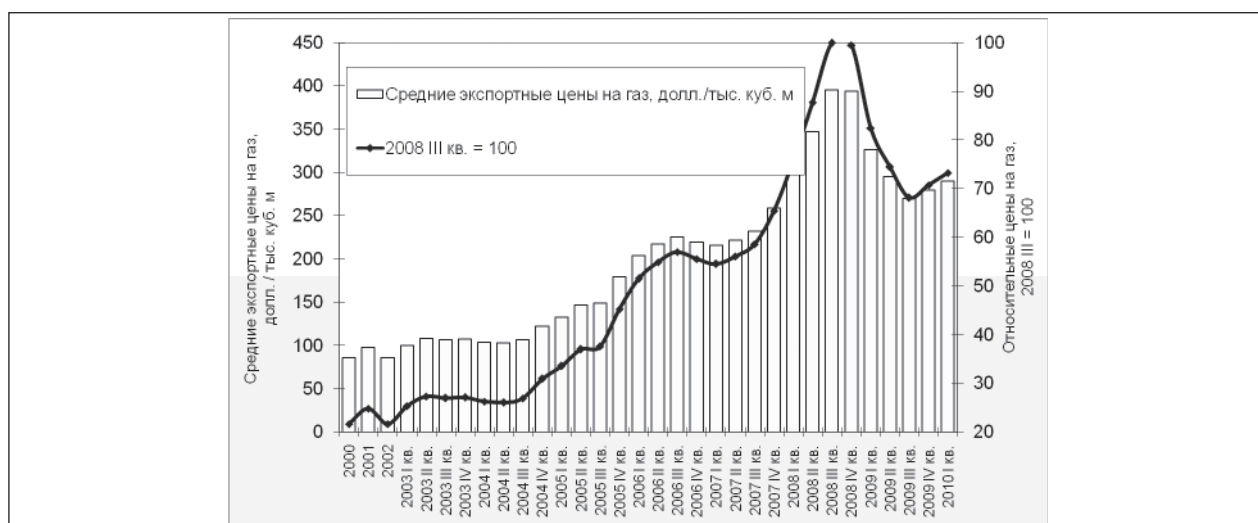


Рис. 5. Средние экспортные цены на российский газ в 2000–2010 гг.

тельные убытки в четвертом квартале. Начиная со второго полугодия 2009 г, международные цены на нефть вновь стабилизировались на достаточно высоком уровне в среднем диапазоне 60–72 долл./бар., что тем не менее более чем в 2 раза ниже середины 2008 г.

Средние экспортные цены на газ достигли своего пика в третьем квартале 2008 г. — около 396 долл./тыс. м³, после чего последовательно снижались до 270 долл./тыс. м³ в третьем квартале 2009 г. Среднегодовая цена газа составила в 2009 г. 280 долл./тыс. м³, что выше уровня всех предыдущих лет за исключением 2008 г.

Другим каналом распространения кризиса на нефтегазовую отрасль явилось сжатие кредитных рынков и исчезновение ликвидности. Меры государственного регулирования и помощи оказались в данной ситуации неэффективными и недостаточными. Осенью 2008 г. в ожидании постепенной девальвации рубля и общей нестабильности банки перестали кредитовать реальный сектор, конвертируя получаемые от государства через ВЭБ, ВТБ и Сбербанк средства в иностранную валюту и экспортируя капитал за границу. Все российские компании нефтегазового сектора имеют высокий уровень долга в своей структуре капитала (в среднем по отрасли, кроме ОАО «Сургутнефтегаз», 20–25% от активов). Значительная часть долга номинирована в иностранной валюте и имеет краткосрочный характер, до трёх лет. Невозможность текущего рефинансирования и недостаток ликвидности привели к наступлению margin calls по многим кредитам перед иностранными контрагентами, залогом по которым выступали акции самих компаний. Угроза потери контроля резидентами над российскими активами вызвала необходимость экстренного вмешательства государства через ВЭБ и ВТБ для помощи в

рефинансировании. Неопределённость ситуации на финансовых и кредитных рынках привели к снижению рентабельности отрасли в целом, «вымыванию» оборотных активов и заморозке инвестиций в новые проекты.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы

Главной долгосрочной опасностью, вызванной кризисом, является снижение вложений в НИОКР и ГРП; нарастание технологических проблем и задержка в реализации крупных инвестиционных проектов. Проблема недоинвестирования НГК России не была решена и в предкризисный период, превышение объёмов добычи над приростом доказанных запасов создают опасность стагнации в долгосрочной перспективе этой важнейшей отрасли российской экономики.

В долгосрочной перспективе добыча углеводородов в значительной мере будет определяться состоянием и развитием минерально-сырьевой базы. Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства. Начиная с 1994 г., приросты запасов нефти и газа существенно меньше, чем добыча этих полезных ископаемых. Превышение добычи над приростом запасов нефти составило в период 1994–2009 гг. около 1,2 млрд т.

Финансирование геологоразведочных работ составило в 2008 г. 146,3 млрд руб., увеличившись по отношению к 2001 г. в 8,5 раз или в 3,7 раза в неизменных ценах (с поправкой на инфляцию). Федеральные расходы на проведение ГРП на углеводородное сырьё в 2008 г. составили 10,1 млрд руб.

В связи со снижением государственных инвестиций в геологоразведку в России в 2009 г. объем параметрического бурения сократился на 41%: с 17,1 до 10,1 тыс. м по сравнению с 2008 г., сократившись до уровня 2005 г. В 2009 г. более чем на 30% уменьшились объемы сейсморазведки: с 44,8 тыс. пог. км в 2008 г. до 29,6 тыс. пог. км в 2009 г.

В 2009 г. на проведение геолого-разведочных работ на углеводороды (нефть и газ) из федерального бюджета было выделено 8,9 млрд руб., что ниже аналогичного показателя 2008 г. на 1,2 млрд руб. Расходы на ГРП за счет средств недропользователей снизились в среднем на 30% до 100 млрд руб.

В 2009 г. прирост запасов нефти в России составил около 620 млн т. Значительная часть прироста произошла в результате доразведки Ванкорского и прилегающих месторождений в Красноярском крае (НК «Роснефть»). **Основной прирост запасов нефти в последние годы происходил за счет доразведки существующих, а не открытия новых месторождений**, что обусловило повышение показателя эффективности поисково-разведочного бурения.

Перспективы мирового финансово-экономического кризиса

В условиях кризиса в НГК России произошло некоторое (на несколько месяцев) замедление реализации добычных и инфраструктурных проектов, прежде всего в газовой промышленности (освоение п-ва Ямал, Штокмановский проект и др.) в связи с падением спроса. Вместе с тем в нефтяной и газовой промышленности не произошло значительного снижения инвестиций в добычу и транспорт при обвальном сокращении финансирования геолого-разведочных работ, как за счет федерального бюджета, так и за счет компаний. Международные цены на нефть и газ снизились по сравнению с пиковыми значениями, но продолжают оставаться на уровне, превышающем относительные показатели последних десятилетий, демонстрируя тенденцию к росту.

После восстановления спроса и инвестиций именно нефтегазовый комплекс может стать локомотивом вывода экономики из кризиса,

формирования значительного технологического и конечного спроса.

В современных условиях всеобщего спада спрос на энергоносители, в первую очередь на нефть и газ, в Азии продолжает возрастать, а финансовые и кредитные ресурсы во многих странах региона остаются избыточными.

Реализуемый в нефтегазовом комплексе России курс на диверсификацию экспортных поставок (проекты ВСТО с отводом на Китай, «Северный поток», «Южный поток», БТС-2, «Сахалин-2»), организацию прямого выхода на крупнейших платежеспособных потребителей нефти и газа в основном соответствует долгосрочным рыночным процессам. Беспокойство вызывают медленная технологическая модернизация добычи и переработки нефти и газа, сокращение объемов и уровня научного обеспечения геолого-разведочных работ.

Переход мировой экономики в фазу оживления и последующего подъема стал возможен уже в первой половине 2010 г. и будет происходить неравномерно по странам и регионам. В дальнейшем продолжится трансформация региональной структуры мирового ВВП, произойдут изменения в структуре резервных валют и финансовых инструментов, включая ослабление позиций доллара и евро в качестве средств международных расчетов; в долгосрочной перспективе повысятся относительные цены сырьевых и энергетических ресурсов. Будут происходить серьезные изменения в структуре, технологическом уровне и степени научного обеспечения экономических процессов.

В этих условиях повышение эффективности экономики России может быть обеспечено за счет диверсификации ее отраслевой и региональной структуры и при обеспечении большей открытости в части привлечения прямых инвестиций в технологическое развитие национального хозяйства, создание новых производств. Потребуется усиление государственного регулирования и контроля над экономическими процессами, расширение государственного заказа и государственных капиталовложений в создание объектов производственной и транспортной инфраструктуры, финансирование геолого-разведочных работ.

A. G. Korzhubaev, V. G. Fedotov, I. A. Sokolova

Russian Oil and Gas Industry in Contexts of the Modern Financial and Economic Crisis

The tool of the modern financial and economic crisis development is considered. The influence of the crisis on Russian economy and the main branches of industry is demonstrated. The conclusion was drawn, that in contexts of recovery Russian economy upgrading can be ensured by its branch and regional structure diversification and involvement of direct investment into national industry development. Herewith extension of state order and government investments into exploration work financing and development of production and transport infrastructure objects will be required.

Key words: financial and economic crisis, exploration work financing and science service, reproduction of mineral resources base, exploratory drilling performance efficiency.

Стратегия рационального использования запасов нефти

Р. Х. Муслимов
Казанский государственный университет

Рассматривается решение важных проблем, связанных с проектированием и повышением эффективности разработки нефтяных месторождений. Особое внимание уделено критериям рациональной разработки нефтяных месторождений и различию определений таких критериев. Использование специализированной стратегии эффективности обеспечивает воспроизводство ресурсов и стабилизацию или даже увеличение нефтеотдачи.

Ключевые слова: принципы рациональной разработки, критерий рациональной разработки, оптимальный темп разработки, проектная нефтеотдача, воспроизводство минерально-сырьевой базы, эксплуатация недр, сетка скважин, активные запасы нефти.

Во второй половине прошлого столетия был совершен качественно новый скачок в эксплуатации нефтяных месторождений. Были созданы и широко внедрены высокоэффективные системы разработки с заводнением, которые в дальнейшем были усовершенствованы применительно к различным геологическим условиям. Системы заводнения и организация их внедрения повсеместно, массированно и с самого начала разработки обеспечили высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывшего СССР. Благодаря этому СССР вышел на небывало высокий уровень добычи в мире — около 625 млн т нефти в год.

Эффективность систем разработки поддерживалась за счет создания новых методов контроля и регулирования процессов разработки, появления новых технологий и новых технических средств.

Большим прогрессом явилось создание и широкое применение на месторождениях новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и разнообразных методов воздействия на призабойную зону пласта.

Проведение широких научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации.

Были разработаны и созданы методы экономической оценки и оптимизации разработки нефтяных месторождений, которые должны были обеспечить выбор оптимальных проектных решений, отвечающих требованиям ускоренного развития отрасли.

На начальном этапе ведущие специалисты отрасли (А. П. Крылов и др.) применили методику

экономического обоснования проектов разработки нефтяных месторождений, согласно которой рациональной считается система разработки, обеспечивающая заданную добычу нефти на месторождении при минимальных затратах и при возможно более полном использовании запасов нефти [1, 2]. Как показал опыт разработки месторождения, применение этой методики не обеспечивало выбора оптимальной плотности сетки скважин и оптимальных темпов разработки месторождений [3].

Затем в 1986 г. Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) был сформулирован другой критерий рациональности, который заключался в обеспечении потребностей народного хозяйства в нефти при возможно меньших народнохозяйственных издержках и более полном извлечении нефти из недр. Народно-хозяйственный эффект здесь определяется как разность между дисконтированной ценностью добытой нефти за период разработки месторождений, исчисляемой по замыкающим затратам, и дисконтированными предстоящими капитальными и текущими затратами на ее добычу. В этой методике присутствуют такие нерыночные понятия, как заданная добыча нефти, замыкающие затраты, минимальные народнохозяйственные издержки. Этот критерий рациональности более приемлем, но также имеет ряд недостатков и может применяться только в условиях командно-административной экономики.

В условиях плановой системы хозяйствования устанавливались заведомо низкие цены на нефть. Поэтому введение нового критерия не привело к заметному изменению стратегии размещения объемов бурения. По-прежнему продолжалась опережающая выработка высокопродуктивных месторождений и накопление

трудноизвлекаемых запасов. В обобщающей работе коллектива авторов [4] критерий рациональности сформулирован следующим образом: «Считается лучшим тот вариант, который обеспечивает выполнение плановых заданий при наименьших расходах средств и максимально возможных коэффициентах нефтеотдачи в условиях соблюдения всех мер по охране недр и окружающей среды».

Здесь, наконец, появилась категория наиболее полного извлечения нефти, но без какой-либо конкретики и чисто декларативно. Поэтому этот критерий рациональности сам по себе не мог в полной мере обеспечить проектирование рациональных систем разработки месторождений даже в командно-административной системе. Тем более это относится к рыночным условиям хозяйствования.

Однако в советское время в соответствии с принятыми критериями были сформулированы принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, которые и сыграли положительную роль в эксплуатации месторождений [5].

В свете сказанного выше целесообразно напомнить, что проектная нефтеотдача являлась важным компонентом государственной системы управления рациональным использованием нефти, которая была сформулирована и в целом успешно функционировала в советские времена, в условиях жесткого административного государственного устройства. В основу этой системы был положен основной принцип рациональной разработки месторождений, который, с нашей точки зрения, весьма удачно сформулирован в учебном пособии Ю. П. Желтова в следующем виде: «Разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды».

Переход на рыночные методы хозяйствования существенно изменил «правила игры». Если раньше недр и нефтяные предприятия были государственными, то в рыночных условиях недр остались в государственной собственности, а подавляющее большинство нефтяных компаний (НК) акционировались и оказались в частной собственности. Правда в последние годы государство приняло меры по огосударствлению и участию в некоторых НК. Все это объективно меняет взаимоотношения недропользования и государства, которые должны быть четко сфор-

мулированы. Однако в настоящее время мы реально имеем непригодное для защиты интересов государства налоговое законодательство, стимулирующее разработку высокопродуктивных участков, выборочную отработку активных запасов нефти — АЗН («снятие сливок»), опережающие темпы выработки высокопроницаемых пластов и пропластков, приводящие к преждевременному обводнению и отключению скважин, т. е. всему тому, что имеет название — нерациональное использование недр. Все это с точностью наоборот противоречит требованиям Закона «О недрах», который в части рациональной разработки недр не выполняется ни госчиновниками, ни недропользователями. Более того, фактически реализованное верховенство «Налогового Кодекса» над базовым Законом «О недрах», противореча последнему, создает условия элите недропользователей не исполнять его требования и создает самые благоприятные условия для нарушения требований Закона «О недрах».

В результате за годы рыночных реформ накопилось много проблем, касающихся воспроизводства минерально-сырьевой базы, нерационального использования недр, наносящих непоправимый вред разработке наиболее значимых нефтяных месторождений страны. Так за последнее десятилетие накопленный дефицит воспроизводства запасов нефти превысил 1,5 млрд т, природного газа — 3 трлн м³.

В вопросах рациональности ряд современных экспертов либо по незнанию, либо умышленно исходит из первоначально неправильных базовых положений, а именно:

- в ближайшие 5–7 лет Россия выйдет на уровень 550 млн т нефти и газоконденсата в год (11 млн бар./сут) (это писалось в 2002 г.);
- в России при росте добычи нефти нет особой необходимости эксплуатировать замыкающие месторождения или создавать для них особые налоговые условия (Г. В. Выгон и др.);
- неспециалисты «с большим знанием вопроса» предлагают свои рецепты разработки месторождений: 1) «с экономической точки зрения объем извлекаемых запасов, так же как и геологических, сам по себе не имеет большого смысла — важна лишь та часть запасов, извлечение которой приносит прибыль (коммерческие извлекаемые запасы)»; 2) «понятие рациональности использования недр спорно и восходит корнями к советской терминологии и классификации. Важно делать упор не на рациональности, а на экономической целесообразности».

Отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях — явление совершенно не допустимое. Если ее нет, это значит не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений. Отсюда следует, что могут применяться разные методы, разная стратегия и тактика разработки.

В последние годы появился ряд определений критерия рациональности разработки нефтяных месторождений.

В учебнике для вузов по проектированию разработки нефтяных месторождений [4] критерий рациональности звучит так: «Нефтяные месторождения следует разрабатывать по системе, обеспечивающей наилучшее использование природных свойств нефтяного пласта, технологии и техники его эксплуатации при обязательном соблюдении норм охраны недр и окружающей среды». Эта формулировка частично определяет критерий рациональности при составлении технологических схем и проектов разработки.

Более интересной для рыночных условий является формулировка технического критерия рациональности профессора В. Д. Лысенко [6]: «Рациональной считается такая система разработки залежи или такая сетка размещения скважин, которая обеспечивает максимальную экономическую эффективность в виде накопленной дисконтированной чистой прибыли». Можно спросить, а где главное — достижение высокой нефтеотдачи и вообще нефтеотдача?

В последнее время профессор С. Н. Закиров для обсуждения предложил следующую интересную формулировку критерия рациональности разработки [7]: «Рациональной системой разработки нефтяного (газового) месторождения и обустройства промысла признается такая система, которая запроектирована на современной научно-технической и методологической основе и реализуется с современным научным сопровождением, когда население страны, и местное население в частности, а также недропользователь получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб окружающей среде, соблюдается Закон о недрах, реализуются наибольшие социальные последствия и гарантии». В этой формулировке учтены (правда косвенно) вопросы повышения нефтеотдачи и интересы государства и народа, населяющего данную территорию. Но в ней отсутствуют рыночные понятия и механизмы.

Нам представляется более правильной в современных условиях следующая формули-

ровка: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижение утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавать благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи».

Здесь отсутствуют такие понятия, как заданная добыча нефти, минимум затрат, замыкающие затраты, и появляется такое основное рыночное понятие, как максимум прибыли. Прибыль и приемлемые сроки окупаемости — основная цель бизнеса. А для государства важна длительная стабильная добыча нефти при высокой нефтеотдаче, обеспечивающая стабильные налоговые поступления.

Достижение высокой нефтеотдачи требует дополнительных затрат, а получение большей прибыли — минимума затрат. В этом противоречие интересов государства и бизнеса, которое нужно разрешать.

Конечная нефтеотдача утверждается в ГКЗ, а текущая — в проектно-документе на разработку месторождения. Переговорный процесс государства и бизнеса фактически ведется на уровне ГКЗ и ЦКР, где государство и НК должны достигнуть консенсуса. Поэтому роль этих органов становится важнейшей.

Выполнение этих условий должно контролироваться государством в лице органов, выдающих лицензию на разработку месторождения, и записываться в лицензионных соглашениях, уточняться по мере изменения проектных показателей и оформляться в качестве дополнений к лицензионным соглашениям. На рис. 1 показаны механизмы обеспечения рациональности разработки нефтяных месторождений.

Для обоснования и реализации требований рациональной разработки нефтяных месторождений необходимо составить и утвердить на правительственном уровне «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений», в которых дать формулировку рациональности разработки нефтяных месторождений, обязательную для всех недропользователей.

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны



Рис. 1. Механизмы обеспечения рациональной разработки нефтяных месторождений

недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применения при необходимости методов искусственного воздействия на пласт. Проектировщики должны руководствоваться принципами рациональности разработки месторождений.

В советский период в основном удалось сформулировать основополагающие принципы рациональной разработки нефтяных месторождений с различными геолого-физическими свойствами.

Однако, несмотря на это, в стране в начале рыночных реформ происходило снижение проектной нефтеотдачи — основного показателя рационального использования недр, что в основном объясняется невыполнением недропользователями требований рациональной эксплуатации недр.

После формулировки понятия рациональности необходимо определить принципы рациональной разработки месторождений.

Несмотря на то что ряд вопросов рациональной разработки продолжают оставаться дискуссионными, все же есть общепринятые принципы. Основные из них можно было бы сформулировать в виде следующих положений:

1. Разработку многоэтажных, многопластовых месторождений необходимо проводить при непрерывном восполнении запасов нефти за счет разведки и доразведки выявленных нефтегазоносных горизонтов, поисков и разведки пропущенных горизонтов пластов, переоценки запасов и повышения нефтеизвлечения.

2. При проектировании разработки крупных и средних нефтяных месторождений обеспечивать оптимальную динамику добычи нефти, предусматривающую ускоренный выход на максимальный уровень добычи нефти, создание условий для замедления темпов падения добычи нефти в третьей стадии разработки и рационального использования в дальнейшем созданных мощностей по добыче и инфраструктуры.

3. При выделении эксплуатационных объектов руководствоваться следующими критериями [8]:

- объединяемые в один эксплуатационный объект пласты должны быть представлены, как правило, одним типом коллектора и обладать близкими литолого-физическими свойствами (по проницаемости они должны отличаться не более чем в 2–3 раза и по вязкости — обеспечивать внедрение определенного метода воздействия);

- в эксплуатационный объект объединяются пласты и горизонты одного этажа нефтеносности на месторождениях с преимущественным совпадением залежей в плане, разрабатываемые на одном режиме;

- размеры выделяемых объектов в комплексе с проектируемыми методами воздействия, как правило, должны обеспечить достижение принятой нефтеотдачи и рентабельность разбуривания самостоятельной сеткой скважин.

4. При выборе оптимального размещения и плотности сеток скважин следует руководствоваться следующими проверенными многолетней практикой разработки нефтяных месторождений положениями:

- плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на производительность и технико-экономические показатели разработки залежей: при сохранении интенсивности воздействия на залежь темпы добычи нефти прямо пропорциональны числу пробуренных на залежи скважин, а по трудноизвлекаемым запасам оптимизация плотности сеток скважин приводит к еще большему (непропорционально числу дополнительных скважин) повышению темпов разработки;

- плотность сетки скважин оказывает на нефтеотдачу тем большее влияние, чем хуже реологические свойства насыщающих их флюидов;

- эксплуатационные объекты, представленные неоднородными расчлененными пластами, эффективно по всей площади нефтеносности разбуривать первоначально равномерной сеткой скважин;

- конечная плотность сетки скважин определяется особенностями геологического строения объекта – целесообразнее применять более плотные сетки скважин на площадях с большой расчлененностью объекта и с большей долей трудноизвлекаемых запасов нефти, а при прочих равных условиях — в зависимости от концентрации запасов нефти;

- обязательным условием достижения высокой нефтеотдачи является двухстадийное разбуривание выделенных эксплуатационных объектов, основным условием успешного осуществления которого является выбор оптимальной начальной и конечной плотности сетки скважин. Выбор следует проводить на основании обобщения опыта разработки аналогичных с проектируемым по геологическому строению месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;

- начальное размещение и плотность сетки скважин являются оптимальными, если они в

комплексе с системой заводнения обеспечивают ввод в активную разработку основных (не менее 90%) запасов эксплуатационного объекта;

- конечная плотность сетки скважин оптимальна, если она обеспечивает ввод в разработку всех запасов эксплуатационного объекта и достижение высокой (экономически доступной) нефтеотдачи.

5. При выборе систем воздействия на пласт вначале необходимо исследовать возможность эксплуатации залежей на активных природных режимах. Если это невозможно по геологическим условиям, рассмотреть возможность применения современных методов заводнения [8].

Объекты с вязкостью нефти до 60 мПа·с могут разрабатываться с закачкой необработанной пресной (лучше пластовой или сточной) водой, залежи с вязкостью от 60 до 500 мПа·с (а возможно, и более) — закачкой обработанной химреагентами водой (в основном загустители — полимеры, эфиры целлюлозы, полимер-дисперсные системы, гелеобразующие композиции). Основное условие — достаточно проницаемые коллекторы, в которые можно закачать воду, и нестационарное заводнение.

Слабопроницаемые коллекторы в большинстве случаев удается освоить с применением заводнения облагороженной или пластовой водой разрабатываемого объекта.

Существенно расширяются возможности заводнения малопроницаемых пластов с применением гидравлического разрыва пласта, либо технологий горизонтального бурения.

При невозможности применения методов заводнения по причине чрезмерной вязкости нефти в благоприятных условиях внедрять тепловые МУН с самого начала разработки месторождения, хотя тепловые МУН можно внедрять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных (после применения методов заводнения).

6. При разработке высокопродуктивных объектов (участков залежи) предпочтительнее применять линейное заводнение как метод, позволяющий лучше контролировать и регулировать выработку пластов, тем самым создавая условия для увеличения нефтеизвлечения.

В ряде случаев лучше применять площадные системы заводнения, а именно:

- при разработке мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти;

- при разработке залежей с зонально неоднородными слабопроницаемыми и глинистыми коллекторами;

- при разработке отдельных линзовидных тел на крупных месторождениях;

- при применении тепловых МУН;
- в исключительно неоднородных трещинных, порово-трещинных, трещинно-порово-кавернозных карбонатных коллекторах.

7. Нефтяные залежи целесообразно эксплуатировать при пластовых давлениях, близких к первоначальному. При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, целесообразно поддерживать на 10–20% выше начального пластового, а забойные давления держать на уровне рациональных, не допуская их снижения ниже минимально допустимых значений.

8. При проектировании разработки месторождений рационально постепенное (во времени) наращивание темпов выработки запасов за счет увеличения перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин путем уменьшения расстояний между ними и увеличения соотношения нагнетательных скважин и добывающих. Это улучшает условия вытеснения нефти в период высокой обводненности объектов.

9. При проектировании разработки необходим дифференцированный подход к высокопродуктивным пластам, содержащим активные запасы нефти — АЗН, и участкам с трудноизвлекаемыми запасами нефти — ТЗН. Последние требуют применения новых технологий уже с самого начала освоения месторождения, так как без этих методов вовлечь ТЗН в активную разработку обычно не удастся. А на первых МУНы следует применять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных методов, когда определяются направления фильтрационных потоков и обводнения залежи. Поскольку имеющий арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента вытеснения, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам. А в начальной стадии разработки необходимо применять методы стимуляции скважин, восстанавливающие и увеличивающие текущую добычу нефти.

10. Совершенствование разработки длительных разрабатываемых нефтяных месторождений должно производиться с непременным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации [8].

Проектирование разработки — это многоэтапный и постоянный процесс. Прежде всего необходимо подготовить месторождение к проектированию разработки. Для этого на этапе предварительной и далее детальной разведки нужно оптимизировать геолого-разведочные

работы с тем, чтобы минимальными издержками получить запланированный результат, т. е. подготовить месторождение к составлению технологической схемы разработки (ТСР). Для этого, более или менее равномерно разместив разведочные скважины, в обязательном порядке необходимо произвести опытную их эксплуатацию (ОЭ) с целью определения реальных параметров пластов и насыщающих их флюидов и газов.

После подсчета запасов нефти и утверждения его в КГЗ России начинается следующий этап — проектирование разработки, который завершается составлением и утверждением в установленном порядке ТСР.

Этот этап является важнейшим, так как он закладывает фундамент последующей разработки. Важнейшее значение в этот период имеют вопросы обоснования выделения оптимальных эксплуатационных объектов и оптимальных секторов скважин, решение вопроса необходимости применения искусственного воздействия на залежь и оптимальных систем этого воздействия, режимов разработки залежей (оптимальных и минимально допустимых пластовых и забойных давлений), наиболее эффективных методов стимуляции скважин, доразведки месторождения и комплекса работ по контролю и регулированию процессов разработки.

Особо следует подчеркнуть необходимость проведения ОПР по объектам с ТЗН. Этими работами следует определить наиболее эффективные для данных геологических условий системы разработки. Если нет эффективных технологий для рентабельной разработки малоэффективных залежей, то целесообразно такие залежи в эксплуатацию не вводить, ограничиться ОПР по отработке достаточно эффективных методов освоения таких залежей и только на основе их в дальнейшем проектировать системы разработки. Проекты ОПР могут составляться и самостоятельно, до составления ТСР [9].

Успех рациональной разработки нефтяных месторождений обуславливается, во-первых, научно-обоснованным выбором системы разработки, во-вторых, непрерывным регулированием процесса разработки месторождения с учетом новых сведений о геологическом строении и изменении характера насыщенности пластов, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежей.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что проектирование и совершенствование систем разработки — процесс постоянный [10].

В рыночных условиях проектные документы должны пересматриваться и уточняться через более короткие интервалы времени, чем это было в прошлом. Так как постоянно меняющаяся рыночная конъюнктура и система налогообложения, требуют более частого изменения показателей разработки (объемов бурения и других мероприятий, а следовательно, и добычи нефти).

Чтобы не плодить большое число проектных документов необходимо следующее.

Во-первых, в новых правилах разработки нефтяных месторождений четко обозначить допустимые отклонения от проектных уровней добычи нефти (таблица). Это обоснование должно быть научным, так как от него в современных условиях зависит как благополучие НК, так и выполнение необходимых для государства уровней добычи нефти.

Во-вторых, только для изменения уровней добычи нефти и объемов основных геолого-технических мероприятий (ГТМ) ежегодный пересчет проектных показателей производить целесообразно. Достаточно обосновать изменения добычи нефти сверх допустимых в авторском надзоре за внедрением проектного документа.

В третьих, если по объективным причинам необходимы существенные изменения в технологии разработки (изменение размещения и плотности сетки скважин, систем воздействия), то необходимо составлять дополнения к технологическим схемам разработки. Этот документ, как и работа по авторскому надзору должны утверждаться органами, утвердившими проектный документ. Дополнения к ТСР, как правило, должны составляться на основе анализа разработки объекта.

После полного разбуривания месторождения и освоения системы воздействия на пласт необходимо провести детальный анализ разработки, на основе которого составить проект разработки месторождения. Обычно он составляется в конце второй — начале третьей стадии разработки.

Как было показано нами в ранее опубликованных работах [9,11], в поздней стадии мы имеем не первоначальное, а другое, техногенно измененное месторождение. В результате часть проектных извлекаемых запасов теряется в недрах за счет несовершенства методов заводнения и неудовлетворительной реализации проектных решений. Одновременно за счет применения МУН часть слабоизмененных (проектных и часть неизвлекаемых) запасов извлекается, компенсируя и даже превышая потерянную в недрах часть извлекаемых запасов.

Поэтому совершенствование разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений должно производиться с неперенным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации.

Поскольку основное по длительности времени разработки занимает поздняя стадия (рис. 2), то для повышения качества проектирования разработки необходимо провести кардинальное уточнение геолого-гидродинамической модели объекта в следующих направлениях:

1. Уточнение петрофизических зависимостей кондиционных значений пород-коллекторов на основе обобщения результатов опробования и эксплуатации пластов, а также с учетом новых методов ГИС и их обработки.

Для примера можно привести Павловскую площадь Ромашкинского месторождения. Здесь применение более совершенных геофизических методов исследований (по тематике ТАВС по системе CINTEL) позволило специалистам НГДУ «Азнакаевнефть» совместно с научными сотрудниками подразделить горизонт D_1 на четыре класса пород, вместо принятых в настоящее время двух.

На Ромашкинском месторождении накоплено достаточно много фактов получения нефти из пластов, которые в соответствии с действующей методикой считались некондиционными.

Поэтому предлагаемое выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромаш-

Вид проектного документа	НИЗ нефти	I-II стадии разработки, % отклонения добычи	III-IV стадии разработки, % отклонения добычи
ППЭ, ОПР и специальные проекты применения МУН	Без ограничений (возможны любые ограничения)		
ТСР, ПР и дополнения к ним	до 1 млн. т	30	15
	1-10 млн. т	25	12,5
	10-30 млн. т	20	10
	30-50 млн. т	15	7,5
	50-100 млн. т	12	6
	более 100 млн. т	10	5
Генеральные схемы разработки		10	5
Авторские надзоры		Не более 10%	

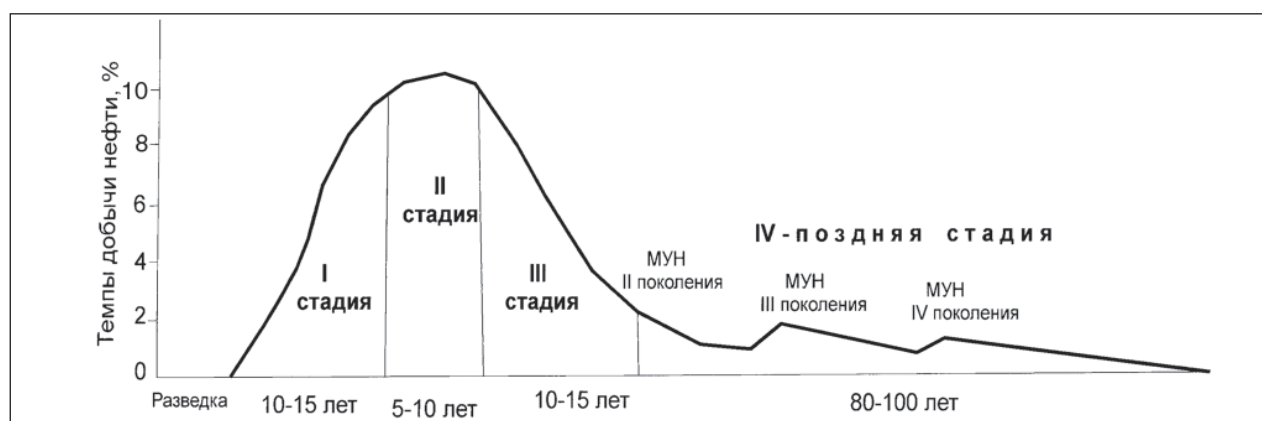


Рис. 2. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р. Х. Муслимову)

кинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей существенно меняет наши представления о геологическом строении объекта.

Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся сегодня некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который экспертно можно оценить не менее 15% к имеющимся.

Исследования, проведенные в РТ, показали возможности существенного изменения геолого-гидродинамических моделей объектов. Так, на Ромашкинском месторождении по существующей модели горизонтов D_1, D_0 включают лишь кондиционные пласты, а вмещающие их, в основном, глинисто-алевролитовые породы считаются непроницаемыми. Однако данные исследований керн, отобранного из вмещающих пород и последующих опробований, показали, что они содержат не только пористые и высокопроницаемые песчаные коллекторы, но также и проницаемые пласты пористостью менее кондиционной, но могут отдавать нефть. Реальная модель, пригодная для гидродинамических расчетов, таким образом, должна включать все проницаемые разности пород. На рис. 3 приведены два разреза продуктивного горизонта D_1 Абдрахмановской площади. На рис. 3а показаны пласты лишь с кондиционной пористостью. На рис. 3б в этом же разрезе выделены, кроме кондиционных пластов, слабопроницаемые пласты с некондиционной по общепринятой градации пористостью. В результате за счет слияния проницаемой разности коллекторов и неколлекторов модель залежи становится иной. Гидродинамический расчет добычи нефти на такой модели будет иным. Также нужны будут другие геологические мероприятия. Задача геофизиков

на поздней стадии разработки расширяется: она должна характеризовать не только кондиционные пласты, но также вмещающие их породы.

2. С учетом вышеизложенного изменения геологического строения объекта и геолого-промышленного анализа состояния заводнения коллекторов и выработки запасов составляются карты количественного размещения остаточных запасов нефти.

3. Остаточные нефти с учетом длительной эксплуатации будут иметь другие физико-химические характеристики, имеющие принципиальное значение для процессов вытеснения.

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить значение подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований представляется возможность выделить из неподвижной часть нефти, получаемую дополнительно за счет тех или иных третичных МУН и неизвлекаемую часть даже при их применении. Появляется возможность при таком подходе определить запасы по следующей классификации: *подвижные* (извлекаемые за счет гидродинамических методов), *малоподвижные* (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и *неподвижные* запасы.

В связи с этим хотелось бы остановиться на построении геолого-гидродинамических моделей разработки месторождений. В работе [13] приводятся примеры несоответствия моделей опыту разработки. Так, при увеличении числа скважин втрое КИН растет лишь на 1–2%; доказываемость предпочтительность совместного вскрытия ряда разнопроницаемых пластов; выявлен мизерный эффект от массового применения ГРП. Ответ на все эти вопросы мы не знали 30–35 лет назад. Но сегодня геологи и разработчики реальных месторождений достаточно изучили эти вопросы.

Так почему же наши специалисты-модельеры не могут их математически обработать и формализовать? В результате наши модели далеки от реальности и напоминают изображение в кривом зеркале. Отсюда обозначаемая некоторыми исследователями точность расчета проектных показателей около 30%. Непонятно, как, адаптировав модель к факту, можно ошибаться в прогнозах добычи более чем на 5%?

Вероятно математики и геологи в этом вопросе не могут найти общего языка, так как первые совершенно не знают геологии, а гео-

логов математики считают не знающими основ математики. Так они никогда не договорятся, и мы будем иметь модель кривого зеркала. Нужно кардинально изменить подход к построению моделей с учетом вышеизложенных положений, а также рекомендаций статьи В. И. Дзюбы [12].

Но во главе построения моделей должен стоять геолог, который по выражению И. М. Губкина должен быть на долгие годы прикреплен к месторождению, чтобы дать реальное, а не надуманное представление о его геологическом строении.

Литература

1. Крылов А. П., Глоговский М. М., Мирчинк М. Ф. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1948.
2. Крылов А. П. Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт // Труды МНИ. — М.: Гостоптехиздат, 1953. — Вып. 12.
3. Фаттахов Б. З., Муслимов Р. Х. Методические вопросы оптимизации плотности сетки скважин // Нефт. хоз-во. — 1978. — № 7.
4. Гиматудинова Ш. К. Проектирование разработки. — М.: Недра, 1983.
5. Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. — М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. — 608с.
6. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. — М.: Недра, 2000.
7. Закиров С. Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». — М.: Грааль, 2002.
8. Муслимов Р. Х. Непрерывное совершенствование проектирования разработки — основа поступательного развития нефтяной промышленности // Сб. докладов науч.-техн. конф., посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», 25–26 апреля 2006 г., Бугульма. — М.: ЗАО «Издательский дом МКТС», 2006. — С. 21–26.
9. Муслимов Р. Х. Возрастающая роль нетрадиционных залежей нефти в стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 года // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Материалы научной конф. — Казань: Изд-во КГУ, 2005. — С. 195–203.
10. Муслимов Р. Х., Хисамов Р. С., Ибатуллин Р. Р. Концепция развития ТЭК РТ // Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне. Сб. трудов науч.-практ. конф., посвящ. 70-летию Р. Х. Муслимова, Альметьевск, 2–5 ноября 2004. — Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2005 г. — С. 47–52.
11. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. — Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2005. — 688 с.
12. Дзюба В. И. Гидродинамическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Проблемы и перспективы // Нефт. хоз-во. — 2008. — № 1.

R. Kh. Muslimov

The Strategy of Rational Exploitation of Oil Reserves

The solution of important problems concerning the design and efficient improvement of oil fields development is under consideration. Attention is given to the criteria of rational oil fields development, and to the different notions of this criterion. Use of the specified efficient strategy allows to provide reproduction of reserves and to stabilize and even to increase an oil recovery.

Key words: principles of rational oil fields development, criteria of rational oil fields development, optimum rate of development, project oil recovery, reproduction of mineral resources base, resources exploitation, well spacing, active oil reserves.

История и перспектива геонавигации пологих и горизонтальных скважин в Западной Сибири

В. В. Кульчицкий
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Согласно решению технического совещания Управления по бурению Производственного объединения «Нижневартовскнефтегаз» от 6 мая 1989 г. на учебном полигоне Школы буровых кадров проведены стендовые испытания первой заводской партии забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи в комплексе с отклоняющими компоновками низа бурильной колонны. С 1990 года началось строительство и ввод в эксплуатацию первых горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении Западной Сибири.

Ключевые слова: пологая наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, геонавигация, многозабойные скважинные системы сложной пространственной архитектуры, технико-технологическое сопровождение, забойная телеметрическая система, интеллектуализация процессов нефтегазодобычи и управления траекторией ствола, беспроводной электромагнитный канал связи.

С выполнения Распоряжения № 53 от 12.08.81 Управления по бурению ПО «Нижневартовскнефтегаз» о бурении скважин по специальным профилям начался пересмотр принципов проектирования траектории наклонно-направленных скважин (ННС), предусматривающих минимизацию зенитного угла и интенсивности искривления в интервале работы глубиннонасосного оборудования и пологого вскрытия продуктивного пласта. По решению совещания Главтюменнефтегаза от 19.05.1982 г. в Мегионском УБР пробурены и введены в эксплуатацию первые пологие наклонно-направленные скважины (ПННС) на Аганском и Северо-Покурском месторождениях НГДУ «Мегионнефть» [1].

Буровая промышленность и наука были готовы обеспечить качественное строительство скважин с позиции оптимизации траектории ствола, но пятилетние планы добычи нефти вынуждали ориентироваться на «метр проходки любой ценой», что в конечном счете отразилось и на современной отечественной буровой науке и практике.

Стремительно развивающаяся индустрия освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции пошла по экстенсивному пути, были построены тысячи насыпных песчаных кустовых оснований, десятки тысяч километров дорог, ЛЭП и трубопроводов, но упущены альтернативные технологии, направленные на кратное уменьшение кустовых оснований и коммуникаций при помощи бурения пологих, горизонтальных и многозабойных скважин. Естественно, реализация интенсивного направления требовала инновационного развития техники и технологий, как строительства, так и эксплуатации скважин.

В этом случае получили бы долгосрочные экономические, научные, социальные и экологические выгоды, вплоть до существенного сокращения персонала обслуживающего месторождения [2]. Но самое главное, упущена возможность развития геонавигации — направления, ставшего основой мировой нефтегазовой науки и промышленности: отдаление забоя от устья скважины и создание многозабойных скважинных систем сложной пространственной архитектуры [3].

В настоящее время строительство сотен тысяч ПННС и горизонтальных скважин (ГС) в год на месторождениях Западной Сибири никого не удивит. В конце 70-х и начале 80-х годов прошлого столетия это направление считалось неперспективным, ставилось под сомнение необходимость и возможность строительства пологих скважин, хотя «добычники» выявили, что типовой S-образный профиль снижает надежность работы глубиннонасосных установок и коэффициент полезного действия газлифтных скважин, а вертикальное вскрытие продуктивного пласта увеличивает обводненность и снижает продуктивность пласта. Веской причиной ухудшения качества строительства наклонно-направленных скважин (ННС) является интенсивность искривления ствола скважины. Анализ негерметичности эксплуатационных колонн по скважинам Главтюменнефтегаза показал, что вероятность аварийности составляет 0,3–0,5 от числа негерметичных скважин при интенсивности зенитного искривления 2,0–2,5°/10 м и асимптотически приближается к единице при интенсивности 4,5–5,0°/10 м [4]. Расчеты сил сопротивления движению колонны бурильных труб показали, что с увеличением зенитного угла на

Табл. 1. Значения зенитного угла в интервале установки глубинных насосов

Номер скважины	Продуктивный пласт	Месторождение	Зенитный угол, град.		Фактическое отклонение забоя от вертикали, м
			в интервале установки насосов	на кровле проектного пласта	
179	БВ ₆	Северо-Покурское	18	40	895
96	БВ ₆	Северо-Покурское	22	37	778
42	БВ ₆	Северо-Покурское	22	34	896
353	БВ ₁	Северо-Покурское	19	48	813
459	БВ ₆	Северо-Покурское	22	37	1042
516	АВ ₁	Северо-Покурское	22	30	754
544	БВ ₉	Аганское	20	34	1080
531	БВ ₉	Аганское	16	42	996
464	БВ ₃	Аганское	22	37	991
529	БВ ₉	Аганское	18	32	676

забое силы сопротивления уменьшаются, а наименее худшие условия для передачи осевой нагрузки на долото наблюдаются при бурении скважины по S-образному профилю [5]. Вредное влияние сил сопротивления сказывается не только во время бурения, но и эксплуатации скважин глубинно-насосными установками.

Качество проводки ствола скважины определяется соответствием фактических координат траектории проектным и самое главное – вскрытием кровли продуктивного пласта в проектном круге допуска. Для соблюдения этих требований необходим постоянный контроль и управление траекторией, но считалось, что при S-образном профиле инклинометрические исследования можно проводить через 500 и более метров, особенно в интервале уменьшения зенитного угла. Работы по корректированию траектории ствола турбинным отклонителем считались браком, а затраты времени относились к непроизводительному.

Результатом такой политики стало существенное нарушение сетки разработки на всех месторождениях региона, так как при помощи самых совершенных безориентированных компоновок низа буровой колонны (КНБК) было невозможно исключить воздействие технико-технологических и геологических факторов на изменение траектории ствола скважины (ТСС) [6]. Гонка за метр проходки поощряла расписывания «нужной» инклинометрии буровиком и геофизиком. Вероятность попадания забоя скважины в проектный круг допуска составляла как правило 0,52, что снижало нефтеотдачу пластов и нарушало проекты разработки месторождений [7].

Инженерно-технологическая служба Мегионского УБР и геологическая служба НГДУ «Мегионнефть» пошли на существенное изме-

нение S-образного профиля скважин с целью минимизации зенитного угла и интенсивности искривления в интервале установки глубиннонасосного оборудования и вскрытия продуктивного пласта с максимально возможным зенитным углом. В соответствии с разработанной Программой и методикой испытаний ПМ 39–61–003–82 и решением совещания Главтюменнефтегаза от 19.05.1982 г. первые ПННС построены и введены в эксплуатацию на Аганском и Северо-Покурском месторождениях [8]. В табл. 1 показано, что достигнуты существенно малые значения зенитного угла в интервале установки глубинных насосов 16–22° при пологом вскрытии пласта 30–48°.

На рис. 1 показана вертикальная проекция скважины №544 Аганского месторождения: фактический оптимальный профиль и типовой S-образный профиль, заложенный в проект на строительство скважин. Бурение интервала малоинтенсивного увеличения зенитного угла с 18 до 45° на глубине 1000–2350 м при интенсивности 2,0°/100 м вели безориентированной КНБК. Силы сопротивления движению колонны буровых труб по стволу с оптимальным профилем оказались на 30% меньше, чем для аналогичной скважины, пробуренной по S-образному профилю.

Для выявления эффективности профиля с малоинтенсивным увеличением зенитного угла все 8 скважин опытного куста № 33 Северо-Покурского месторождения пробурены с меньшим зенитным углом в интервале установки глубиннонасосного оборудования относительно типового S-образного и последующим малоинтенсивным увеличением зенитного угла до кровли продуктивного пласта. Сравнение элементов оптимального профиля с S-образным показало уменьшение длины скважины в среднем на 8 м, максимального зенитного угла в кондукторе на

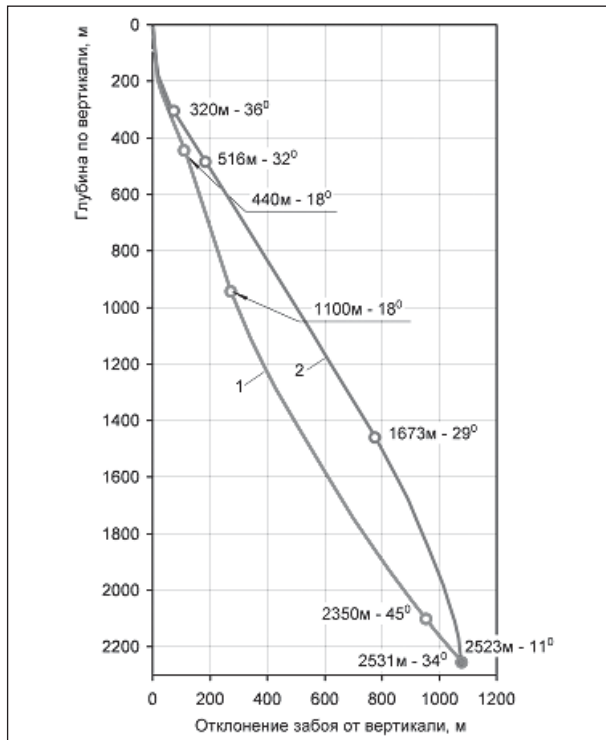


Рис. 1. Вертикальная проекция профилей скважины № 544 Аганского месторождения: 1 — фактический оптимальный, 2 — проектный S-образный

10,3°, интервала бурения с отклонителем при наборе параметров кривизны на 160 м и глубины спуска кондуктора в среднем на 9 м. Верхние неустойчивые, склонные к кавернообразованию горные породы вскрыты под зенитным углом 16–22°, что уменьшило протяженность и снизило вероятность осложнений ствола, уменьшило объем закачиваемого цемента.

Удлинение ствола скважины на глубине спуска ЭЦН (1200 м по вертикали), в 2–3 раза

меньшее, чем по S-образному профилю, привело к экономии 676 м НКТ и кабеля ЭЦН.

По методике РД 39-1-1007–84 рассчитано увеличение дебита по десяти ПННС, эксплуатирующим залежи с подошвенной водой. Увеличение дебита за первые два года эксплуатации составило 36,3 тыс. т (табл. 2). По скважине №353, вскрывшей продуктивный пласт под зенитным углом 48°, отмечается наибольшее отклонение накопленной безводной добычи нефти, так как протяженность ствола скважины в продуктивном пласте увеличилась на 50%.

По результатам внедрения технологии бурения ПННС автором разработан «Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин Самотлорского месторождения по опытному профилю», утвержденный Главтюменнефтегазом и отраслевым институтом СибНИИ НП.

Естественно, что строительство ПННС требовало не только высокой технологической дисциплины и культуры производства буровых предприятий, но и внедрения забойных телеметрических систем, обеспечивающих контроль за траекторией в процессе бурения в реальном масштабе времени. В 1985 г. в ПО «Нижневартовскнефтегаз» автором инициировано доведение до работоспособного состояния двух макетных образцов беспроводной забойной инклинометрической системы ЗИС-4 с электромагнитным каналом связи, не прошедших промысловые испытания в 1984 г. на Самотлорском месторождении. Основной ошибкой разработчиков — ВНИИГИС — явилось отсутствие в их команде специалистов по бурению скважин. В результате скважинный прибор оказался совершенно не адаптированным к буровому оборудованию, компоновкам низа бурильной колонны, режимам бурения и специфике приготовления и очистки

Табл. 2.

Номер скважины	Суммарный дебит скважины за два года, тыс. т	Зенитный угол на кровле проектного пласта, град.	Вскрытая нефтеносная толща пласта, м	Отношение накопленной безводной добычи нефти	Увеличение дебита скважины, тыс. т
179	0,7	40	0,75	1,15	0,1
96	136,5	37	0,75	1,15	20,5
42	45,6	34	0,75	1,10	4,6
353	9,9	48	0,75	1,20	2,0
459	17,5	37	0,75	1,15	2,6
544	9,5	34	0,50	1,15	1,4
531	4,7	42	0,50	1,20	1,0
464	21,5	37	0,75	1,15	3,2
529	2,1	32	0,75	1,10	0,2
390	14,3	26	0,75	1,05	0,7
Всего	262,5				36,3

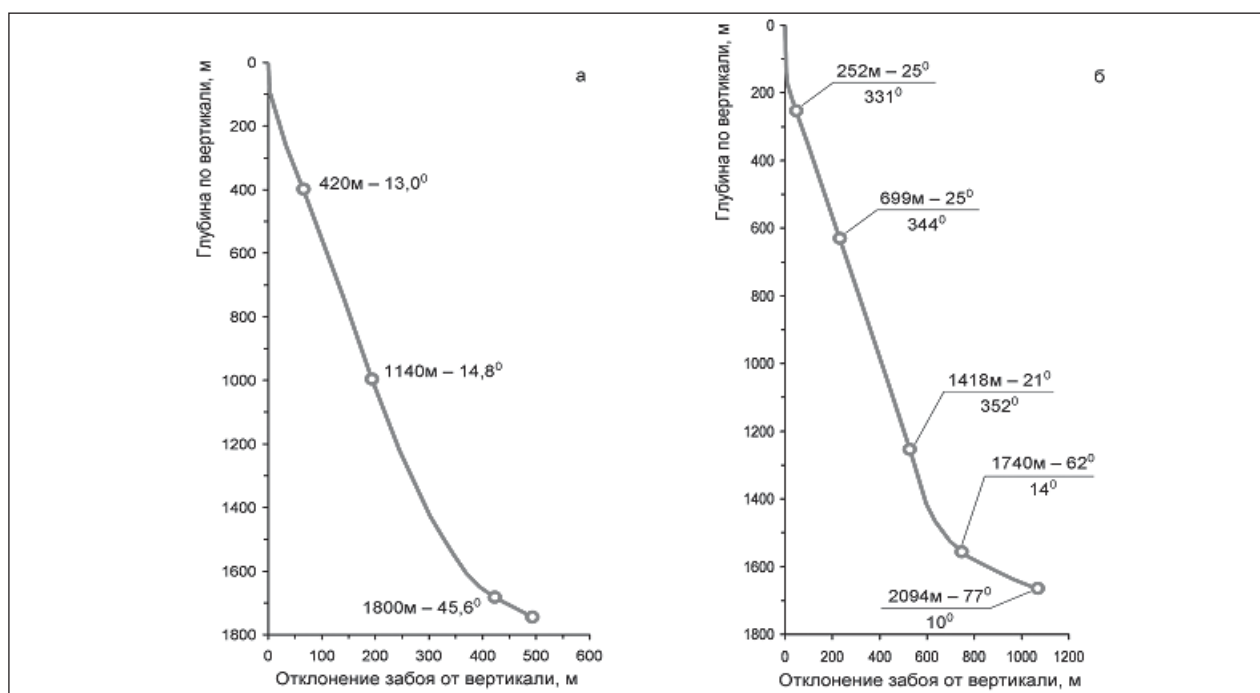


Рис. 2. Вертикальная проекция профилей пологих скважин: а — №29055 Самотлорского месторождения; б — №817 Ермаковского месторождения

бурового раствора. И как результат — проблемы при сборке-разборке телеметрической системы на столе ротора, отказы в момент запуска буровых насосов или в первые минуты бурения. Но самым главным недостатком было катастрофически малое число испытаний (рейсов) с ЗИС-4, что не позволило вскрыть все возможные отказы и недоработки.

На этот раз руководство испытаниями ЗИС-4 взяло на себя Управление по бурению ПО «Нижневартовскнефтегаз». Все испытания осуществлялись по ранее разработанным программам и оформлялись протоколами и актами испытаний. После адаптации ЗИС-4 к горно-геологическим и технико-технологическим условиям Западной Сибири в марте 1987 г. пробурена первая в России ПННС № 29055 Самотлорского месторождения с бескабельной забойной телеметрической системой четырьмя долблениями за 30 часов механического бурения с отклонителем ОШ1-195 и приводом от турбобура А7ПЗ. Зенитный угол в интервале установки глубиннонасосного оборудования не превысил 15°, максимальный зенитный угол составил 45,6° (рис. 2, а) [9].

В соответствии с решением технического совещания Управления по бурению ПО «Нижневартовскнефтегаз» и по разработанной автором программе и методике 19 июня — 10 июля 1989 года проведены стендовые испытания техники и технологии бурения пологих и горизонтальных

стволов скважин с целью наработки на отказ элементов и узлов забойной телеметрической системы ЗИС-4 с электромагнитным каналом связи (ЭМКС) [2]. Испытаниям подвергнуты три комплекта скважинных приборов (СП), выбранные из 18 комплектов первой заводской партии ЗИС-4, в сочетании с новыми типами ориентируемых и безориентируемых КНБК. Стендовое оборудование включало учебную буровую установку БУ-2500 ЭУК, насосный блок (два буровых насоса НБТ-600), блок очистки (вибросита СВ-2, гидроциклонный пескоотделитель) и средства малой механизации. Программой испытаний запроектировано бурение многозабойной скважины с четырьмя стволами $\varnothing 215,9$ мм из-под башмака вертикального кондуктора $\varnothing 244,5$ мм (рис. 3).

Стендовые испытания подтвердили работоспособность и возможность управления траекторией ствола на основании забойных измерений ЗИС-4. Систематизированы основные конструктивные недоработки и причины выхода из строя узлов первой заводской партии ЗИС-4. По результатам стендовых испытаний ПО «Нижневартовскнефтегаз» принято решение провести ряд конструктивных изменений и технологических приемов для обеспечения кратного увеличения ресурса работы телеметрической системы и адаптации к буровому оборудованию, инструменту, компоновкам низа бурильной ко-

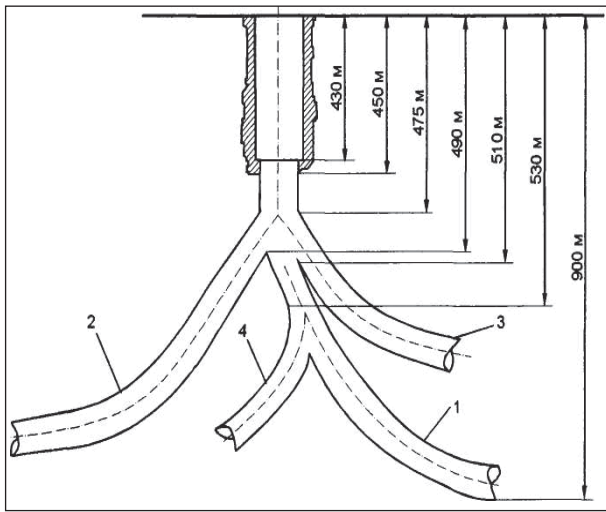


Рис. 3. Профили пробуренных стволов многозабойной скважины

лонны, режимам бурения и провести скважинные испытания при бурении пологой скважины № 817 на Ермаковском месторождении [2]. В январе 1990 г. при бурении ПННС № 817 на пласт AB_{1+2} достигнут максимальный зенитный угол 77° на глубине 2098 м (рис. 2, б). Среднее время работы ЗИС-4 — 27,5 часа при максимальной наработке 104 часа. По результатам бурения ПННС была выработана стратегия строительства горизонтальных скважин, внесены серьезные изменения в КНБК, ЗИС-4, конструкцию и траекторию ствола скважин проектируемой первой горизонтальной скважины.

К строительству пионерной горизонтальной скважины (ГС) № 25738 куст № 2135 Самотлор-

ского месторождения приступили 15 июня 1990 года (рис. 5, а). На глубину 426 м спустили кондуктор $\varnothing 323,9$ мм. За интервал 1319–1818 м при бурении под эксплуатационную колонну $\varnothing 244,5$ мм набран зенитный угол 53° (рис. 4). Технологически сложной задачей явился набор параметров кривизны до глубины 1800 м в стволе $\varnothing 295,3$ мм. Впервые в отечественной практике с бескабельной телеметрической системой ЗИС-4 в составе КНБК: долото III295,3 СЗ-ГВ, калибратор КЛС-295,3 и турбинный отклонитель ТО-240 управляли траекторией ствола скважины большого диаметра до рекордной глубины 1819 м с передачей трех параметров в процессе бурения в реальном масштабе времени: зенитного и азимутального углов, угла установки отклонителя. Информация на экране наземного пульта обновлялась каждые 20 секунд.

Спуск и цементирование эксплуатационной колонны провели без осложнений. В успешно пробуренный горизонтальный ствол $\varnothing 215,9$ мм и протяженностью 209 м спустили предварительно перфорированный фильтр-хвостовик $\varnothing 146$ мм (5 отверстий $\varnothing 8$ мм на 1 погонный метр). Горизонтальный ствол проводили по волнообразной траектории, обеспечивающей двойное пересечение всех нефтеносных пропластков, с учетом особенностей строения пласта AB_{1+2} . Максимальный зенитный угол превысил 100° .

На бурение ГС № 25738 затрачено 688 часов календарного времени, что соответствует коммерческой скорости 2121 м/ст.-мес. С телеметрической системой ЗИС-4 пробурено 656 м

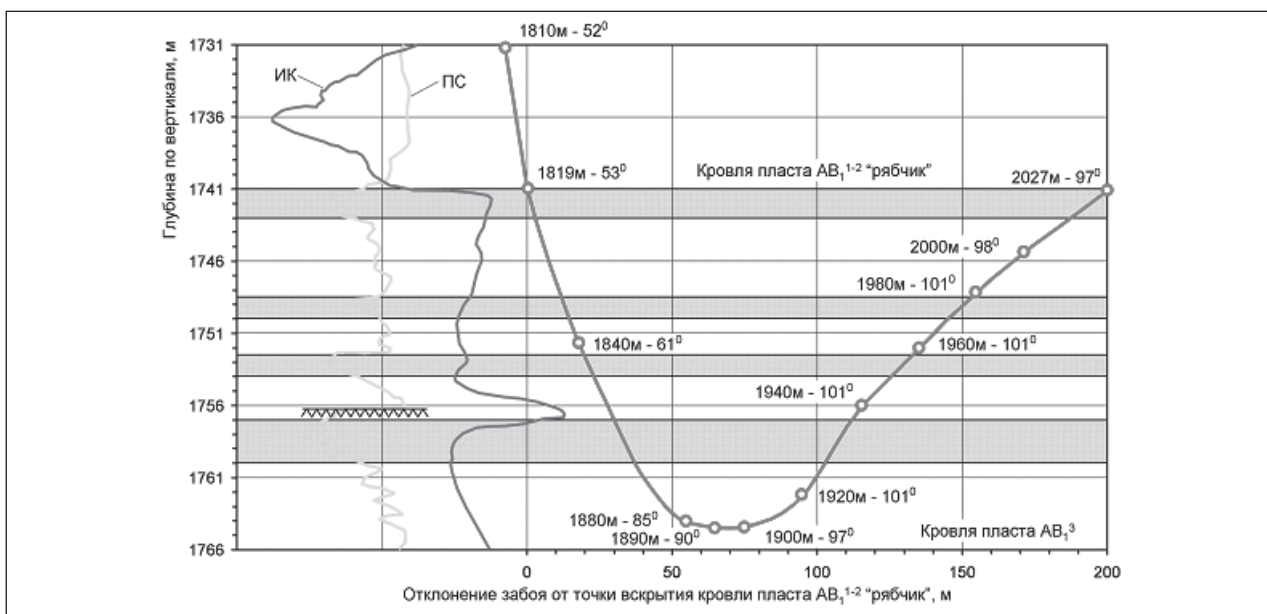


Рис. 4. Траектория ГС № 25738 в проектном пласте

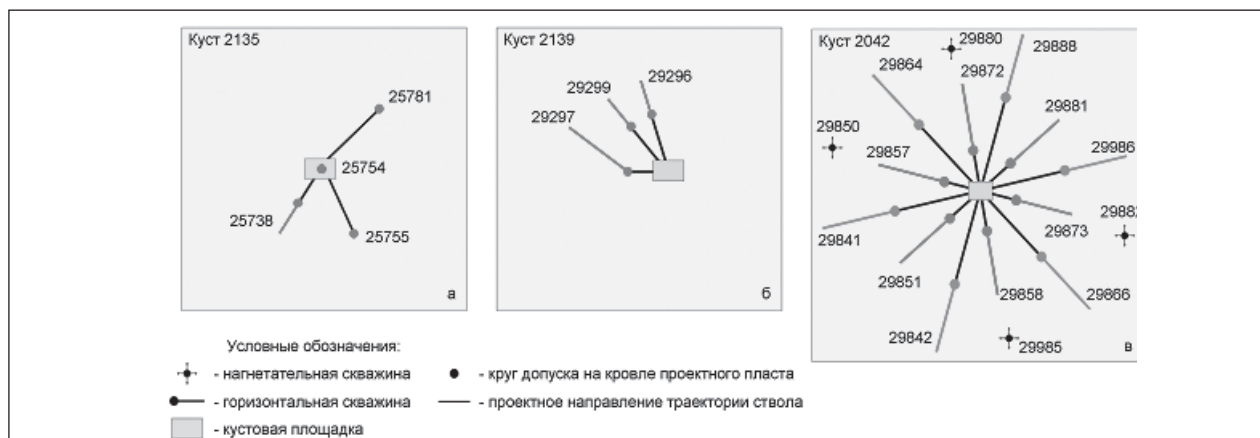


Рис. 5. Первые кусты горизонтальных скважин в Западной Сибири

за 43,2 ч, проведено семь долблений под эксплуатационную колонну и два — под хвостовик. При забойном давлении 9,3 МПа дебит жидкости составил 14 м³/сут, что превысило дебит скважин с вертикальным вскрытием пласта в 2–7 раз.

По результатам успешного строительства и ввода в эксплуатацию первой в Западной Сибири горизонтальной скважины № 25738 технический совет АО «Черногорнефть» решил:

1. Продолжить эксперимент по строительству и эксплуатации ГС;

2. Разработать технологию освоения трудноизвлекаемых запасов нефти пласта АВ₁¹⁺² Самотлорского месторождения горизонтальными стволами;

3. Утвердить проект строительства первого в Западной Сибири куста № 2139 горизонтальных скважин №№ 29297, 29299 и 29296, расположенных веерообразно в секторе 50° (рис. 5, б).

Представляет интерес вторая в Западной Сибири ГС № 29297 (рис. 6), при строительстве которой в августе 1990 г. были впервые достигнуты следующие результаты:

- протяженность горизонтального ствола в терригенных отложениях пласта АВ₁¹⁺² превысила 500 м;

- геофизические исследования горизонтального ствола проведены инклинометром непрерывной записи ИН1–721 и методом РК (НКТ-50 и ГК).

При строительстве третьей и четвертой ГС № 29299 и № 29296 электрометрические исследования проведены комплексом в пластиковых трубах «Горизонталь-1», а крепление горизонтального ствола ГС № 29296 с рекордным зенитным углом 109° осуществлено хвостовиком с магниевыми заглушками с последующей химической перфорацией при освоении скважины. В табл. 3 приведены технико-экономические по-

казатели строительства пионерных в Западной Сибири горизонтальных скважин.

26 апреля 1991 г. на геолого-техническом совещании нефтедобывающего предприятия «Черногорнефть» по результатам успешного строительства и эксплуатации ГС кустов №2135 и №2139 принято решение о разработке опытного участка Самотлорского месторождения шесть ГС по радиально-лучевой схеме с куста № 2042 (рис. 5, в).

Разработка проектно-сметной документации и технико-технологическое сопровождение строительства горизонтальных скважин осуществлялись под непосредственным руководством автора (табл. 3) [9].

В 1995 году строительство шести ГС куста №2042 было закончено, получены высокие дебиты до 80 м³/сут. Принято решение уплотнить

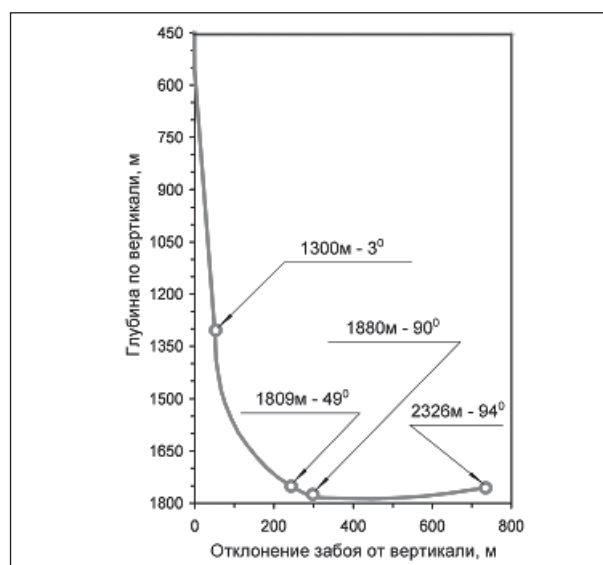


Рис. 6. Вертикальная проекция траектории ГС № 29297

Табл. 3

Показатели	Кусты			
	2135	2139		
	Скважины			
	25738	29297	29299	29296
1. Даты начала и окончания бурения	15.06.– 15.07.90	02.10.– 05.11.90	09.12.– 19.01.91	18.02.– 01.04.91
2. Глубина скважины по вертикали, м	1761	1769	1774	1793
3. Глубина спуска технической колонны Ø245 мм, м	1819	1809	1782	1859
4. Глубина скважины по стволу, м	2027	2326	2116	2161
5. Глубина вертикального участка, м	1255	1300	1377	1105
6. Отклонение забоя от вертикали до проектного пласта, м	335	225	387	366
7. Длина горизонтального ствола, м	208	518	249	255
8. Максимальный зенитный угол, градус / Глубина по стволу, м	100,7/1922	97,3/2220	97,0/1943	109/2096
9. Максимальная интенсивность, градус/10 м / Глубина по стволу, м	6,6/1890	6,3/1860	8,6/1923	6,5/1972
10. Механическая скорость бурения по пласту, м/ч	9,2	6,7	7,5	10,6
11. Коммерческая скорость, м/ст.- мес.	1962	2052	1511	1508

сетку разработки, увеличив в два раза число ГС на опытном участке пласта АВ₁¹⁺², обеспечив вход ствола в кровлю пласта на середине прямой, соединяющей забой соседних ранее пробуренных ГС (см. рис. 5, в). С куста № 2042 запроектировали вторую очередь из шести горизонтальных и четырех нагнетательных скважин на внешней границе опытного участка. Технология проводки ГС второй очереди усложнялась тем, что отклонение забоя от вертикали на кровлю проектного пласта увеличилось до 600–700 м, а вместе с горизонтальным стволом расстояние до забоя выросло до 1100–1300 м. При строительстве второй очереди ГС с куста №2042 впервые апробирована и испытана отечественная геонавигационная технология, объединившая три системы информационного обеспечения [11]:

- компьютеризированная станция геолого-технологических исследований;
- забойная телеметрическая система с электромагнитным каналом связи;
- автономный комплекс геофизических исследований на бурильном инструменте.

В 1996 г. введен в эксплуатацию самый крупный в России куст № 2042 Самотлорского месторождения из двенадцати ГС. По пробуренным скважинам средняя длина ствола скважины возросла в 1,24 раза, площадь вскрытия проектного пласта увеличилась в 20 раз, коммерческая скорость уменьшилась в среднем в 2,5 раза по сравнению с ННС, стоимость строительства последних ГС не превышала стоимости ННС в 1,26 раза (табл. 4). Все ГС куста № 2042 эксплуатируются гидроструйными насосами, коэффициент эксплуатации вырос до 0,98 [12].

В том же году под руководством автора были успешно завершены строительством и введены в эксплуатацию пионерные ГС: №1231 на Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Пурнефтегазгеология» и №7290 на Тевлино-Русскинском нефтяном месторождении ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКойл-Западная Сибирь». В ОАО «Сургутнефтегаз» с применением бескабельной забойной телеметрической системы с электромагнитным каналом связи ЗТС-172 построено 15 горизонтальных скважин на Федоровском месторождении.

При бурении требуется оперативная геофизическая информация о геологических свойствах разреза для оптимизации траектории ствола, особенно горизонтальных и многозабойных скважин. С целью повышения надежности и информативности определения параметров разбуриваемых пластов при каротаже в процессе бурения предложено использовать источник поля

Табл. 4

Показатели	Среднее
1. Продолжительность бурения, сут	48
2. Глубина скважины по стволу, м	2345
3. Глубина спуска промежуточной колонны, м	1869
4. Длина горизонтальной части ствола, м	481
5. Коммерческая скорость, м/ст.-м	1539
6. Проходка на долото в горизонтальном стволе, м	72,1
7. Время механического бурения горизонтального ствола, ч	70
8. Механическая скорость бурения горизонтального ствола, м/ч	7,5

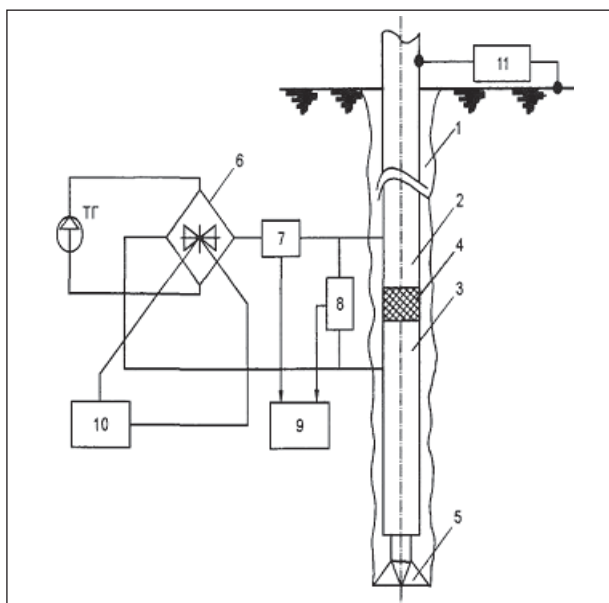


Рис. 7. Функциональная схема геофизического модуля КС, сопряженного с передающей частью ЗТС: 1 — ствол скважины; 2, 3 — верхняя и нижняя части КНБК (измерительные электроды); 4 — электрический разделитель ЗТС; 5 — долото; 6 — двунаправленный семисторный мост-модулятор передатчика ЗТС; 7, 8 — датчики тока и напряжения, подводимые к электрическому разделителю; 9 — блок обработки сигналов модуля КС; 10 — схема управления модулятором передающей части ЗТС; 11 — приемное устройство ЗТС

электрического типа, естественным образом вписывающийся в конструкцию ЗТС и колонны бурильных труб [13].

В разработанном модуле кажущегося сопротивления КС (рис. 7) в качестве источника зондирующего электрического поля используется автономный излучатель ЗТС с электромагнитным каналом связи. Измерительными электродами являются две части бурильной колонны 2 и 3, изолированные электрическим разделителем 4 телеметрической системы. В процессе бурения геофизическая информация постоянно передается на поверхность по электромагнитному каналу связи. Долото 5, расположенное ниже измерительного электрода 3, обеспечивает фиксацию изменения удельного сопротивления времени горных пород, вскрываемых в данный момент. Поэтому фактический диаметр скважины и фильтрат бурового раствора практически не влияют на результаты измерений.

Модуль КС успешно прошёл скважинные испытания на Уренгойском ГКМ и принят к промышленному внедрению [14]. На рис. 8 показана диаграмма кажущегося сопротивления, получен-

ная в процессе бурения скважины № 5410. Кривая сопротивления (кривая 1) выделяет границу глинистой кровли и нефтенасыщенного пласта высокого сопротивления БУ₉. При корреляции разреза по кривой гамма-каротажа (кривая 2) кровля продуктивного пласта БУ₉ отбивается на глубине 2706 м по вертикали, что соответствует данным электрического каротажа с ЗТС-172КС. С глубины 2722 м пласт БУ₉ сложен водонасыщенным песчаником, что подтверждается кривой 1, показывающей снижение удельного сопротивления в нижней части пласта БУ₉.

На рис. 9 изображена диаграмма электрического каротажа скважины № 5271 в сравнении со стандартной кривой КС. Сравнительный анализ данных, полученных модулем КС (кривая 2) и стандартной аппаратурой каротажа (кривая 1), показывает хорошую корреляцию, работоспособность и эффективность модуля КС.

Рассмотрим перспективы геонавигации скважин на основе телеметрических систем с ЭМКС для ориентирования скважин, предотвращения встречи стволов и обеспечения контроля сближения или удаления бурящейся скважины относительно неограниченного количества колонн ранее пробуренных скважин [15]. Решение поставленной задачи достигается благодаря использованию в качестве контролируемого параметра комплексного электрического сопротивления породы в зоне потенциального контакта долота и колонны ранее пробуренной скважины.

Система предупреждения встречи стволов 1, 2 и 3 при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин предусматривает использование элек-

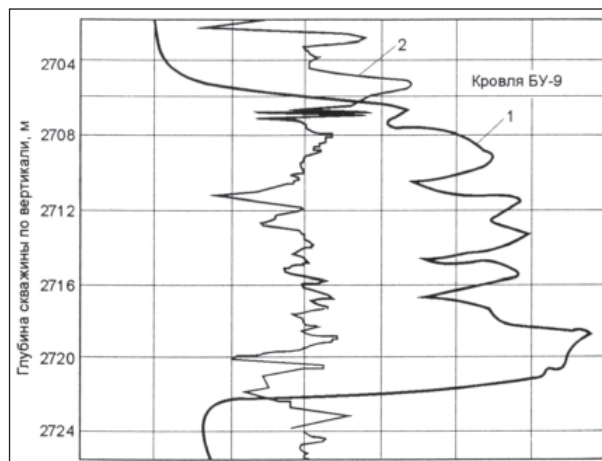


Рис. 8. Диаграммы каротажей скважины № 5410 Уренгойского ГКМ: 1 — кажущееся сопротивление в процессе бурения с ЗТС-172КС; 2 — ГК при окончательном каротаже

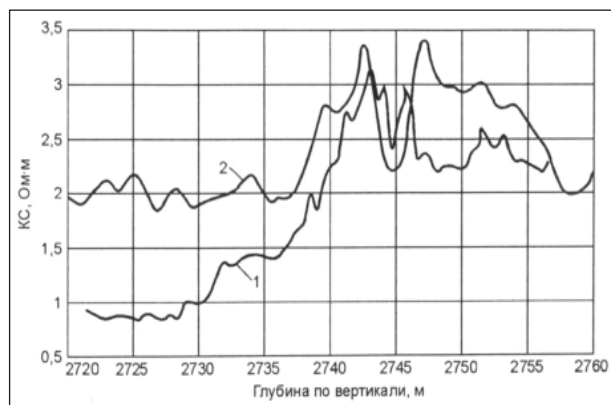


Рис. 9. Диаграмма электрического каротажа по скважине № 5271 Уренгойского ГКМ: 1 — каротаж в процессе бурения с ЗТС-172КС; 2 — стандартный

тротурбогенератора 4 и диполя 5, излучающего электромагнитные волны (рис. 10).

Система предупреждения встречи стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин с использованием телеметрической системы с электромагнитным каналом связи проста в монтаже и техническом обслуживании, она позволяет контролировать приближение долота бурящейся скважины не только на разбуриваемом, но и на ранее пробуренных кустах. Монтаж системы предупреждения встречи стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин может осуществляться в любой момент времени бурения скважин, для ее работы не требуется дополнительной информации от сопутствующих служб (геофизики, геологии и т. д.).

В системе используются известные телеметрические системы с ЭМКС и не требуется установки дополнительного оборудования на забое. Таким образом, стандартную телеметрическую систему, предназначенную для управления траекторией ствола скважины, можно использовать помимо ее прямого назначения как элемент системы предотвращения встречи стволов скважин или их наведения. Кроме того, система позволяет использовать эксплуатационную колонну пробуренной скважины в качестве дополнительного канала передачи инклинометрической информа-

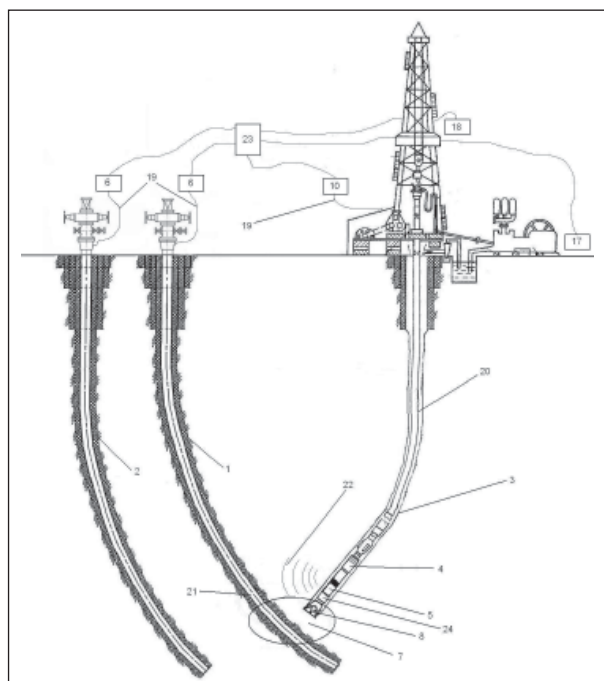


Рис. 10. Функциональная схема системы контроля

ции, что позволяет повысить надежность этой информации, особенно по мере увеличения вероятности встречи стволов скважин.

Научно-исследовательским институтом буровых технологий РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина совместно с Институтом проблем нефти и газа РАН и Научно-производственным предприятием «Самарские горизонты» ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на расширение возможностей электромагнитного канала связи с целью интеллектуализации процессов нефтегазодобычи и управления траекторией ствола скважины. Запатентованные в 2000 году технические решения основаны на организации беспроводного электромагнитного канала связи добывающей скважины с дневной поверхностью при помощи конструктивных элементов эксплуатационной колонны. Они позволяют решить проблемы информационного взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин с бурящимися скважинами в реальном масштабе времени [14].

Литература

1. Кульчицкий В. В. Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно направленных скважин применительно к эксплуатации месторождений механизированными способами: Автореферат диссертации на соискание ученой степени к. т. н. Тюмень. 1984.
2. Кульчицкий В. В. Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. — М.: ВНИИОЭНГ, 2000. — 350 с.
3. Кульчицкий В. В. Геонавтика — неперемное условие развития нефтегазовых технологий будущего // Технологии нефти и газа. — 2005. — № 5–6. — С. 74–80.

4. Евченко В. С., Захарченко Н. П., Каган Я. М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. — М.: Недра, 1986. — 277 с.
5. Кульчицкий В. В. Исследование сил сопротивления в наклонно-направленных скважинах // Проблемы нефти и газа Тюмени. — 1984. — № 62. — С. 26–28.
6. Кульчицкий В. В. Исследование воздействия технико-технологических и геологических факторов на изменение зенитного угла // Проблемы нефти и газа Тюмени. — 1984. — № 64. — С. 25–27.
7. Кульчицкий В. В., Родак Е. В. Оценка вероятности вскрытия продуктивного пласта Самотлорского месторождения в проектной точке. НТС «Бурение». — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — № 8.
8. Сафиуллин М. Н., Захарченко Н. П., Кульчицкий В. В. Опыт бурения наклонно-направленных скважин с малоинтенсивным набором кривизны // Науч. -техн. информ. Сер. «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение». — М.: ВНИИОЭНГ, 1984. — Вып. 10. — С. 24–27.
9. Кульчицкий В. В., Родак Е. В., Николаев Г. И. и др. Бурение пологой наклонно-направленной скважины с применением забойной инклинометрической системы ЗИС-4. — Тюмень: ЦНТИ, 1987. — № 289. — С. 1–3.
10. Групповой рабочий проект № 24Н на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин Самотлорского месторождения (пласт АВ11+2). — Нижневартовск: Архив СибНИПИ «Нефтяные горизонты», 1994.
11. Кульчицкий В. В. Преимущества сервисных предприятий при внедрении наукоемких технологий разработки нефтегазовых месторождений на примере НПО «Горизонт-Сервис» // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 1. — С. 49–51.
12. Волков Б. П., Галлямов К. К., Кульчицкий В. В. и др. Строительство и эксплуатация горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. — № 6. — 1997. — С. 41–42.
13. Патент № 2193655. Способ электрического каротажа в процессе бурения и устройство для его осуществления.
14. Кульчицкий В. В., Григашкин Г. А., Ларионов А. С. и др. Геонавигация скважин. — М.: МАКС Пресс, 2008. — 310 с.
15. Кульчицкий В. В., Архипов А. И. Локация подземных сооружений при бурении скважин // Journal. Russia. — Октябрь 2009. — № 10 (33). — С. 44–47.

V. V. Kulchitskiy

The History and Perspectives of Geosteering of Low-angle and Horizontal Wells in Western Siberia

According to decision of technical conference of industrial union «Nizhnevartovskneftegas» Drilling department from 6-th May 1989, the first factory batch of bottomhole telemetric systems with electromagnetic channel were tested in complex with the deviating assembly borehole. Since 1990 building and starting of operation of first horizontal wells on Samotlor field in Western Siberia began under the author leadership.

Key words: *low-angle deviated well, horizontal well, geosteering, branched-hole boreholes with complex spatial architecture, technical and technological maintenance, bottomhole telemetric system, intellectualization of oil and gas production and bore trajectory control, wireless electromagnetic channel.*

Вниманию специалистов!

Выходит в свет «Нефтегазовая гидромеханика» на английском языке.

Авторы: профессор **К. С. Басниев**, профессор **Н. М. Дмитриев**, профессор **Г. В. Чилингар** (США)

На базе основных представлений механики сплошной среды излагаются основы механики жидкости, газа и многофазных сред. Дан вывод законов сохранения в интегральном и дифференциальном виде, изложены элементы гидростатики, рассмотрены различные виды течения идеальных и вязких жидкостей, основные понятия теории турбулентности, теории размерностей и подобия. Дана гидродинамическая теория фильтрации жидкостей и газов в однородных и неоднородных, изотропных и анизотропных средах.

Для студентов, аспирантов, преподавателей широкого круга научных работников и инженеров, работающих в нефтегазовой отрасли.

Проблемы и перспективы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений

Д. Ю. Крянев, С. А. Жданов
ОАО «ВНИИнефть им. А. П. Крылова»

Представлена динамика изменения среднего проектного коэффициента нефтеотдачи и доли трудноизвлекаемых запасов в общем балансе запасов страны. Показано, что негативное изменение структуры запасов многие годы не компенсировалось совершенствованием технологий нефтеизвлечения. Сделан вывод о том, что перспективы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений России связаны с необходимостью возрождения системы научного обеспечения на базе комплекса отраслевых и учебных институтов.

Ключевые слова: проектный коэффициент нефтеотдачи, гидродинамические и «третичные» методы увеличения нефтеотдачи, научное обеспечение разработки нефтяных месторождений.

При рассмотрении состояния и перспектив разработки нефтяных месторождений страны обычно обращают внимание на внешне оптимистические показатели: растущую добычу нефти, увеличение ее экспорта, снижение обводненности добываемой продукции на некоторых месторождениях и др.

Вместе с тем уже многие годы в нефтедобывающей промышленности развиваются проблемные тенденции, которые отрицательно влияют не только на текущую эффективность разработки месторождений, но и в перспективе могут сказаться на возможных уровнях добычи нефти. Это — снижение объемов прироста запасов нефти, ухудшение качества остаточных запасов при увеличении доли трудноизвлекаемых, поздняя стадия разработки большинства крупных месторождений, недостаточные объемы применения методов увеличения нефтеотдачи и другие.

Особое внимание хотелось бы обратить на снижение уровня научного сопровождения разработки нефтяных месторождений.

На рисунке представлена динамика важнейшего показателя эффективности разработки месторождений — среднего проектного коэффициента нефтеотдачи. На этом же графике приведены данные по динамике доли трудноизвлекаемых запасов в балансе запасов страны. Можно видеть постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов и многолетнее снижение коэффициента нефтеотдачи, который только в последние 2–3 года начал незначительно расти.

Этот график достаточно ярко иллюстрирует сложившуюся многолетнюю тенденцию в разработке нефтяных месторождений — негативное изменение структуры запасов многие годы не

компенсировалось совершенствованием используемых технологий нефтеизвлечения.

В некоторых случаях это было связано с отсутствием технологических решений по эффективному нефтеизвлечению для тех или иных геолого-физических условий, что в последние годы усугублялось тем, что соответствующие научно-исследовательские работы практически не проводились. Однако гораздо чаще известные новые технологии недропользователями не используются. Причина как правило та, что их применение связано с большими затратами, особенно в начальный период разработки месторождения, и недропользователи избегают необходимости их использования. Не вполне оправдались и надежды на приход в Россию новых технологий нефтеизвлечения в связи с работой на месторождениях страны иностранных компаний.

Важное значение для повышения степени нефтеизвлечения из пластов может иметь промышленное применение гидродинамических методов воздействия и «третичных» методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых и химических).

Гидродинамические методы более дешевые и простые, но они обеспечивают и меньший прирост нефтеотдачи. В России в достаточных объемах используются и горизонтальные скважины, и гидроразрывы пласта в низкопроницаемых коллекторах, например в таких, как Приобское месторождение, где проницаемость составляет всего от 1 до 12 миллидарси и без ГРП просто не обойтись.

А вот третичные методы нефтеотдачи, к сожалению, применяются в небольших масштабах. По нашим оценкам, добыча за счет их применения не превышает 1 млн т в год, а за счет

гидродинамических — более 60 млн т в год. Для примера в США добыча за счет третичных методов составляет более 30 млн тонн в год.

Применение третичных методов является актуальнейшей проблемой для будущего нефтяной отрасли России.

Однако определенное оживление в применении новых методов увеличения нефтеотдачи нефтяными компаниями в последние годы находится под угрозой в связи с неопределенностью статуса Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений и отсутствием мониторинга выполнения проектных решений.

Практика последних лет показала, что в условиях государственной собственности на недра важным элементом стимулирования объемов применения методов увеличения нефтеотдачи в нашей стране являются проектные документы, выполнение которых обязательно для недропользователя. В последние годы проектные документы на разработку многих месторождений, рассматриваемых ЦКР Роснедра, основывались на применении или испытании тепловых, газовых, химических и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. На нескольких месторождениях в Татарии и Западной Сибири начали использовать водогазовые методы воздействия, тепловые методы применяются в Коми на Усинском, Ярегском месторождениях, физико-химические методы — в Башкирии, Татарстане, проектируются опытные работы по термогазовому воздействию на пласты баженовской свиты в Западной Сибири. Это, наряду с другими факторами, положительно повлияло на динамику изменения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране в последние годы. После многолетнего снижения до 2000 г. величина этого показателя начала увеличиваться и сейчас в соответствии с балансом запасов составляет около 0,38, что находится на уровне других развитых нефтедобывающих стран.

Другое дело, будет ли она достигнута в реальности или нет? Достичь этого показателя можно только в случае выполнения проектных решений, т. е. если технологии будут применяться те, которые заложены в проектах, исследования будут проводиться те, которые заложены в проектах и т. д. А в России проблема качественного исполнения проектных решений стоит довольно остро.

Вопреки действующему законодательству не всегда принимаемые лицензионные и проектные решения исполняются в полном объеме.

Среди наиболее часто встречаемых отклонений от проектных документов, влияющих на величину конечного КИН можно отметить:

- совмещение двух и более объектов разработки;
- уменьшение числа пробуренных скважин;
- изменение порядка ввода и вывода скважин из эксплуатации;
- большой бездействующий фонд скважин;
- соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин;
- изменение режима работы скважины;
- невыполнение мероприятий по методам воздействия на пласт и призабойную зону (агент нагнетания, объемы закачки, сроки проведения).

Так, внедрение в практику проектирования геолого-гидродинамических моделей дает достаточно действенный инструмент оценки, однако одновременно в отрасли в последние годы значительно снизились объемы и качество гидродинамических исследований скважин, целенаправленных геофизических работ, прямых керновых исследований разрабатываемых пластов, исследований пластовых нефтей и других. Это приводит к недостаточному информационному обеспечению геолого-гидродинамических моделей, по существу снижая их прогнозные возможности.

По данным специалистов Западной Сибири объем гидродинамических методов исследования пластов и скважин выполняется на 15–50% от необходимого, методов контроля выработки запасов менее чем на 30%, обследования технического состояния скважин — менее 60%.

Из-за простаивающего фонда скважин и недобурения реальная плотность сетки скважин на месторождениях Западной Сибири в среднем примерно в 1,3–1,5 раза ниже, чем она должна быть по проекту. А, как известно, от плотности сетки скважин зависит, в частности, КИН.

Исследования последних лет показали также, что не только плотность сетки скважин влияет на нефтеотдачу, но и сроки ее формирования. Так, к примеру, для одного из месторождений при плотности сетки скважин 17 га/скв. достигается КИН 59%, а при сетке 12 га/скв. — 63%. Но если сетка скважин в 12 га/скв. сформируется не сразу, а на поздней стадии разработки путем уплотнения ранее реализуемой сетки в 17 га/скв., то КИН сможет быть достигнут только в размере 59,5%.

Многочисленные исследования и практические данные показывают, что необоснованные изменения (разбалансировка) системы разра-

ботки месторождения, отклонения от проектных решений могут привести к существенному снижению эффективности и полноты выработки запасов нефти. Оценить наличие и степень отрицательного влияния изменения системы разработки на величину КИН возможно только на основе анализа разработки конкретного объекта.

В связи с этим возникает проблема необходимости обеспечения государственного контроля за эффективностью использования запасов на основе достоверного и качественного мониторинга разработки нефтяных месторождений.

Особенностью государственного оперативного контроля за эффективностью использования запасов нефти должна являться необходимость системной взаимосвязи проектных документов и мониторинга разработки нефтяных месторождений. И здесь особенно важно правильно установить критерии контроля. Их не должно быть много, но они должны охватывать основные параметры, характеризующие эффективность выработки запасов.

При создании системы мониторинга необходимо также учитывать, что в рыночных условиях, когда целью деятельности предприятия является минимизация затрат и получение максимальной прибыли, недропользователю приходится быстро реагировать на экономические изменения, корректируя в определенной степени проектные решения.

Учитывая это, государственным органам необходимо будет оперативно делать оценки последствий происходящих изменений и в ряде случаев узаконивать допустимые отклонения от проектных решений. Все это невозможно без проведения постоянного мониторинга за разработкой месторождений на Федеральном уровне. Строго говоря, такая государственная информационно-аналитическая система сможет уже не только контролировать, но и в определенной степени управлять эффективностью использования запасов нефтяных месторождений страны, выполнять оперативные прогнозы развитию отрасли.

Рассмотренные выше проблемы еще раз подтверждают тезис о том, что нефтяная промышленность России вступила в новую фазу своего развития в условиях существенного ухудшения баланса запасов на поздней стадии разработки большей части крупных месторождений. В свою очередь, это обуславливает необходимость создания и использования новых наукоемких технологий разработки нефтяных месторождений и государственного контроля

эффективности недропользования. Следует отметить, что необходимость и эффективность такого подхода подтверждается практикой деятельности нефтедобывающих отраслей других развитых стран.

Имеются противоречивые мнения (как правило, недостаточно подкрепленные фактически данными и исследованиями) о перспективах развития нефтяной промышленности страны, однако большинство специалистов высказывают озабоченность не только в долгосрочной но и в краткосрочной перспективе.

Вместе с тем, целый ряд насущных государственных и отраслевых проблем нефтяной промышленности в настоящее время или вообще не изучается и не решается или решается частично.

Ранее изучением и решением этих проблем занималась отраслевая наука — к 1993 году в нефтяном комплексе функционировали 74 научные организации, обеспечивающие весь комплекс отраслевых фундаментальных и научно-прикладных исследований.

Головные отраслевые институты по важнейшим проблемам отрасли (разработка, бурение, разведка, переработка нефти) выполняли весь комплекс научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ, обеспечивая текущие потребности и перспективы развития ТЭК, а также координировали их выполнение среди отраслевых институтов, в институтах АН СССР и вузах.

Точных данных о количестве существующих к настоящему времени научно-исследовательских организаций в отрасли очевидно нет, так как и само понятие «научно-исследовательская организация» претерпело изменение. Сейчас, например, в отрасли десятки предприятий численностью от 3 до нескольких десятков человек именуют себя научными организациями (и даже институтами) и занимаются, в лучшем случае, исследованием одной из частных задач.

Несостоятельным выглядит и попытка возложить решение отраслевых проблем на нефтяные компании и их институты. С одной стороны, сосредоточенные в нефтяных компаниях научно-аналитические центры ориентированы на решение текущих прикладных задач, с другой — общемировая практика показывает, что любая экономически развитая страна имеет свою промышленную политику, а промышленная политика без системно организованной отраслевой науки невозможна. Объясняется это тем, что горизонт технологического прогноза корпорации редко переваливает за 7–10 лет, фундаментальные исследования

обещают экономически значимый результат лет через 20–30. В образовавшемся двадцатилетнем зазоре как раз и работает система прикладной (отраслевой) науки — именно в этом временном промежутке задаются ориентиры для прорывных инноваций, передающихся на следующем шаге в ниюкровские подразделения корпораций.

Кроме того, расходы на науку крупных нефтегазовых компаний страны составляют 0,05–0,15% от выручки, в то время как крупных зарубежных — до 0,3% от выручки.

Кроме необходимости увеличения объемов финансирования нефтегазовой науки, следует предпринять и организационные меры.

Известны предложения о концентрации нефтяной науки в учебных университетах, как это отчасти практикуется в ряде зарубежных стран. Однако при этом надо учитывать тот факт, что отечественные университеты пока не имеют необходимой научно-технической базы и опыта прикладных исследований.

Поэтому, как представляется, перспективы повышения эффективности разработки не-

фтяных месторождений страны связаны с необходимостью возрождения системы научного обеспечения этой проблемы на базе комплекса отраслевых и учебных институтов с привлечением в ряде случаев институтов АН России.

Подведя итоги можно сделать следующие выводы:

1. Россия вступила в стадию необходимости поддержания существующего уровня добычи при существенном ухудшении структуры запасов.

2. На нефтяных месторождениях страны практически не используются третичные методы воздействия на пласт.

3. Не выполняются в полной мере проектные решения разработки нефтяных месторождений, отсутствует система мониторинга за выполнением решений проектных документов.

4. Приходится констатировать сложное положение нефтяной науки, потребность которой возрастает в этот непростой период, необходимо ее возродить на базе симбиоза учебных университетов и отраслевых институтов.

D. Yu. Kryanev, S. A. Zhdanov

The problems and Perspectives of Oil Fields Development Efficiency Increase

The time history of the average oil recovery design factor and of the ratio of hard to recover reserves in the whole balance of the country is presented. It was demonstrated, that a negative change of reserves structure was not balanced out by oil recovery technologies development. It was concluded, that the perspectives of Russian oil fields development efficiency increase are connected with the necessity of renewal of science service system on the basis of industry and educational institutes complex.

Key words: *oil recovery design factor, hydrodynamic ant tertiary enhanced oil recovery methods, science service of oil field development.*

Вниманию специалистов!

И. М. Колесников

КАТАЛИЗ И ПРОИЗВОДСТВО КАТАЛИЗАТОРОВ

В книге изложены теория и практика изучения, подбора и производства катализаторов. Приведены методы и технологии синтеза катализаторов на лабораторном и промышленном уровне. Представлены основы теорий гомогенного и гетерогенного катализа. Значительное внимание уделено проблемам подбора и оптимизации состава катализаторов. Подробно излагаются ранние теории катализа и синтеза катализаторов.

Специальный раздел посвящен физико-химическим свойствам катализаторов, способам производства носителей, катализаторов и контроля их качества, управления производством на катализаторных фабриках.

В книге представлены технологические схемы производства наиболее распространенных в промышленности носителей и катализаторов.

Книга адресована широкому кругу инженерно-технических работников промышленных предприятий, научно-исследовательских и проектных организации.

М.: Издательство «Техника», 2004. — 450 с.

Развитие новых технических и технологических решений для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений

Н. Г. Ибрагимов
ОАО Татнефть

Представлены материалы по новым технологиям и техническим средствам, позволяющим повысить технологическую и экономическую эффективность добычи нефти. Описаны результаты широкого промышленного применения цепных приводов, одновременно-раздельной эксплуатации скважин, скважин малого диаметра и др. Показаны результаты энергетической эффективности применения комплекса технологий.

Ключевые слова: цепной привод, одновременно-раздельная эксплуатация скважин, скважины малого диаметра, энергетическая эффективность.

В условиях ухудшения горно-геологических параметров разрабатываемых месторождений за последнее десятилетие удалось не только не сократить, но и на 11,5% увеличить объёмы добычи по компании (рис. 1), при стабилизации обводнённости на одном уровне.

Важными направлениями научно-технической политики ОАО «Татнефть» являются разработка и внедрение новой ресурсо- и энергосберегающей техники, технологического оборудования и технологий во всех процессах.

Основные направления научно-технической политики компании:

1. Технологические и технические решения для эффективной добычи нефти из скважин.
2. Методы рационального использования всех добываемых ресурсов.
3. Энергосберегающие технологии.

В этих направлениях решались следующие научно-технические задачи, которые планируется решать и в ближайшей перспективе.

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин (ОРЭ, ОРЗ). В последние годы при-

мером активно развивающейся технологии в процессе эксплуатации месторождений является система одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной. В настоящее время данной системой самых разных модификаций оборудовано около 570 скважин, дополнительная добыча нефти с начала эксплуатации превысила 1 млн т, средний прирост дебита на скважину – 3,7 т/сут (рис. 2, таблица).

С 2007 г. получила развитие технология ОРЗ, которая внедрена на 128 нагнетательных скважинах. Накопленный объём дополнительной добычи нефти от внедрения ОРЗ составил 170,2 тыс. т. В 2010 г. планируется на треть увеличить общее количество установок ОРЭ и на 70% установок ОРЗ. Разрабатываются и новые решения для ОРЭ 3-х пластов.

При применении ОРЭ важным вопросом является контроль за разработкой пластов. Для определения параметров работы объектов под пакером в установках с ЭПН используется телеметрическая система. Для раздельно-

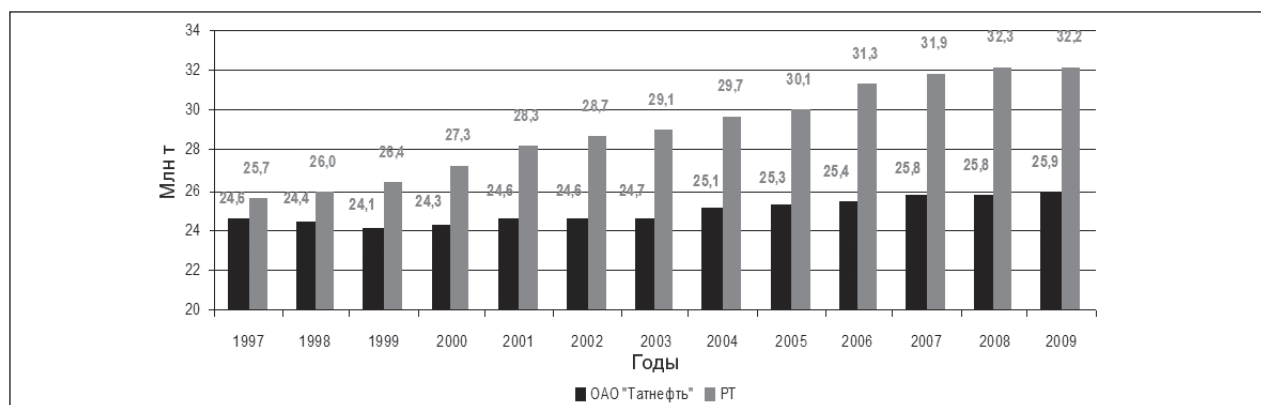


Рис. 1. Динамика добычи нефти ОАО «Татнефть» и РТ

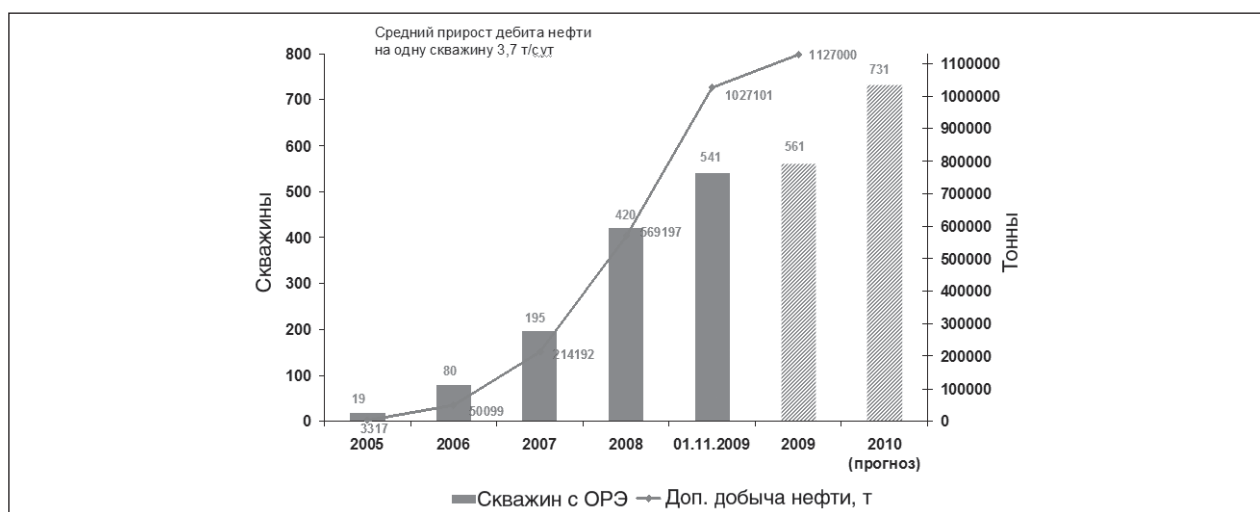


Рис. 2. Динамика фонда скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией (ОРЭ), накопленной дополнительной добычи нефти по ОАО «Татнефть»

го подъёма продукции используются полые штанги. При применении штанговых установок ОРЭ для определения забойных давлений разработаны глубинно-измерительные комплексы типа «Фотон», «Крот», «КАМТ». В настоящее время около 130 скважин оснащено такими комплексами.

Межремонтный период (МРП). Огромная экономия энерго- и ресурсозатрат обеспечивается за счёт роста МРП скважин, который достиг наибольшей величины по отрасли в стране – 1011 сут (рис. 3). В то же время, например, в ряде нефтяных компаний США МРП составляет 3 года и более. Нам по силам достичь этого показателя.

Одним из методов, радикально улучшающих контроль и регулирование, является использование контроллеров, основанных на

применении математического моделирования работы глубиннонасосного оборудования, позволяющего определять параметры работы скважины и выявлять причины отклонения режима работы от заданного, например, контроллеров «Лафкин».

Строительство скважин потребляет основные ресурсы капитальных вложений в нефтедобычу и в условиях концентрации ресурсов компании на строительство НПЗ «ТАНЕКО» переходим к новому этапу повышения его эффективности.

Важный резерв экономии – строительство скважин малого диаметра. В настоящее время достигнуто снижение стоимости на треть в сравнении со стандартной конструкцией. При этом параметры как по дебитам, так и по качеству строительства не уступают обычным скважинам.

Показатели внедрения установок различных конструкций ОРЭ по ОАО «Татнефть» на 01.11.2009

Конструкции ОРЭ	ΔQ_{Σ} , тн.	Δq_{Σ} , т/сут	Количество скважин	МРП, сут
Однолифтовая	675165	3,9	348	1030
Двухлифтовая				
с э/к 168 мм	220491	3,3	103	1374
с э/к 146 мм	26841	2,9	12	1381
Двухлифтовая добыча– закачка	37015	4,6	25	637
ЭЦН+ШГН с раздельным подъемом	3433	2,2	5	144
ЭЦН+ШГН со смешением продукции	59927	5,4	39	603
С дифференциальным насосом (полые штанги)	2942	4,4	4	655
С разделительным поршнем (полые штанги)	937	3,2	2	294
ЭВН+ШГН со смешением продукции	1199	4,6	2	258
УВШН+УВШН со смешением продукции	151	3,9	1	39
Итого	1027101	3,8	541	988

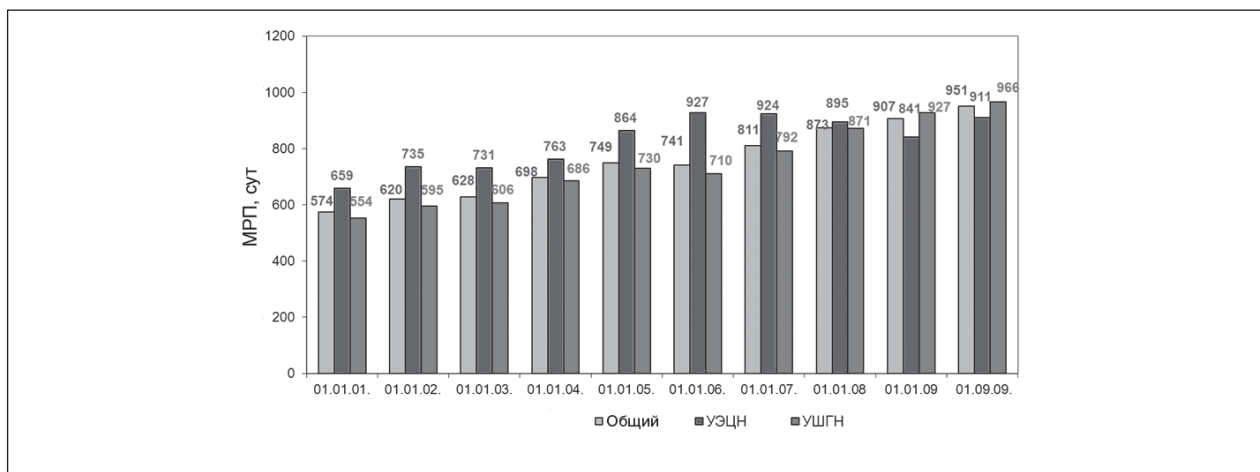


Рис. 3. Динамика изменения МРП скважин

За 2009 г. введено в эксплуатацию 17 скважин малого диаметра, кроме того, пробурено и введено в эксплуатацию 9 многозабойных скважин со средним дебитом 16,4 т/сут, 43 горизонтальные скважины со средним дебитом 11,4 т/сут. В режиме депрессии пробурено 5 скважин со средним дебитом 11,6 т/сут. Выполнено 58 зарезок боковых и боковых горизонтальных стволов. Среднесуточный дебит новых скважин, введенных из бурения, по сравнению с 2008 г. увеличился на 8% до 9,5 т в сут (рис. 4).

В минувшем году была продолжена программа работ по освоению этих запасов на Ашальчинском месторождении. С лета минувшего года здесь успешно действует канадская установка для бурения горизонтальных скважин Dresco-2000M, уже пробурено несколько классических одноустьевых горизонтальных скважин для реализации парогравитационного и пароциклического методов добычи сверхвязких нефтей. В 2010 г. на этом месторождении предстоит модернизировать конструкцию скважин и пробурить еще 3–4 пары горизонтальных скважин, отработать и одну из самых современных технологий пароциклического воздействия на горизонтальных скважинах, такого опыта у нас в России пока еще нет.

Использование ресурсов попутного газа.

Важным направлением энергосберегающих технологий является использование попутного нефтяного газа (ПНГ), сжигаемого в настоящее время на ряде объектов на факелах.

Несмотря на один из самых высоких среди российских компаний коэффициентов использования газа в соответствии с утвержденной «Программой действий ОАО «Татнефть» по утилизации попутного нефтяного газа на 2009–

2013 гг.», в 2009 г. начата реализация наиболее эффективных проектов на объектах компании.

- Запущены 5 электростанций в НГДУ «Ямашнефть» суммарной мощностью 1040 кВт. Объем утилизируемого газа составит 2,7 млн м³/год, средняя себестоимость производства электроэнергии при этом будет в 2 раза ниже утвержденных энерготарифов.

- Смонтированы печи нагрева нефти, работающие на попутном нефтяном газе, на УПС «Бастрык» и Ново-Суксинской УПВСН НГДУ «Прикамнефть». Ежегодный объем потребления ПНГ составит до 7,6 млн м³.

- На стадии реализации электростанция на Елабужской УПС НГДУ «Прикамнефть». Использование до 5,5 млн м³ ПНГ в газопоршневых электростанциях позволит выработать около 2 МВт электроэнергии.

Программой предусматривается также использование классических решений по использованию ПНГ: путевые подогреватели, работающие на сероводородсодержащем газе;

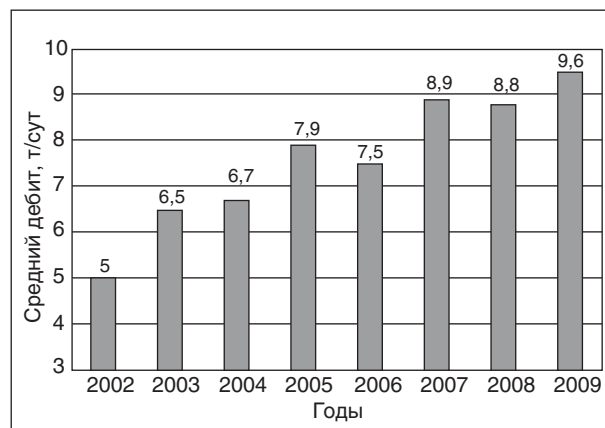


Рис. 4. Средний дебит новых скважин (т/сут)

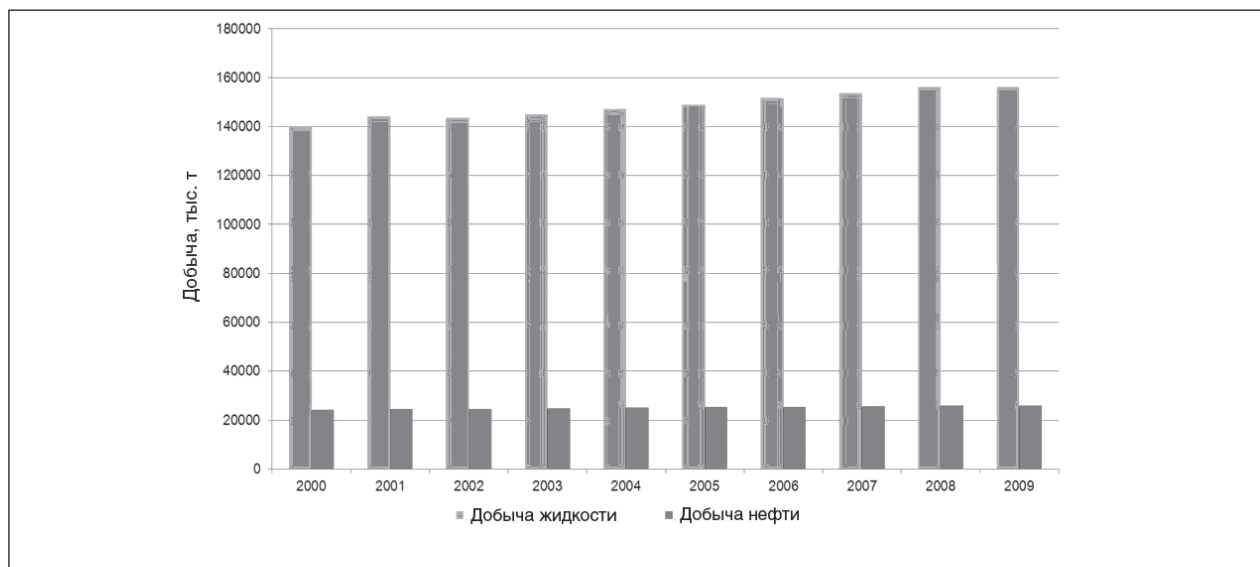


Рис. 5. Динамика добычи жидкости и нефти по ОАО «Татнефть»

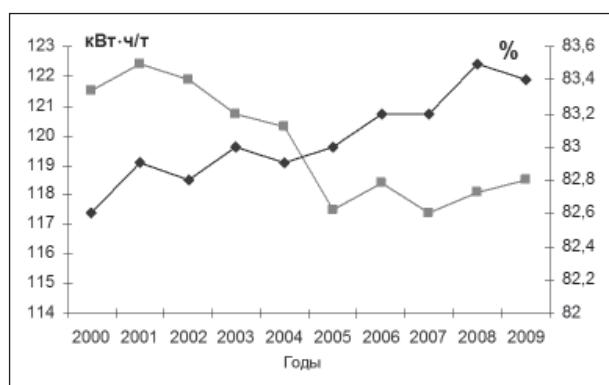


Рис. 6. Обводненность нефти и удельный расход электроэнергии на добычу нефти по ОАО «Татнефть»

поршневые электростанции; строительство систем газосбора с применением полиэтиленовых газопроводов, обладающих большим сроком службы. В ближайшем будущем планируется довести показатель использования ПНГ до 98%.

Налоговое стимулирование.

Несмотря на разработку и внедрение новых технологий, по-прежнему затраты на бурение и до-

бычу нефти из трудноизвлекаемых запасов очень высокие, необходимы значительные средства на мероприятия по оценке ресурсной базы, проведение опытно-промышленных работ и обустройство битумных месторождений. В связи с этим специалистами нашей компании проводится работа с соответствующими федеральными органами по созданию специальных налоговых стимулов.

Как показал прошедший год, решение проблемы дифференциации НДС буквально спасло многие наши скважины от остановки в ценовых условиях прошлого года. Следующий этап — льготирование по малым месторождениям, методам увеличения нефтеотдачи, а также дополнительное стимулирование по битумам (экспортная пошлина).

Повышение энергетической эффективности — наше приоритетное направление. Несмотря на высокую обводненность продукции (рис. 5), удельный расход электроэнергии на добычу тонны нефти в течение последних лет неуклонно снижается и сегодня составляет 118,5 кВт·ч/т (рис. 6). Но резервы еще есть и эта работа продолжается.

N. G. Ibragimov

The Evolvement of New Technical and Technological Solutions for Oil Fields Development Efficiency Increase

The paper describes innovative technologies and appropriate hardware enabling to improve reservoir performance and return on investments. Results of commercial application of chain-drive pumping systems, dual completions, slim holes, and other innovative solutions are presented. Energy efficiency of the innovations is shown.

Key words: chain drive pumping systems, dual completion, slim holes, energy efficiency.

Механизм термической димеризации мономеров

В. А. Курбатов
ООО «Нефтехимсервис»

Проведён кинетический анализ реакций термической димеризации мономеров. Установлено, что предэкспоненциальные множители бимолекулярной константы скорости в газовой фазе на 2–10 порядков выше, чем в жидкой. Предложена интерпретация полученных данных с точки зрения специфики конформационных превращений бирадикалов, являющихся первичными промежуточными продуктами реакции.

Ключевые слова: димеризация, энергия активации, конформации бирадикалов, предэкспоненциальный множитель.

Димеры (D), как правило, являются основными низкомолекулярными продуктами термического превращения мономеров. Можно выделить три их основные группы: производные циклобутана (ЦБ), винилциклогексена (ВЦГ) и олефинов-1 (Ол). Результаты суммированы в таблице.

В соответствии с представлениями, сформулированными в [1, 2], димеры возникают как результат мономолекулярных реакций бирадикалов: рекомбинации (циклизации), переноса атома водорода (диспропорционирования) и при

наличии ароматических заместителей — алкилирования.

Таким образом, предшественниками ЦБ и Ол должны являться 1,4-, а ВЦГ — 1,6-бирадикалы. Первые возникают, как правило, из замещённых этиленов, а 1,6 — из диеновых мономеров.

Наконец, выявлена линейная зависимость между энергией активации димеризации и энергией локализации мономеров (рис. 1) (напомним, что энергия локализации является разницей между энергией p-электронов молекулы

Продукты димеризации мономеров

№ п.п.	Мономер	Базовая структура конечного продукта	Ссылка	Примечание
1	Акрилонитрил	ЦБ	3	Рассчитаны А
2	Стирол	ЦБ	4	Рассчитан А
3	Стирол	Брутто-низкомолекулярная фракция	5	В основном производные фенилтетралина
4	Циклогексадиен-1,3	Сумма изомеров ЦБ	6	А рассчитаны для суммы изомеров ЦБ
5	Метилаллен	ЦБ	7	
6	Акрилонитрил-стирол	ЦБ	8	
7	цис-Пиперилен	ВЦГ	9	
8	транс-Пиперилен	ЦБ	9	80% изомеров ЦБ
9	Хлоропрен	ВЦГ	10	
10	Хлоропрен	ЦБ	10	
11	2,3-диметилбутадиен-1,3	ВЦГ	11	
12	Изопрен	ВЦГ	11	
13	α , β , β' -Трифторстирол	ЦБ	12	
14	Метилакрилат бария	Ол	13	
15	1,2-диметилаллен	ЦБ	14	Сумма изомеров ЦБ
16	Этилен	ЦБ + Ол	15	
17	Трифторхлорэтилен	ЦБ	16	
18	Тетрафторэтилен – трифторхлорэтилен	ЦБ	16	
19	Тетрафторэтилен	ЦБ	16	
20	Дивинил	ВЦГ	17	Сумма изомеров ВЦГ
21	Изопрен	ВЦГ	17	Сумма изомеров ВЦГ
22	2,3-Диметилбутадиен-1,3	ВЦГ	17	
23	Пентадиен	Не идентифицирован	17	Сумма олигомеров
24	Метилметакрилат	Ол	18	

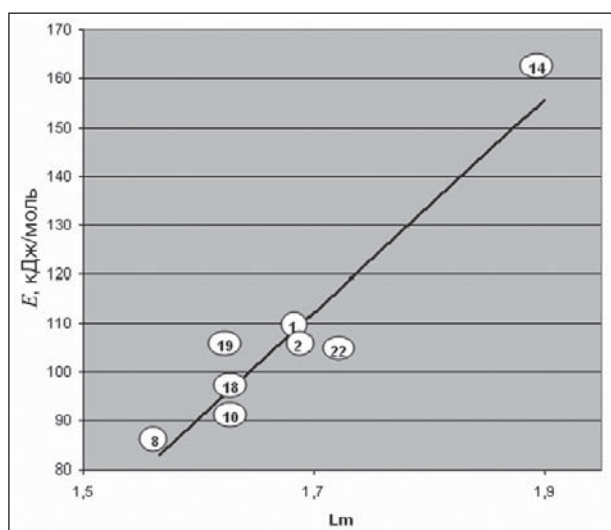


Рис. 1. Зависимость энергии активации реакции димеризации мономеров от энергии локализации (нумерация точек — см. табл.1, значения энергий локализации [19])

мономера и радикала). В данном случае имеет место идентичный по смыслу процесс перехода от двойной связи к радикалу в форме бирадикала. Это означает, что термическая димеризация мономеров с энергетической точки зрения контролируется в основном стадией его образования для всех типов конечных продуктов.

В литературе имеется определённый набор данных по кинетике термической димеризации мономеров. Результаты представлены на рис. 1 в координатах $E - \lg A$ (здесь E — энергия активации, A — предэкспоненциальный множитель). Обычно такая форма используется в химической кинетике для исследования компенсационного эффекта. В данном случае она выбрана только как наиболее наглядная.

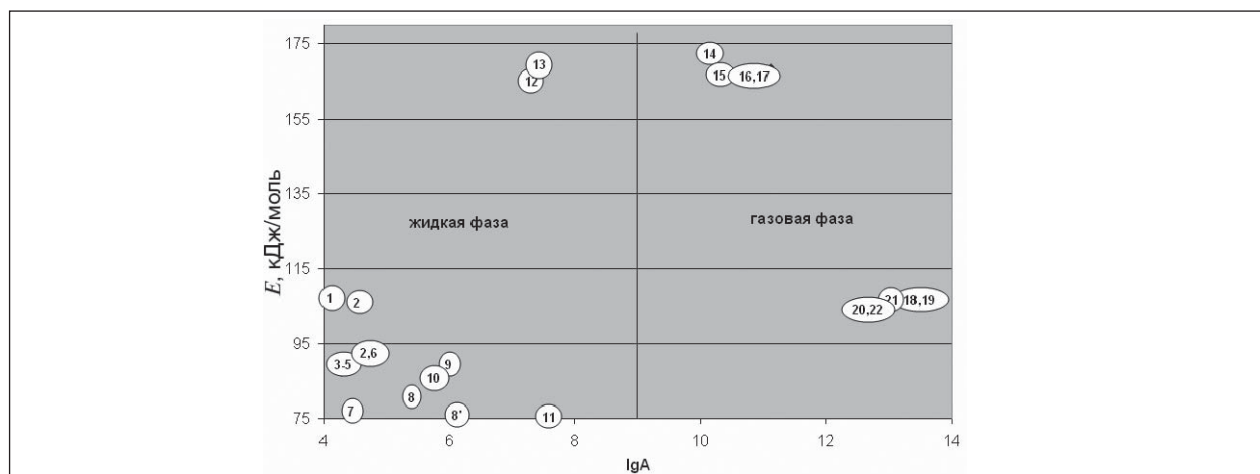


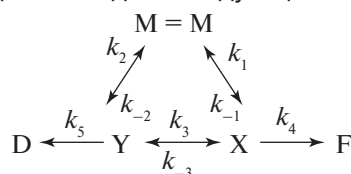
Рис. 2. Зависимость между энергией активации и предэкспоненциальным множителем реакции димеризации мономеров (нумерация точек — см. табл.1)

Бирадикалы, образующиеся из молекул мономеров по термическому маршруту, могут возникать в циклической (цис) и развёрнутой (гош) конформациях. Это обстоятельство является существенным отличием от случаев генерации бирадикалов из циклических углеводородов, diaзосоединений, а также реакций Норриш-2 типа, когда они образуются в цис-форме. Кроме этого, бирадикалы могут также существовать в синглетном и триплетном состояниях.

Рассмотрим кинетическую схему более детально, учитывая низкие скорости межсистемных переходов. Предположим, что в результате взаимодействия двух молекул мономера (константа скорости k_1) возникает бирадикал в некотором состоянии X, не способном превращаться в димерные продукты реакции.

Однако это не исключает их бимолекулярные превращения, например по реакции с молекулами мономера (псевдомолекулярная константа скорости k_4 , включающая в себя концентрацию мономера). Бирадикалы X распадаются преимущественно на исходные молекулы мономера (константа скорости k_{-1}).

Для того чтобы бирадикал превратился в конечные димерные продукты, необходим его переход в некоторое состояние Y, также способное распадаться на молекулы мономера (константа k_{-2}). Нельзя исключить, что между этими состояниями существует равновесие (константы k_3 и k_{-3}). В таком случае формальная кинетическая схема будет выглядеть следующим образом:

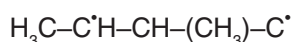


Здесь М — молекулы мономера; Х и Y — первичная и вторичная конформации бирадикалов; D и F — конечные продукты; k — константы скорости соответствующих стадий.

В условиях стационарности по концентрациям бирадикалов получаем выражение для скорости образования конечного продукта D:

$$d[D]/dt = \frac{k_3(k_1 + k_{-5}) + k_{-5}(k_{-1} + k_4)}{(k_2 + k_4)(k_{-3} + k_{-2} + k_5) + k_3(k_{-2} + k_5)} [M]^2.$$

Для бирадикалов в газовой фазе является характерным резкое увеличение скоростей вращения вокруг C_1-C_2 -связей, а следовательно и конформационных превращений. Так, например, для



соотношение констант скорости вращения и циклизации в жидкой фазе составляет 1,86, в то время как в газовой оно стремится к бесконечности [19].

Полагают, что причиной этому является образование «горячих» бирадикалов, обладающих повышенной колебательной энергией. В условиях газовой фазы, когда частота столкновений с частицами среды является значительно более низкой, чем в жидкой фазе, протекают быстрые конформационные превращения бирадикалов.

Предположим, что бирадикал в реакционно-способной конформации Y из молекул мономера практически не образуется, а в свою очередь, из бирадикала X димерные продукты не возникают, равновесие их взаимного превращения преимущественно сдвинуто влево.

Для такого случая справедливыми будут являться следующие допущения:

$$k_2 = 0; k_{-1} \text{ и } k_3 \gg k_{-3} \text{ и } k_4.$$

Тогда вышеприведённое уравнение примет следующий вид:

$$d[D]/dt = \frac{k_1 k_3 k_5}{(k_{-1} + k_3)(k_{-2} + k_5)} [M]^2.$$

Предэкспоненциальный множитель бимолекулярной константы скорости реакции k_1 для газовой фазы примем равным 10^9 л/моль·с. Тогда, в соответствии с наблюдаемым интервалом предэкспонентов для газовой фазы, эффективный предэкспонент, отражающий превращения бирадикалов, должен составлять 10^2-10^4 л/моль·с.

Для того чтобы получить высокие значения предэкспонентов димеризации А необходимо выполнение ещё одного условия, а именно $k_{-1} \gg k_3$. То есть скорость распада первичных бирадикалов X на молекулы мономера много больше

скорости их превращения в форму Y. Такое предположение требует, чтобы разность энергий активации E_3-E_{-1} была положительной.

Так, если константа скорости k_2 на порядок больше константы скорости k_3 , то указанная разность энергий активации составляет при $100^\circ C$ 21–35, а при $150^\circ C$ 24–40 кДж/моль.

Согласно работе [20] рассчитанное значение энергетического барьера вращения в синглетном бирадикале достигает 40 кДж/моль, а энергия диссоциации C–C связи 20–30 кДж/моль. Столь высокое значение барьера вращения по сравнению с углеводородами объясняется взаимодействием двух неспаренных электронов через одинарную связь. То есть указанная разность энергий активации должна составлять 12–20 кДж/моль. Учитывая приблизительность приведённых расчётов, подобное совпадение стоит считать удовлетворительным. При этом надо иметь в виду, что энергия активации константы скорости k_4 также может осуществлять дополнительный вклад. Однако по поводу её величины в литературе существуют весьма противоречивые мнения (от нуля до нескольких кДж/моль).

Нет оснований полагать, что энергии активации указанных элементарных стадий существенно изменятся при переходе от газовой фазы к конденсированной. В таком случае, используя найденное значение, разности энергий активации, а также наблюдаемый в жидкой фазе интервал предэкспонентов, находим, что соотношение констант скорости k_3/k_{-1} должно составлять $10^{-(4-1)}$, то есть в жидкой фазе реакции распада бирадикалов по сравнению с их конформационными превращениями протекают с более высокими скоростями.

Если предположить, что предэкспоненты констант скорости k_2, k_3, k_5 имеют значение 10^{15} , то для k_{-1} в газовой фазе получим $10^{10}-10^{12}$ л/моль·с.

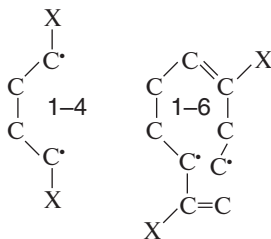
В соответствии с этим, для того чтобы получить наблюдаемое значение интервала предэкспонентов для жидкой фазы, необходимо предположить, что предэкспоненциальные множители констант скорости превращения бирадикалов, находящихся в числителе, уменьшаются на несколько порядков по сравнению с газовой фазой. Это находится в соответствии с рассматриваемой концепцией.

Таким образом, причиной более высоких значений предэкспоненциальных множителей в газовой фазе является образование бирадикалов, превращение которых в продукты реакции протекает с высокими предэкспоненциальными

множителями констант скорости. Как уже отмечалось, это может иметь место за счёт образования «горячих» бирадикалов с повышенными частотами колебаний связей. В жидкой фазе энергия колебаний быстро рассеивается при столкновении с молекулами среды, поэтому вращения вокруг С–С связей при высоком барьере вращения в синглетном бирадикале происходят весьма медленно, в результате чего основная часть бирадикалов диссоциирует до исходных молекул мономера.

С этой точки зрения интересен отмеченный выше факт «миграции» MMA в область газовой фазы. Как мы уже отмечали, его бирадикал должен образовываться в триплетном состоянии, в котором вращение вокруг связей облегчено по сравнению с синглетным бирадикалом за счёт более низких барьеров вращения. По некоторым оценкам [19] увеличение констант скорости может достигать двух порядков. То есть поведение триплетных бирадикалов в жидкой фазе, в определённой мере, идентично синглетным бирадикалам в газовой фазе.

1–4 бирадикалы по сравнению с 1–6 обладают малым количеством степеней свободы и меньшей степенью сопряжения. В связи с этим последние легче претерпевают конформационные изменения:



Следствием являются более высокие значения предэкспонентов как в жидкой, так и в газовой фазах. Так, совокупность точек 14–18

для этиленов (газовая фаза) характеризуется значениями предэкспонентов на 3 порядка более низкими, чем для диенов. Та же картина отмечается и для жидкой фазы.

Замещённые этилены в жидкой фазе (точки 1–6) имеют близкие значения предэкспонентов. Однако введение сильных электроотрицательных заместителей (фтор, хлор, точки 11 и 10, соответственно) сдвигает предэкспоненты в область высоких значений. Ту же картину мы наблюдаем в газовой фазе. Здесь выстраивается следующий ряд: этилен (14) — трифторхлорэтилен (15) — трифторхлорэтилен + тетрафторэтилен (16) — тетрафторэтилен. Это может быть объяснено потерей C_1-C_4 сопряжения в бирадикале в результате смешения электронной плотности на галоген и, как следствие, облегчением конформационных превращений. Вместе с тем электроотрицательные заместители, такие как циан (1, акрилонитрил) и фенил (2, стирол), обладающие способностью участвовать в сопряжении, такого эффекта не дают.

В целом следует отметить, что химия превращений бирадикалов, генерируемых термически из молекул неопределённых соединений, практически не изучена. Количество факторов, управляющих конформациями бирадикалов, должно быть значительно больше. Так, введение атома Ва в карбоксильную группу метакрилата снижает значение А почти на 6 порядков по сравнению с метилметакрилатом (точки 22 и 12). Это может быть приписано появлению массивного ротора, затрудняющего вращение вокруг С–С связей. При этом должна учитываться вязкость среды. Пока не представляется возможным объяснить наличие высоких предэкспонентов у 1, 2-диметилаллена и низких у цис-пиперилена. В целом требуется знание полных количественных характеристик бирадикалов.

Литература

1. Курбатов В. А. Успехи химии. — 1987. — Т. 56. — №5. — С. 865.
2. Курбатов В. А. Высокомолекулярные соединения. — 1982. — Т. 24А. — №7. — С. 1347.
3. Coynes E. C., Hillman W. C. J. Amer. Chem. Soc. — 1949. — V 71. — № 1. — P. 324.
4. Kirchner K. Angew. Makromol. Chem. — 1970. — B. 13. — № 178. — S. 137.
5. Mayo F. R. J. Amer. Chem. Soc. — 1968. — V. 90. — №11. — P. 1289.
6. Шантарович П. С., Шляпников И. А. Высокомолекулярные соединения. — 1961. — Т. 3. — №11. — С. 1364.
7. Гапон Е. Н. Журн. общ. хим. — 1931. — Т. 1. — №3–4. — С. 496.
8. Kirchner K., Schlapkoul H. Makromol. Chem. — 1976. — B. 177. — № 7. — S. 2031.
9. Duschek Ch. et al. Z. Prakt. Chem. — 1970. — B. 312. — №1. — S. 15.
10. Billingham N. C. et al. Trans. Farad. Soc. — 1969. — V. 65. — №554, part 2. — P. 470.
11. Гапон Е. Н. Журн. общ. хим. — 1931. — Т. 1. — №6. — С. 779.
12. Ходжемирова Л. К. и др. Высокомолекулярные соединения. — 1973. — Т. 15А. — №6. — С. 1304.
13. Naruchi K., Miura M. Polymer. — 1981. — V. 22. — №12. — P. 1716.
14. Гапон Е. Н. Журн. общ. хим. — 1931. — Т. 1. — №6. — С. 770.
15. Магарил Р. З. Механизмы и кинетика гомогенных термических превращений углеводородов. — М.: Химия, 1970. — 300 с.

16. Lacher J., Tompkin C. W. — 1952. — V 74. — № 7. — P. 1694.
17. Burnett G. M. Mechanism of polymer Reactions, Int. Publ. — N. Y., London, 1964. — 280 p.
18. Nakajuchi O. Kagaku Chem. — 1982. — V. 37. — №3. — P. 241.
19. Багдасарьян Х. С. Теория радикальной полимеризации. — М.: Наука, 1966. — 300 с.
20. Bergman R. G., Brauman J. J. Amer. Chem. Soc. — 1971. — V. 91. — № 26. — P. 7411.
21. Stephenson J., Gibson T. A. J. Amer. Chem. Soc. — 1972. — V. 94. — № 13. — P. 4599.

V. A. Kurbatov

Mechanism of Thermal Monomer Dimerization

The kinetic analysis of monomers thermal dimerization reactions is carried out. It is established, that preexponential factor of bimolecular rate constants in the gas phase is 2–10 orders higher, than in liquid phase. Interpretation of the obtained data from the point of view of specificity of conformational transformations of biradicals, being primary intermediates of reaction, is offered.

Key words: dimerization, activation energy, conformations of biradicals, preexponential factor.

Вниманию авторов!

Требования к оформлению и представлению материалов для публикации

1. К статье должны быть приложены реферат (не более 10 строк) и список ключевых слов на русском и английском языках.
2. Объем статьи не должен превышать 15 страниц, включая таблицы, список литературы и подписанные подписи.
3. Материалы для публикации должны быть представлены в двух видах: текст, набранный в программе Microsoft Word на листах формата А4, распечатанный на принтере; дискета или компакт-диск с тем же текстом (файлы формата DOC или RTF), можно также прислать статью по электронной почте. Рисунки представляются в формате EPS или TIFF (300 dpi, CMYK или grayscale), за исключением рисунков, сделанных в программах Microsoft Office (Excel, Visio, PowerPoint и т. д.), которые представляются в оригинале.
4. Текст статьи должен быть распечатан в двух экземплярах через два интервала на белой бумаге формата А4. Слева необходимо оставлять поля шириной 4–5 см. Страницы должны быть пронумерованы.
5. Графическая информация представляется в черно-белом виде (за исключением фотографий). Дублирование данных в тексте, таблицах и графиках недопустимо.
6. Графический материал должен быть выполнен четко, в формате, обеспечивающем ясность всех деталей. Обозначение осей координат, цифры и буквы должны быть ясными и четкими. Необходимо обеспечить полное соответствие текста, подписей к рисункам и надписей на них.
7. Простые формулы следует набирать как обычный текст, более сложные — с использованием редактора формул программы MS Word. Нумеровать нужно формулы, на которые имеются ссылки в тексте. В то же время нежелательно набирать формулы или величины, располагающиеся среди текста, с помощью редактора формул.
8. При выборе единиц измерения необходимо придерживаться Международной системы единиц СИ.
9. Список литературы приводится в конце рукописи на отдельном листе, в тексте указываются только номера ссылок в квадратных скобках, например [2]. Оформление библиографии должно соответствовать ГОСТ 7.1–76.
10. В начале статьи нужно указать полное название учреждения, в котором выполнена работа. Статья должна быть подписана всеми авторами.
11. К статье должны быть приложены следующие сведения: фамилия, имя и отчество (полностью), место работы, а также полный почтовый адрес (с индексом), адрес e-mail и номера телефонов каждого автора, нужно указать также адрес для переписки и контактный телефон.

Научные и технические проблемы сооружения нефтегазопроводных систем на о. Сахалин

О. М. Иванцов

Российский союз нефтегазостроителей

Нефтепроводные системы, построенные на проектах Сахалин-1 и Сахалин-2 общей протяженностью более 2000 км обеспечивают поставку от морских платформ месторождений Охотского моря нефти в терминалы отгрузки Де-Кастри (Хабаровский край), в заливе Анива на юге о. Сахалин, природного газа на завод сжижения СПГ. Трассы магистральных трубопроводов проходят в сложнейших природно-климатических условиях, в зонах высокой сейсмической активности до 10 баллов по шкале MSK-64. Крупным научным и техническим достижением является сооружение подземных переходов через активные тектонические разломы с максимальной подвижкой грунта 5,5 м. Береговой комплекс подготовки нефти и газа был сооружен из модулей заводского изготовления массой до 1700 т, доставленных с материка.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, тектонический разлом, подземный переход.

Остров Сахалин располагает огромными запасами углеводородов. Освоение этих богатств на суше и шельфе острова в Охотском море позволит обеспечить развитие самой отдаленной части российской территории, а также организовать снабжение нефтью и природным газом Дальний Восток России, страны Азиатско-тихоокеанского региона.

Освоение месторождений нефти и газа на морском шельфе восточного берега Сахалина: Чайво, Одопту, Аркутун-Даги (проект Сахалин-1), Пильтун-Астохского и Лунского (проект Сахалин-2) — было основной задачей плана комплексного развития Дальневосточного экономического региона.

Крупным техническим достижением ученых, проектировщиков и строителей стало сооружение подземных переходов магистральных трубопроводов через активные тектонические разломы. Особую техническую сложность представляли переходы через 19 разломов на проекте Сахалин-2.

Система морских и береговых нефте-, газопроводов Сахалин-2 протянулась на 800 км от 53° с. ш. по меридиану на юг вдоль восточного побережья (рис. 1).

Как показано на схеме, северная часть нефтепроводов и газопроводов до объединенного берегового технологического комплекса (БТК) выполнена из труб диаметром 20 дюймов. Магистральный нефтепровод диаметром 24 дюйма от БТК до пункта назначения ТОН и газопровод 48 дюймов до завода СПГ имеют протяженность 616 км. Магистралы проложены параллельно. Рабочее давление в магистральных трубопроводах 100 атм.

В числе тектонических разломов:

- 10 пересечений Ключевского разлома;
- 8 пересечений в поднятом крыле Ключевского разлома;
- одно пересечение Гаромайского разлома.

Активность тектонических разломов характеризуется наличием поверхностных смещений в Голоценовый период (в течение последних 10000 лет).

При этом рассматривалась вероятность землетрясений одно за 200, 500, 1000 и 2 000 лет. Максимальная сила землетрясений за 200 и 1000 лет была определена в 8,5 и 9,8 баллов по шкале MSK-64. Пиковые ускорения грунта им соответствовали 0,3 g и 0,69 g (g — ускорение свободного падения). Максимальные подвижки грунта, проектные смещения разломов:

- Ключевской разлом от 1 до 4,2 м;
- разрывы в поднятом крыле Ключевского разлома от 0,7 до 2,1 м;
- Гаромайский разлом — 5,5 м.

Проектные смещения соответствуют землетрясению с моментной магнитудой от 6,9 до 7,1 (Mw).

При землетрясениях возникают горизонтальные и вертикальные взаимные подвижки пластов грунта. Горизонтальные — вдоль разломов, образуя сбросы по простиранью. Подвижки поперек разлома вызывают вертикальные взбросы/сбросы. Возможны также их различные комбинации.

Важнейшими факторами сейсмоопасности, которые могут повлиять на механическую целостность трубопроводов, являются: движение взбросов/сбросов, разжижение грунта, неустойчивость склонов (оползни), распространение

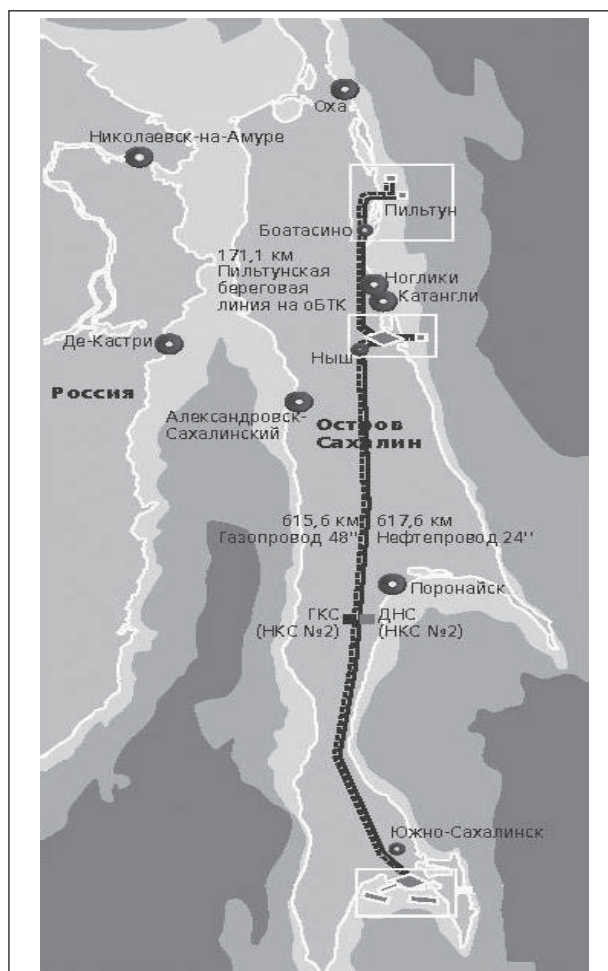


Рис. 1. Трасса трубопроводов Сахалин-2

сейсмических волн и сотрясение грунта. Среди перечисленных опасностей наибольшую представляют пересечение активных тектонических разломов. Трубопроводы, пересекающие зоны разломов, должны выдерживать продольные деформации и деформации изгиба, связанные со смещением поверхности грунта.

Проектирование переходов через зону разломов основано на использовании способностей сварных стальных трубопроводов к деформации в неупругой области с тем, чтобы они могли деформироваться в соответствии с движением грунта.

По возможности, трубопровод будет ориентироваться при пересечении зоны разлома так, чтобы он подвергался растягивающим напряжениям, поскольку предельные состояния по несущей способности при сжатии (местный изгиб или потеря продольной устойчивости) обычно наступают при напряжениях значительно меньших, чем уровни растягивающих напряжений, приводящих к разрыву. При сдвигах по простиранию

происходит поперечный изгиб трубопровода, а при взбросах/сбросах происходит в основном его продольное растяжение-сжатие.

Проектная документация и рабочее проектирование переходов через разломы осуществлялись Старстром и компанией «Snampromgetti». Было принято решение выполнить переходы в подземном варианте.

Оптимальный угол пересечения разлома позволяет уменьшить деформации сжатия и изгиба в трубопроводе; угол пересечения, как правило, должен быть между 60° и прямым углом, что достигается применением трубных отводов в переходных зонах, изменяющих локальную конфигурацию трассы трубопровода.

Сочетание прямолинейных участков и трубных отводов образует форму компенсатора, увеличивающего деформационную способность трубопровода, уложенного над тектоническим разломом. Длина каждого перехода составляет около 2 км.

Участок, примыкающий непосредственно к разлому, с каждой стороны разбивается на четыре части (рис. 2):

- участок a_1 , примыкающий непосредственно к разлому, зона его неопределенности ± 20 м. Грунт подвержен значительной деформации сдвига — зона сдвига;
- участок a_2 длиной около 50 м, прилегающий к зоне сдвига, где влиянием подвижек грунта можно управлять (переходная зона) или это влияние считать затухающим;
- участок перехода a_3 длиной несколько десятков метров, прилегающий к переходной зоне и соединяющий ее с трубным отводом (коленом) горячего гнутья. На этом участке трубопровод может скользить вдоль своей оси, причем допускается его ограниченное растяжение;

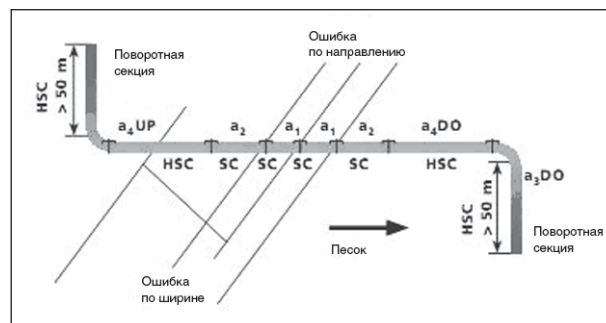


Рис. 2. Схема перехода газопровода диаметром 48 дюймов, нефтепровода диаметром 24 дюйма через тектонический разлом: a_1 , a_2 , a_3 и a_4 — участки перехода через разлом; SC — участок из труб сейсмического класса; HSC — участок из труб высокого класса безопасности

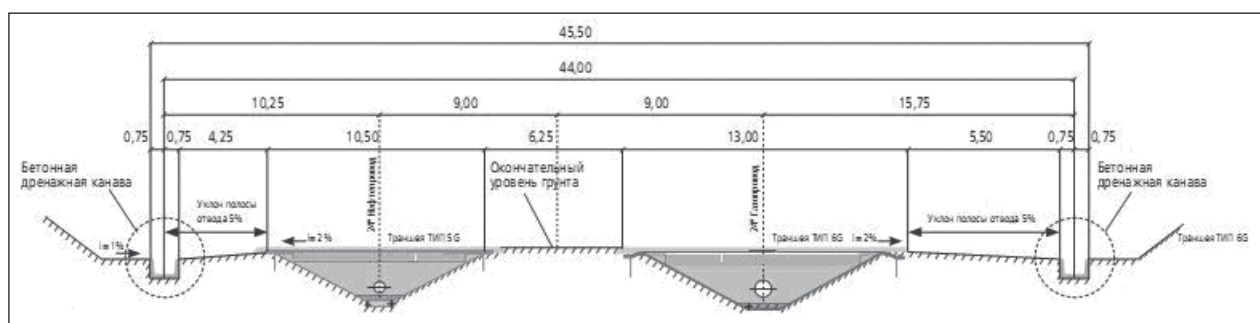


Рис. 3. Поперечное сечение полосы отвода перехода через тектонический разлом нефтепровода диаметром 24 и газопровода диаметром 48 дюймов

• участок a_4 длиной более 50 м, соединяющий переход с основной магистралью с возможным включением в него отводов горячего и холодного гнущья, что обеспечивает восприятие незначительных горизонтальных смещений трубопровода за счет его изгиба и растяжений на предыдущих участках.

Общий вид (в разрезе) переходов через тектонические разломы параллельно уложенных магистрального нефтепровода диаметром 24 дюйма и газопровода диаметром 48 дюймов представлен на рис. 3.

Каждый трубопровод уложен в самостоятельную широкую траншею. Расстояние между осями трубопроводов 18–26 м. На рис. 4 и 5 представлены два вида траншей — с водоотводом и герметичными стенками соответственно. Траншеи имеют трапецевидное поперечное сечение. Дно траншеи имеет ширину 1,2 м, уклоны боковых стенок не менее 1:2. В верхней части траншеи для трубопровода 24" имеют ширину 8,5 м, для трубопровода 48" — 11 м.

Глубина траншей — 2,3 и 3,0 м соответственно (рис. 4 и 5).

На дне траншеи по ее краям уложены две дренажные трубы, неперфорированная 8 дюймов и перфорированная 4 дюйма из полиэтилена высокого давления. Дно траншей поверх дренажных труб засыпается слоем гравия 0,45 м. На гравий укладывается нефтепровод и газопровод. Траншея засыпается песком или керамзитом (керамзитовый гравий). Минимальная толщина над трубопроводом — 0,7 м. Материал обратной засыпки обладает низкой заземляющей способностью и небольшим удельным весом, что позволяет уменьшить коэффициент трения и облегчить предупреждение смерзания материала обратной засыпки в зимний период. Для устойчивости трубопровода против всплытия устраиваются геомембраны для герметизации траншеи и поверхностный и внутритраншейный водоотводы.

С целью термоизоляции поверх засыпки песком или гравием укладываются теплоизолирующие плиты толщиной 0,3 м; по теплоизолирую-

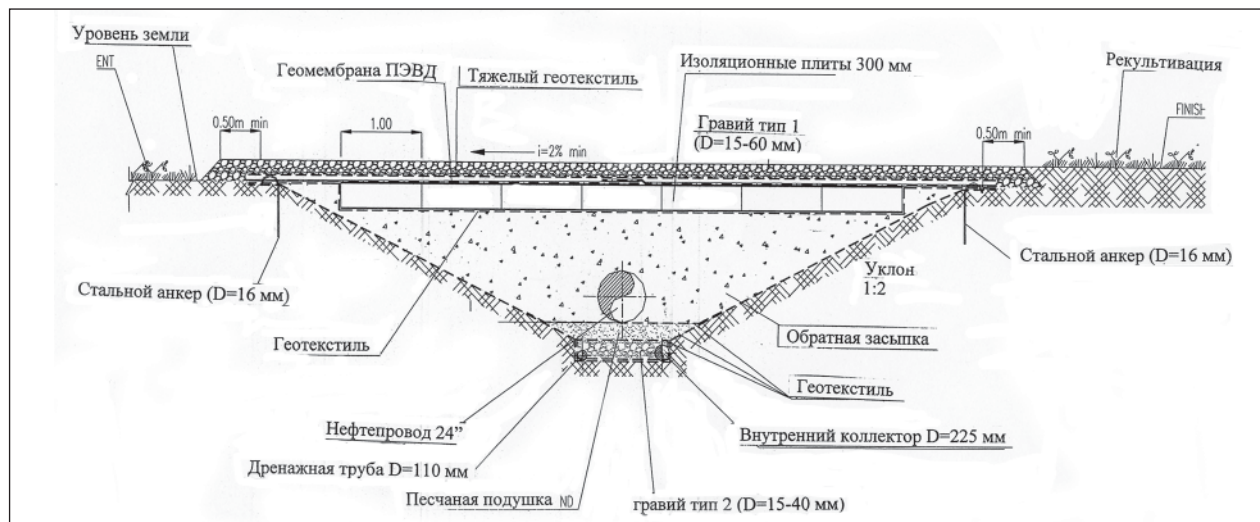


Рис. 4. Траншея с водоотводом на переходе через тектонический разлом нефтепровода диаметром 24 дюйма

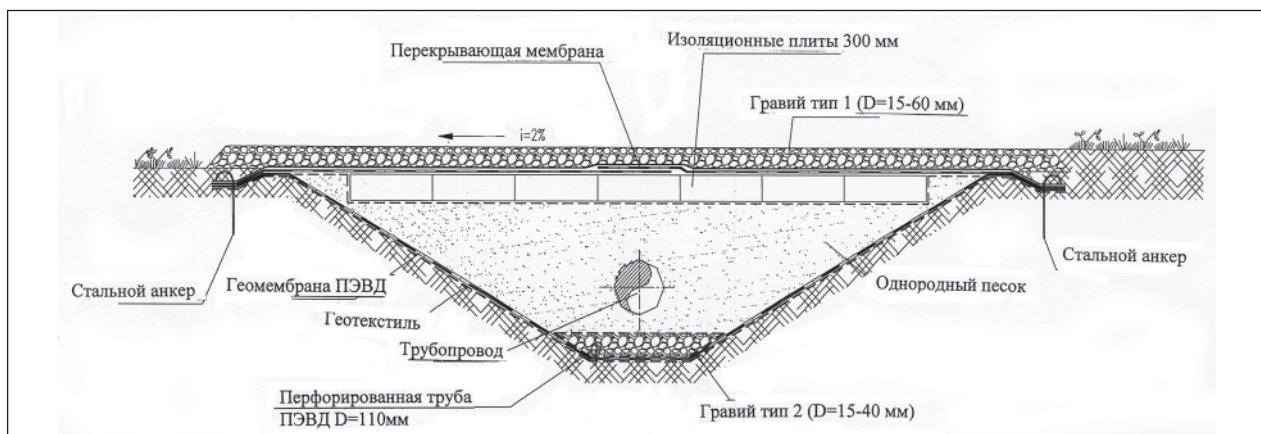


Рис. 5. Траншея с герметическими стенками на переходе через тектонический разлом газопровода диаметром 48 дюймов

щим плитам отсыпается гравий, толщина слоя 0,25 м. Для организации водоотвода используются следующие способы:

- герметизация траншеи — на участках с грунтами с низкой фильтрующей способностью;
- отвод и сброс воды в дренажные траншеи — на участках с грунтами с высокой фильтрующей способностью;
- укладка трубопровода в насыпной берме — при невозможности водоотвода ввиду рельефных условий участка.

В качестве примера выполнения технических и расчетных решений по переходам через тектонические разломы приведем фактические данные по переходу через разлом №9.

Кинематика разлома указывает на то, что разлом №9 является взбросом. Данные по разлому, включая его местоположение, тип, кинематику и ожидаемое смещение, проектное смещение составляет надвиг 2,00 м по вертикали и 1,00 м по горизонтали, при направлении надвига N70°E. Показанные ниже смещения являются компонентами, относящимися к линии разлома (табл. 1 и 2).

Табл. 1. Местоположение и ожидаемые смещения разлома №9

Показатель	Нефтепровод диаметром	
	24 дюйма	48 дюймов
Направление линии разлома относительно севера, град.	-25,5	-12
Вертикальное смещение, м	2,00	2,00
Смещение надвигом, м	1,00	0,99
Смещение скольжением, м	0,10	0,14
Движение разлома	Запад	Запад

Расчеты конструкций для максимальных рабочих нагрузок с учетом смещения разлома позволяют определить окончательную конфигурацию трубопровода и уровень деформации для каждого отдельного случая, рассматриваемого при параметрическом анализе.

Во время анализа моделируется нелинейное фактическое напряжение и деформация с использованием материальной кривой и «плато Людерса». На рис. 6 представлена кривая плато Людерса для стали марки X60 (используется для обоих трубопроводов).

Результурующий, максимальный и минимальный уровни деформации рассчитаны и проверены по допустимым значениям.

Предельная осевая деформация сжатия в силу локального продольного изгиба для сейсмостойкой трубы диаметром 24 дюйма, которая должна учитываться для применяемого внутреннего давления, составляет 2,80%. Предельная осевая деформация сжатия в силу локального продольного изгиба для сейсмостойкой трубы диаметром 48 дюймов, которая должна учитываться для применяемого внутреннего давления, составляет 3,10%. В отношении предельной осевой деформации растяжения для трубы 24

Табл. 2. Рабочее давление в трубопроводах на разломе №9, температура монтажа и рабочая температура

Показатель	Диаметр	
	48 дюймов	24 дюйма
Внутреннее давление, МПа	9,25	5,2
Минимальная температура монтажа, °C	-15	-15
Максимальная рабочая температура, °C	29	17

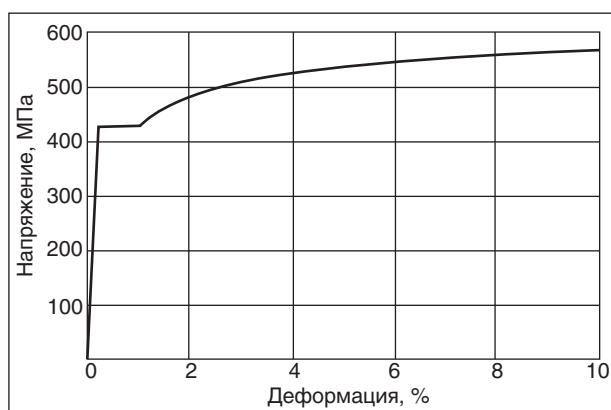


Рис. 6. Кривая фактического нагружения – деформация для стали X60 «Плато Людерса» составляет 1,0%

дюйма рассматривается предельное значение, равное 3,0%, а для трубы 48 дюймов — предельное значение 3,8%.

Данная цель достигается путем выполнения следующих работ:

1. Разработка трехмерных моделей на основе метода конечных элементов (ANSYS) для трубопроводов 48 и 24 дюйма и расчет конструкций для максимальных рабочих нагрузок с учетом ожидаемого смещения разлома.

2. Параллельный анализ на основе релевантных параметров, таких как расположение линий разлома, с учетом точности определения местонахождения основной поверхности разлома и ориентации направления взброса; комплекты компенсаторов, использованных при взаимодействии труба — грунт (песок/ керамзит в зимних и летних условиях), с учетом различных состояний грунта обратной засыпки.

Для обоих трубопроводов вверх и вниз от линии разлома и в местах установки компенсаторов в качестве материала обратной засыпки специальной траншеи используется керамзит. На остальных участках и для нефтепровода 24, и для газопровода 48 дюймов используется песок.

Предполагаемая форма действия данных сил билинейная, т. е. взаимодействие труба-грунт является эластичным — совершенно пластичным. В табл. 3 представлены силы взаимодействия грунт — труба для трубопроводов диаметром 24 дюйма в зимних условиях.

Особенно важным при строительстве специальных траншей на участке пересечения разлома № 9 является отведение дренажных вод из специальных траншей в холодные месяцы, когда грунт промерзает, что делает невозможным сброс воды непосредственно на рельеф.

Залегание глин и суглинков, за исключением маломощного слоя галечниковых грунтов на

всем протяжении трассы трубопровода, делает невозможным подземный сток дренажных вод в холодные месяцы года, поэтому отказались от дренажных траншей и предусмотрели полную гидроизоляцию специальной траншеи с помощью геомембраны.

Полная гидроизоляция при помощи геомембраны (слои ПВХ) выполнялась посредством оборачивания специальных траншей водонепроницаемыми материалами, которые свариваются между собой внахлест по всему контуру траншеи. Перед укладкой и сваркой геомембраны на стенки и дно траншеи укладывают слой нетканого геотекстиля.

Что касается устойчивости трубопровода против всплытия, то достаточная устойчивость обеспечивается при использовании песка для обратной засыпки специальной траншеи, в то время как при использовании керамзита для обратной засыпки траншеи такая проблема может возникнуть. Для таких участков на дне гидроизолированной траншеи предусмотрена дренажная система, представляющая собой водопоглощающий слой из геокомпозитного материала и труб ПВХ, что позволяет снизить гидростатическое давление воды на водонепроницаемый контур траншеи.

В табл. 4 приведены расчетные значения деформации в трубах сейсмического класса в сравнении с допустимыми на переходе через сейсмический разлом № 9.

Для газопровода 48" и для нефтепровода 24" максимальное эквивалентное напряжение по Мизесу, возникшее в отводах холодного гнутья при проектном смещении разлома, не превышает предельного значения 0,9 SMYS (удельный минимальный предел текучести) 434,7 МПа и 403,2 МПа соответственно.

Табл. 3. Силы взаимодействия грунт (засыпка) — труба 24 дюйма в зимних условиях

Показатель	H (м)	Керамзит Леса (600 кг/м³)	Смещение труба– грунт, мм
Сопротивление подъёму, кН/м	1,0	23	19
	1,5	–	25
	2,0	–	31
Сопротивление опусканию, кН/м	1,0	703	76
	1,5	–	76
	2,0	–	76
Осевое сопротивление, кН/м	1,0	9	5
	1,5	–	5
	2,0	–	5
Сопротивление поперечному сдвигу, кН/м	1,0	71	56
	1,5	–	71
	2,0	–	86

Табл. 4. Расчётные и допустимые деформации трубопровода на переходе №9

Диаметр, дюймы	Зимние условия		Отводы горячего гнущя
	Максимальная деформация сжатия	Максимальная деформация растяжения	Максимальное смещение осевого сжатия (м)
24	1,20% (<2,80%)	0,61 (<3,00%)	0,72 (<1,20%)
48	0,39% (<3,10%)	0,28 (<3,80%)	0,61 (<1,20%)

Для переходных элементов трубопровода значения максимальной результирующей абсолютной деформации сжатия/растяжения для нефтепровода 24" (0,04%) и для газопровода 48" (0,03%) не превышают предельной деформации (0,5%).

Все разломы в зависимости от размеров перемещений разбиты на пять категорий. Высшая категория — чрезвычайно сложные разломы. В таких разломах полное смещение может превосходить 5,5 м.

На рис. 7 представлены графики осевой деформации газопроводов при проектных смещениях на разломах.

В табл. 5 представлена характеристика труб различного класса, используемых на переходах через разломы.

Трубы различного класса безопасности раскладываются на различных участках перехода: a_1, a_2, a_3, a_4 (см. рис. 2).

Трубы сейсмического класса безопасности, укладываемые на самом ответственном участке разлома a_x , выполняются из сталей сравнительно невысокого класса прочностью X60, имеют утолщенную стенку, соотношение предела текучести к пределу прочности 0,8–0,85.

Выбранные для трубопроводов стали характеризуются достаточной трещиностойкостью, стойкостью к сульфидному и водородному растрескиванию. Высокие требования по образованию хрупких трещин распространяются на основной металл и сварные соединения.

Расчёт переходов на прочность выполняется по ASME B 31–8 по методу допускаемых

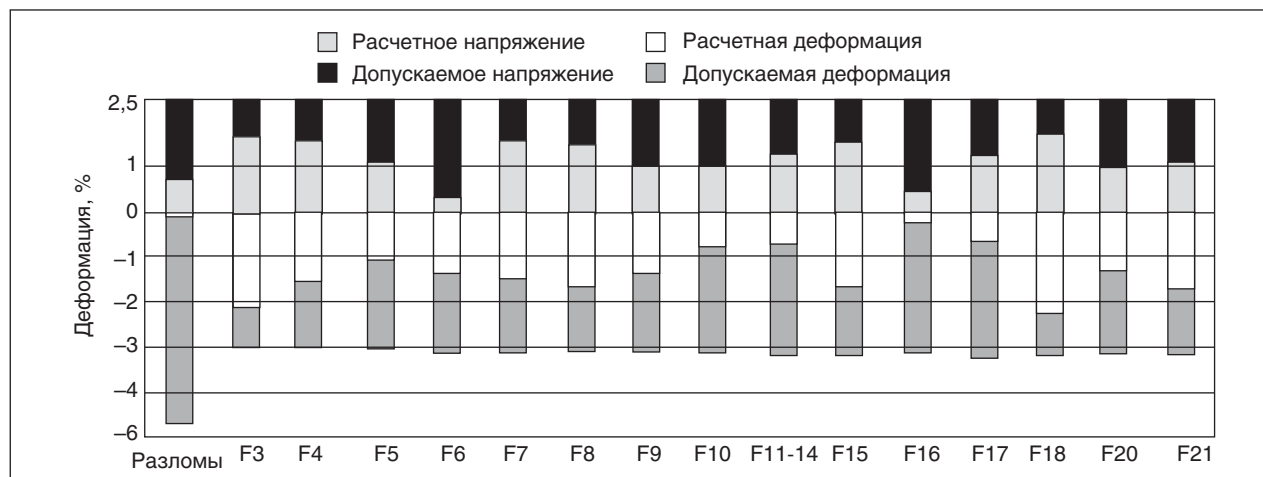


Рис. 7. Осевые деформации газопроводов при проектных смещениях на разломах

Табл. 5. Характеристика труб различного класса безопасности на переходах через разломы

Класс безопасности труб	Условный диаметр, дюймы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стальной стенки, мм	Соотношение внешнего диаметра и толщины стенки, доп.	Марка стали API 5L	Удельный минимальный предел текучести, МПа	Удельный минимальный предел прочности, МПа
Сейсмический	24	610	571,8	19,1	31,9	X60	414	517
	48	1219	1155,4	31,8	38,3	X60		517
Высокий	24	610	582,6	13,7	44,5	X65	448,0	531,0
	48	1219	1168,4	25,3	48,2	X70	483,0	565,0
Средний	24	610	587,2	11,4	53,5	X65	448,0	531,0
	48	1219	1176,8	21,1	57,8	X70	483,0	565,0
Нормальный	24	610	591,0	9,5	64,2	X65	448,0	531,0
	48	1219	1183,8	17,6	69,3	X70	483,0	565,0

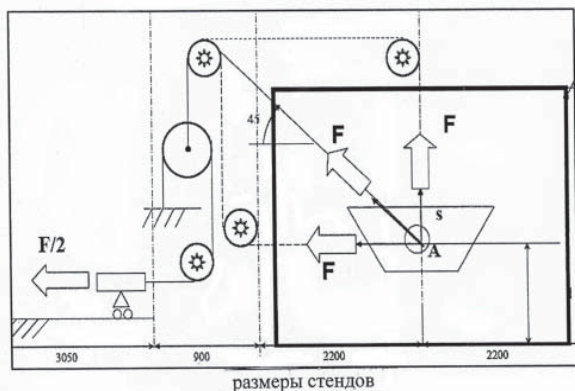


Рис. 8. Стенд для исследования взаимодействия трубопровод – засыпной грунт (песок, керамзитовый гравий)

напряжений. Расчеты на общую устойчивость и устойчивость положения выполнялись по нормам СНиП 2.05.6–85.

Особое внимание в проектах переходов было обращено на безопасность сварных соединений труб и трубных отводов. По оценке сварочных дефектов была разработана большая программа, к выполнению которой приглашались лучшие исследовательские центры России и европейских стран.

По результатам аттестационных испытаний процесса сварки с использованием метода конечных элементов, проведенных в TWI, построены кривые деформативности сварного шва и зоны термического влияния. Эти кривые использовались для проверки критериев проектирования: запас прочности, допустимые деформации относительно допустимого размера дефекта в зонах высокой деформации.

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

- экспериментальные результаты, полученные для труб 24 и 48 дюймов высокого класса безопасности в ходе аттестации процедуры сварки, показывают, что материал трубы, как и материал сварочного шва, имеет большое

плато Людерса (до –3% деформации). Механические характеристики материала сварочного шва значительно превосходят характеристики материала трубы при всех прилагаемых деформациях. Фактическое минимальное превышение довольно велико (более 40–100 МПа).

- Получены результаты в виде допустимой деформации по отношению к замеренному размеру дефекта (для зоны высокой деформации), были определены браковочные признаки дефектов сварки.

При определении параметров для расчета взаимодействия трубопровода и материала обратной засыпки (песок, керамзитовый гравий) в сухих, влажных и низкотемпературных условиях были проведены модельные испытания.

Испытания проводились на специально сконструированной установке (рис. 8).

Результаты модельных испытаний показали, что силы сопротивления материала обратной засыпки меньше значений, принятых в расчетах.

Для строительства трубопроводных магистралей по проекту Сахалин-2 по результатам испытаний труб, сварочных процессов, модельных испытаний поведения трубопровода при условии использования различных материалов засыпки были сформулированы высокие требования к качеству и соблюдению технологической дисциплины строительства. В первую очередь это касается выполнения сварочных процедур и контроля качества сварных соединений.

Рациональное соединение современных научных знаний в области трубопроводного транспорта, опыта России и зарубежных участников проекта Сахалин-1 и Сахалин-2 позволило построить технически сложную систему нефтепроводов и газопроводов на территории с уникально сложными природно-климатическими и сейсмическими условиями острова Сахалин, его морского шельфа с соблюдением законов охраны окружающей среды. Создан прецедент успешной работы, успешного сотрудничества российских и иностранных компаний на крупных проектах.

О. М. Ivantsov

Scientific and Technical Problems of Oil and Gas Pipelines Construction in Sakhalin Island

Oil transportation systems, which were constructed in Sakhalin-1 and Sakhalin-2 projects, have the total length of more than 2000 km and provide crude oil delivery from offshore platforms in the Sea of Okhotsk to loading terminals De-Kastri (Khabarovsk Territory), to Aniva gulf in the south of Sakhalin island and natural gas to LPG plant.

The routes of trunk pipelines are located in severe natural climatic conditions, in zones of high seismicity – intensity up to 10 on the MSK-64 scale.

The great scientific and engineering achievement is construction of undercrossings through active tectonic faults with the highest formation movement 5.5 m. Onshore oil and gas processing facilities were constructed using prefabricated modules, which were delivered from the continent, with a weight up to 1700 tons

Key words: trunk pipeline, tectonic fault, undercrossing.

Методы оптимизации профилей лопаточных машин, используемых в нефтедобывающей промышленности

Ф. А. Слободкина
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Объектом исследования является одиночный профиль лопатки, а также решетка профилей лопаточной машины (насоса или турбины) в потоке вязкой несжимаемой или сжимаемой жидкости.

Цель исследования состоит в улучшении качества объекта исследования путем изменения геометрии — построения профиля с минимальными потерями и, следовательно, повышении коэффициента полезного действия (КПД) лопаточной машины.

В работе представлена реализация трех математических методов, результаты которых сравниваются между собой и с экспериментальными данными.

Решены задачи об оптимизации профиля Ван-Дайка всеми предложенными математическими методами.

Проведено сравнение обтекания исходного профиля с экспериментальными данными, приведенными в атласе Ван-Дайка. Показана достоверность и работоспособность всех предложенных методов на примере создания решетки профилей турбины с минимальными потерями.

Ключевые слова: лопаточные машины, оптимизация, вязкие течения, отрыв пограничного слоя.

Цель данного исследования состоит в повышении эффективности работы лопаточной машины за счет рационального выбора формы лопатки — основного ее элемента.

Лопаточные машины — вентиляторы, турбины, компрессоры, насосы — являются самыми распространенными устройствами в энергетической, добывающей, нефтегазовой, авиационной и других отраслях промышленности. В связи с этим проблема, рассматриваемая в данной работе, представляется важной как с теоретической, так и с практической точки зрения.

При обтекании лопатки потоком сжимаемой или несжимаемой среды возникающий на ее поверхности пограничный слой неустойчив, что может привести к отрыву течения, то есть к возникновению возвратного тока, образованию вихревых структур и потерям полного давления. Все эти явления ведут к снижению коэффициента полезного действия, в худшем случае к заклиниванию устройства, а иногда и к аварийным ситуациям. Совершенствование течения в межлопаточном канале состоит в первую очередь в поиске такой формы лопатки, при которой точка отрыва локализовалась бы как можно ближе к концу профиля. В этом случае вихревые образования оказываются менее интенсивными и слабо влияют на параметры потока в межлопаточном канале.

Теоретическое исследование указанной проблемы состоит в построении математических моделей и соответствующего аналитического и программного аппарата для описания течения при обтекании профиля лопатки и решетки

профилей. Определение детального поведения параметров потока для профилей варьируемой геометрии позволит выбрать оптимальный профиль с точки зрения снижения потерь. Использование таких профилей лопатки в ступени лопаточной машины позволит увеличить ее эффективность.

Итак, объектом исследования является одиночный профиль лопатки, а также решетка профилей лопаточной машины (насоса или турбины) в потоке вязкой несжимаемой или сжимаемой жидкости.

Цель работы состоит в исследовании возможности улучшения качества профиля или решетки профилей путем изменения геометрии так, чтобы построенный профиль обладал минимальными потерями.

В работе представлена реализация трех математических методов, результаты которых сравниваются между собой и с экспериментальными данными:

- метод потенциального обтекания профиля с привлечением теории пограничного слоя;
- метод расчета обтекания профиля на основе уравнений Эйлера с привлечением теории пограничного слоя;
- метод расчета обтекания профиля или решетки на основе уравнений Навье–Стокса для вязких турбулентных течений с привлечением модели турбулентности.

Первые два метода позволили провести многовариантные расчеты для оптимизации профиля и решетки профилей за малое время работы компьютера, третий, более точный

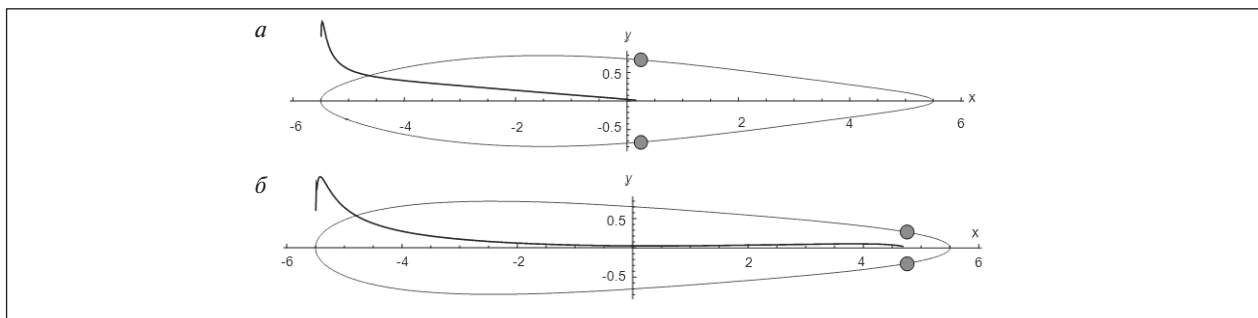


Рис. 1. Точки отрыва и график касательного напряжения для профиля Ван-Дайка (а) и оптимизированного профиля (б)

метод, служит для верификации полученного результата.

Решены задачи об оптимизации профиля Ван-Дайка всеми предложенными математическими методами. Проведение оптимизации решетки профилей газовой турбины потребовало использования для многовариантных расчетов уравнений Эйлера с привлечением теории пограничного слоя. Такой подход вызван тем, что обтекание газом турбинных решеток, как правило, сопровождается возникновением сверхзвуковой зоны, заканчивающейся скачком уплотнения. Это явление вызывает отрыв пограничного слоя, образование вихревой зоны и роста потерь. Более простой метод — потенциального течения — не пригоден для расчета трансзвуковых режимов. Оптимизация решетки состояла в такой деформации профиля, который позволяет исключить сверхзвуковую зону из потока.

Показана достоверность и работоспособность всех предложенных методов на примере как оптимизации одиночного профиля путем смещения точек отрыва к концу профиля, так и создания решетки профилей турбины с минимальными потерями путем устранения сверхзвуковой зоны в потоке. Полученные численные

решения сопоставлены с соответствующими экспериментальными данными и показали хорошее согласование результатов.

1. Задачу обтекания одиночного профиля и решетки профилей гидротурбин можно решать путём сочетания методов обтекания тел идеальной жидкостью с теорией пограничного слоя [1, 2]. В этом случае сначала определяется потенциальное обтекание контура, а затем по вычисленному распределению давления на границе идеальной жидкости можно решать соответствующее уравнение пограничного слоя. Из него, в частности, можно найти касательные напряжения и точки отрыва. В такой постановке задачу можно решить с высокой точностью, и решение будет моделировать реальное течение вязкой жидкости.

Для решения задачи потенциального обтекания контура произвольного очертания используется метод граничных элементов, примененный к уравнению Лапласа для функции тока. Решение подобных задач сводится к интегральным уравнениям с сингулярным ядром. Получены квадратные формулы высокого порядка точности, с помощью которых интегральные уравнения заменяются системой линейных алгебраиче-

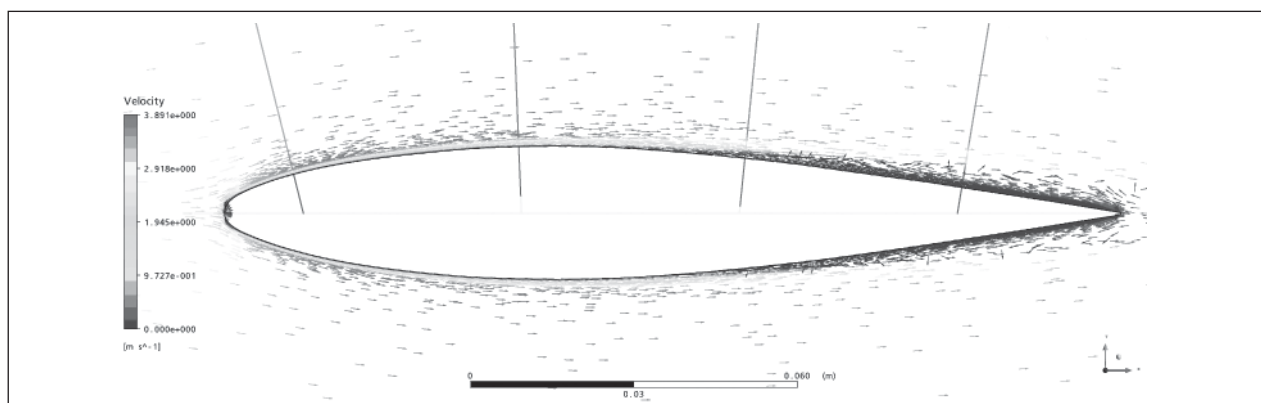


Рис. 2. Распределение скоростей при обтекании профиля Ван-Дайка с отрывом потока. Расчет по уравнениям Навье-Стокса с привлечением модели турбулентности



Рис. 3. Геометрия исходного профиля (серый фон) и оптимизированного (черная линия)

ских уравнений. Порядок системы определяется точностью расчета, т. е. количеством точек на контуре.

Определение параметров пограничного слоя и точек отрыва получено по [1, 2]. Ниже приводятся результаты расчета профиля Ван-Дайка на основе первого метода.

На рис. 1, а, представлен исходный профиль, показаны точки отрыва и график касательного напряжения. Заметим, что за точками отрыва, ниже по течению, первый математический метод не работает, уравнения пограничного слоя справедливы только до точки отрыва потока. На рис. 1, б, представлен оптимизированный профиль, положение его точек отрыва и график касательного напряжения. Видно, что точки отрыва смещены к концу профиля, что позволяет продлить расчеты по уравнениям пограничного

слоя почти до конца. График касательного напряжения идет ниже на оптимизированном профиле, чем на исходном.

На рис. 2 представлены результаты расчета исходного профиля на основе уравнений Навье-Стокса — метод 3. Отчетливо видны точки отрыва и развитие вихревого течения за ними. Положение точек отрыва близко к полученным на рис. 1, а. Сравнение расчетов характеристик профилей — исходных и оптимизированных — разными методами показывает, что результаты для методов 1 и 3 хорошо согласуются для оптимальных профилей, а для исходных — точки отрыва получаются выше по течению в методе 1. Однако это не мешает использовать метод 1 (быстрого счета) для предварительной оптимизации профиля.

2. Задачу обтекания решетки профилей

рассмотрим для плоской решетки газовой турбины, для которой имеются экспериментальные газодинамические параметры.

Большинство таких решеток содержат сверхзвуковые области течения на спинке профиля. Сверхзвуковая область заканчивается замыкающим скачком уплотнения, который, взаимодействуя с пограничным слоем, вызывает его отрыв, что приводит к росту потерь в потоке и, в общем случае, может вызвать заклинивание решетки. В связи с этим необходимо так деформировать профиль, чтобы сверхзвуковая область исчезла совсем или стала настолько малой, чтобы скачка уплотнения не возникало.

Задача решена, при этом длина зоны отрыва сократилась в 5,2 раза.

Для решения этой задачи в качестве метода предварительной оптимизации используются уравнение Эйлера — метод 2, для которого время счета одного варианта в десятки раз

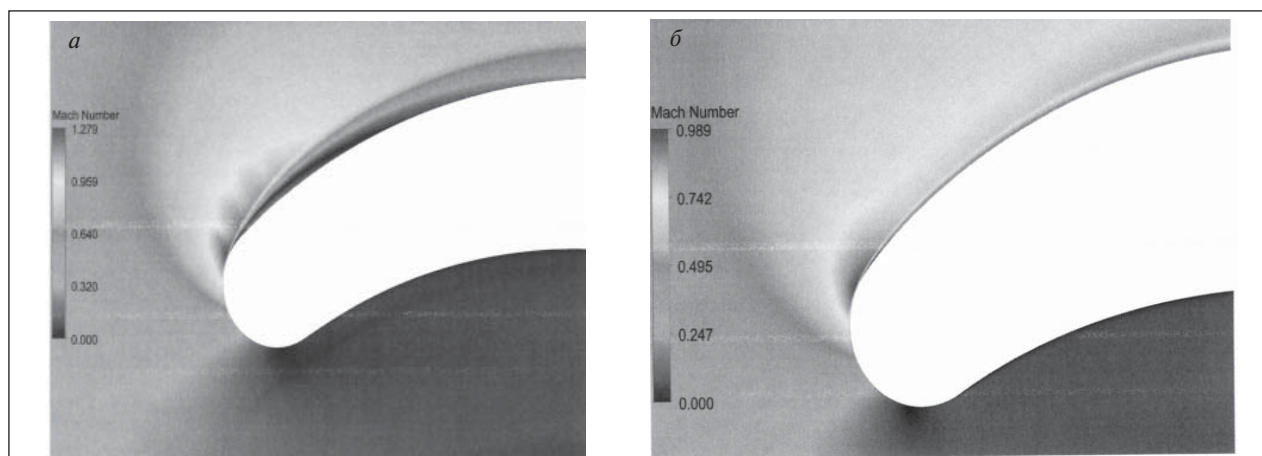


Рис. 4. Распределение числа Маха вблизи передней кромки профиля — увеличенный масштаб. Численный результат продувки исходного (а) и оптимизированного (б) профилей (для $\lambda = 0,73$ на выходе)

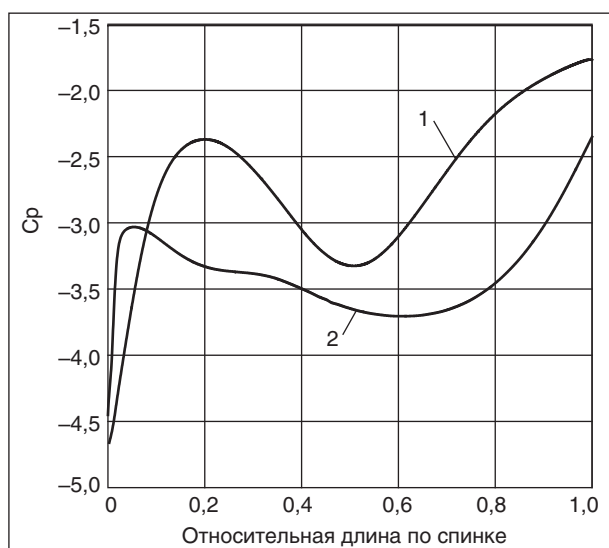


Рис. 5. График изменения C_p по спинке профиля: 1 — исходный профиль; 2 — оптимизированный)

меньше времени расчета того же варианта с использованием уравнений Навье-Стокса. На рис. 3 приводятся две лопатки турбинной решетки — исходная и оптимизированная. Рис. 4 демонстрирует результаты обтекания профилей исходного и оптимизированного на примере распределения числа Маха в потоке. Видно, что на спинке исходного профиля образуется большая сверхзвуковая зона с последующим отрывом потока за ней. Обтекание оптимизированного профиля всюду дозвуковое.

Распределение скорости по спинке оптимизированного профиля более равномерное, чем на исходном профиле, что также благоприятно сказывается на характеристиках турбины. И наконец, сравнение распределения величин C_p для двух исследованных профилей (рис. 5) показывает, что коэффициент давления на исходном профиле в 1,6 раза больше, чем на оптимизированном.

Литература

1. Лойцанский Л. Г. Ламинарный пограничный слой. — М.: Физматлит, 1962. — 479 с.
2. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. — М.: Наука, 1974. — 711 с.

F. A. Slobodkina

Methods for Profiles Optimization of Vanes, Used in Oil Producing Industry

Subject of inquiry is a single vane profile, and cascade of vane profiles in vane machinery such as pumps or turbines in a viscous incompressible or compressible fluid.

The objective is to improve the quality of the object by changing the geometry – build a vane profile with minimal loss and thus improving efficiency of vane machine.

The paper presents the implementation of three mathematical methods, the results are compared with each other and with experimental data.

The problems of optimizing the profile of Van Dyk are solved by all the proposed mathematical methods. The comparison is made of a flow over the initial profile with the experimental data resulted in the atlas of van Dyk. Reliability and efficiency of the proposed method is demonstrated by the example of creating of cascade of vane profiles with minimal losses.

Key words: vanes, optimization, viscous flow, boundary-layer separation.

Новые материалы в процессах очистки нефтезагрязненных сточных вод

Е. А. Мазлова
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Исследование посвящено изучению процессов очистки сточных вод с использованием новых синтетических материалов. Наиболее эффективным процессом для достижения норм сброса или повторного использования очищенных вод с использованием полимерных загрузок в настоящее время считается фильтрация. Уникальные свойства фторопластов, как водо- и маслоотталкивающего материала, обуславливают его высокую эффективность в процессах очистки сточных вод от коллоидных и растворенных нефтепродуктов.

Ключевые слова: очистка сточных вод, фильтры, фторопласт, нефтезагрязнение.

Несмотря на то что фильтрование — давно известный процесс, интерес к теоретическим и экспериментальным исследованиям в этой области в последнее время заметно увеличился в связи с явными преимуществами использования этого процесса для очистки сточных вод.

Общая задача при исследовании и реализации процесса фильтрования сводится к тому, чтобы определить оптимальные условия процесса, т. е. такие условия, при которых время защитного действия фильтра (время получения фильтрата заданного качества) совпадает со временем достижения предельной величины напора и при этом достигается максимально возможная величина емкости фильтрующего слоя. Современное состояние вопроса указывает на принципиальную достижимость такой оптимизации процесса. Фильтрование представляет собой сложный процесс, происходящий при воздействии физико-химических и гидродинамических факторов на примеси воды.

Механизм выделения частиц примесей и жидкости при фильтровании состоит из трех стадий: 1) перенос частиц на поверхность вещества, образующего слой; 2) прикрепление к поверхности и 3) отрыв от поверхности. Очевидно, что процесс переноса частиц на поверхность зависит и от характеристики самих удаляемых частиц (размеры, плотность, форма, поверхностные свойства), но в основном он определяется характеристиками потока [1].

В качестве фильтрующих материалов находят применение гравий, песок, дробленый антрацит, кварц, мрамор, фарфор, керамическая крошка, хворост, волокнистые слои из асбестов, хлопчатобумажных и полимерных волокон, ткани из натуральных и синтетических материалов, сетки из металлических и синтетических нитей, пористые перегородки из кварца, шамота и других материалов.

Синтетические материалы чаще всего используют в странах с высокоразвитой нефтехимической промышленностью (США, страны ЕЭС, Япония), их изготавливают из полипропиленовых волокон, формуемых в нетканые рулонные материалы разной толщины. Кроме того, используют полиуретан в губчатом или гранулированном виде, формованный полиэтилен с полимерными наполнителями и другие виды пластиков. Отличительной особенностью синтетических полимерных материалов является возможность изменять их пористую структуру в очень широких диапазонах при одном и том же химическом составе. Пористая структура сополимеров обеспечивается введением в смесь реагентов при полимеризации инертного растворителя, хорошо растворяющего исходные мономеры, но практически не растворяющие конечные полимерные продукты. В качестве такого растворителя наиболее пригодны алифатические насыщенные углеводороды [2].

Микропоры в объеме адсорбентов распределены довольно равномерно, подобно распределению молекул вещества в разбавленном растворе. Электронно-микроскопические исследования показывают, что пористый полимерный материал состоит из агломератов сферических частиц диаметром от 10 до 100 нм, средний размер которых приблизительно равен 70 нм. Пустоты между ними образуют систему извиленных каналов. Это соответствует двум видам пористости полимерных адсорбентов: гелевой пористости, образованной промежутками между углеводородными цепями полимерных сетчатых сферических агломератов, и негелевой пористости, обусловленной каналами, возникающими при контакте сферических частиц [3].

Основное отличие очистки воды на синтетических пористых материалах по сравнению с активными углями — устойчивый хроматогра-

фический эффект, заключающийся в вымывании плохо адсорбируемых компонентов при длительной работе адсорбционного фильтра. При очистке воды на активированных углях это явление наблюдается редко.

В последние годы для очистки промышленных сточных вод все большее применение находят эластичные пенополиуретаны, обладающие высокой пористостью и адгезионными свойствами к неполярным жидкостям. При очистке нефтесодержащих вод фильтрованием через пенополиуретаны (ЭППУ) на основе сложного полиэфира П-2200 нефтепродукты извлекаются на 90%, и в 3–5 раз снижается содержание механических примесей. Эффективным фильтрующим материалом является гранулированный полипропилен. Он смачивается нефтепродуктами, следствием чего является удерживание дисперсных частиц нефтепродуктов, а плавучесть гранул обеспечивает работу фильтра без регенерации. В отечественной практике в качестве фильтрующего материала применяется вспененный полистирол. Он является хорошим сорбентом с поглощающей способностью 0,9 кг нефтепродуктов на 1 кг загрузки [4].

В последнее время многими авторами исследуются новые фильтрационные материалы на основе кремнеземов, оксида алюминия и алюмосиликатов, модифицированные перфторполимерами, обладающие механической прочностью, химической стойкостью, стабильностью свойств, хорошей проницаемостью, которые по своей эффективности приближаются к эффективности углеродных материалов.

Создание на поверхности неорганической основы **фторполимерного** покрытия позволяет получить композиционный материал, обладающий жесткостью, механической прочностью и контролируемой пористостью твердой неорганической основы, хемостойкостью, биосовместимостью и специфическими свойствами фторполимеров.

В работе [5] изучалась возможность использования мембран на базе фторполимеров для доочистки сточных вод на очистных сооружениях США. Предлагается двухступенчатая схема обработки: на первой ступени используется микрофильтрация, на второй — обратный осмос. Размер пор мембран для микрофильтрации находится в пределах от 0,1 до 0,18 мкм, сообщается о преимуществах мембран в виде полых волокон. Общая эффективность удаления органических загрязнений составила не менее 90%.

Высокая эффективность удержания загрязнений пленкой из фторопласта-4 доказана дан-

ными экспериментами [6] фирмы с фильтрацией водопроводной воды с высоким содержанием коллоидного железа. Глубинные и пленочные фильтрующие элементы из фторопласта-4, дали высокую эффективность фильтрации (99–99,9%).

Фторполимерсодержащие фильтры используются не только в технологии очистки сточных вод, но и в медицине, поскольку фторопласты не токсичны, не оказывают влияния на органолептические и физико-химические показатели качества воды [7].

Таким образом, сорбционные и фильтрующие материалы на основе фторполимеров находят все более широкое практическое применение. Для очистки нефтесодержащих сточных вод фторопласты имеют ряд достоинств: позволяют достигнуть высокой степени очистки, легко регенерируются — промывкой горячей водой, обладают способностью к многократным химическим регенерациям, устойчивы к обработке острым паром. Все эти преимущества позволяют получить оптимальное соотношение по показателям цена и качество при их использовании.

Средний эффект очистки сточных вод на очистных сооружениях НПЗ от нефтепродуктов в песчаных и барабанных фильтрах составляет: по ХПК и БПК₅ — 28%, по экстрагируемым веществам — 30%, по взвешенным — 45%, а на полимерных материалах, на синтетических адсорбентах можно получить 90 и более процентов.

Главной задачей доочистки нефтесодержащих сточных вод является удаление из сточных вод токсических веществ, нефтепродуктов, для подпитки систем оборотного промышленного водоснабжения или другого технического использования, а также при необходимости для сброса в окружающую среду.

Требования к доочистке сточных вод при их повторном использовании определяются технологией тех хозяйств и производств, куда они направляются, а это, в свою очередь, определяет разнообразие возможных технологических схем, методов и сооружений. Качество сбрасываемых в окружающую среду сточных вод определяется нормами «Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами». Возможность и целесообразность повторного использования сточных вод определяются санитарными, техническими и экономическими факторами.

Нами исследовалась возможность использования фторопластовых материалов в качестве фильтрующей загрузки для очистки сточных вод НПЗ для удаления растворенных и коллоидных

Основные свойства адсорбентов

Наименование	Образцы адсорбентов		
	Углеродный Purolat	Кремнеуглеродный ТШР	Минеральный СГЦ-1
Объем адсорбента, мл	30	30	30
Масса адсорбента, мг	20000	4000	36000
Размеры зерен, мм	1,5–2,6	1,5–2,0	1,0–2,0
Емкость по нефтепродуктам, кг/кг	4–5	4,2–12	4–5,2

примесей нефти и нефтепродуктов. В качестве образцов сравнения были использованы углеродные и минеральные материалы — адсорбенты.

№1. Адсорбент углеродный Purolat-стандарт. Производится ООО ПКФ «Синтез» из низкозольных антрацитов, добываемых на шахте ОАО «Обуховская» (Ростовская область). Область применения сорбента: хозяйственно-питьевые и промышленные водопроводы; очистка и доочистка производственных сточных вод и очистка сточных вод НПЗ, загрязненных нефтепродуктами.

№2. Адсорбент кремнеуглеродный ТШР. Производится ООО «Химинжиниринг» разработанный Институтом химии Дальневосточного отделения РАН, получаемый из отходов рисового производства — цветковой чешуи (шелухи, лузги), предназначенный для очистки твердых поверхностей и воды от тяжелых металлов, радионуклидов, нефти и нефтепродуктов.

№3. Адсорбент минеральный СГЦ-1. Производится ООО «ОРГАНИКС» (г. Саратов) представляющий собой гранулированный материал, изготовленный на основе природного минерального сырья, глауконита и цемента — СГЦ-1. Используется для умягчения, обезжелезивания и очистки воды, сточных вод от солей тяжелых металлов, радионуклидов, фенолов, пиридина, нефтепродуктов и предназначен для использо-

вания во всех системах водоочистки (питьевой воды, сточных вод) как глубокая доочистка.

№4. Фторопласт-4 ПН-М. ООО «Завод полимеров КЧХК» (Кировская обл).

Основные свойства материалов представлены в таблице.

В динамическом эксперименте образцы сточной воды пропускали через фильтры, в процессе фильтрования контролировали эффективность очистки, анализируя пробы. В результате получали изотермические зависимости величины адсорбции нефтепродуктов от равновесной концентрации (изотермы адсорбции), а также сорбционное равновесие для изучаемых адсорбентов.

Соответствующие кривые кинетики сорбции $C = f(t)$ для образцов сточной воды представлены на рис. 1.

Результаты экспериментов показали, что для больших концентраций нефтепродуктов углеродные сорбенты являются наиболее эффективными, что можно объяснить большим размером пор и способностью поглощать как коллоидные, так и растворенные вещества. Минеральные адсорбенты при малых концентрациях работают со сравнимой с углеродным адсорбентом эффективностью, очищая сточные воды от растворенных веществ, но в присутствии коллоидных примесей нефтепродуктов ($НП \geq 10$

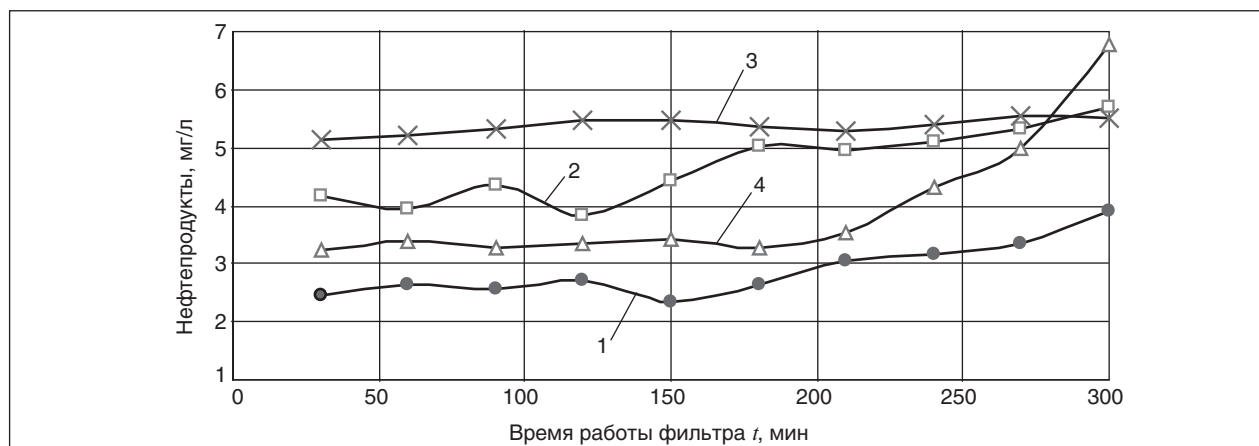


Рис. 1. Кривая кинетики сорбции $C=f(t)$ по НП-10,5 мг/л для образца сточной воды №1 на различных фильтрах: 1 — углеродный; 2 — кремнеугольный; 3 — фторопласт-4; 4 — минеральный

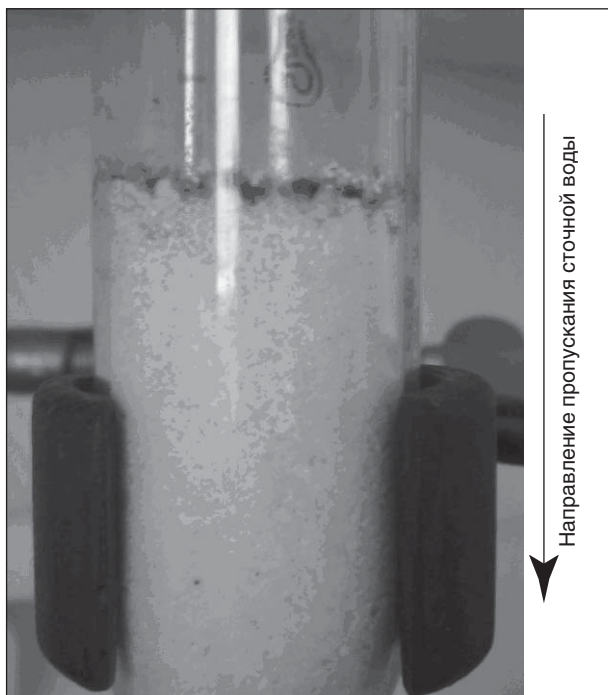


Рис. 2. Коалесцирующий эффект фторопласта-4 ПМ

мг/л) поры адсорбента быстро заполняются, и время его работы снижается.

Уникальные свойства фторопласта-4 так или иначе связаны с его химической природой и обусловлены особенностями молекулярного строения перфторалканов. Связь углерод—фтор является наиболее прочной среди связей, встречающихся в молекулах органических соединений: энергия ее разрыва превышает 100 ккал/моль.

Благодаря его собственному чрезвычайно низкому «поверхностному натяжению смачивания» (характеристика, численно равная предельному поверхностному натяжению жидкости, полностью смачивающей поверхность твердого материала) фторопласт-4 обладает очень слабой адгезией, значительно превосходит углеводородные полимеры как водо- и маслоотталкивающий материал.

Эти свойства обуславливают высокую пропускную способность гидрофобного фильтра из фторопластовых зерен для воды, коалесценцию капель нефти и их задержание на поверхности слоя для дисперсий «масло в воде». При этом

эффект коалесценции на фторопласте наблюдался в виде ясно различимой окраски нефтью поверхности загрузки (рис. 2), и при очень низких концентрациях нефтепродуктов в воде (10 мг/л), когда нефть не обнаруживалась в пропускаемой воде визуально.

Исследования показали, что, несмотря на достаточную высокую эффективность очистки воды от примесей нефтепродуктов фильтрованием (до 90%) через фторопластовую загрузку, повысить степень очистки можно только при использовании минеральных или угольных адсорбентов. Минеральные адсорбенты отличаются от угольных более высокой механической устойчивостью, что особенно важно при периодически меняющихся условиях (напоре) пропускания воды в системе очистных сооружений НПЗ.

Идея сочетать коалесцирующую способность фторопласта с эффективностью адсорбентов по удалению растворенных примесей была осуществлена нами в лабораторных условиях. Для этих целей мы использовали фильтрующую колонку с двумя слоями: фторопласта и адсорбента СГЦ-1 в объемном соотношении 1:4.

Для определения динамической емкости фильтра пропускали модель нефтезагрязненной воды через изучаемый образец, контролировали содержание нефтепродуктов на выходе из колонки. В результате комбинированного фильтрования очищали воду до значений ПДК для нефтепродуктов в воде водоемов 0,3 мг/л.

Изучение процессов доочистки сточных вод на адсорбционных материалах и фторопласте-4 фильтрованием показало возможность очищать сточные воды от коллоидных и растворимых нефтепродуктов, солей до значений норм подпиточной воды оборотных систем и сброса в окружающую среду за счет комбинирования коалесцирующих и адсорбционных свойств загрузки фильтра.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что использование фторопласта в очистке сточных вод фильтрованием выгодно в экологическом (отсутствие побочных загрязнений), техническом (простота аппаратного оформления) и экономическом аспектах (длительный срок службы за счет многократной их регенерации).

Литература

1. Покровский В. Н., Аракчеев Е. П. Охрана природы и воспроизводство природных ресурсов. Том 2. Методы непосредственного выделения примесей: Итоги науки и техники. — М.: ВИНТИ, 1978. — 102 с.
2. Кагановский А. М., Клименко Н. А., Левченко Т. М. Адсорбция органических веществ из воды. — Л.: Химия, 1990. — 256 с.
3. Шилов В. В., Цукрук В. В., Дмитрук Н. В. Высокомолекулярные соединения: Тез. докл. // ДАН УССР: Сер Б. — 1983. — №7. — С. 51–57.
4. Быков И. Ю., Шибнев В. А. Оборудование для обеспечения охраны окружающей среды при выполнении нефтегазопромысловых работ (Обзор. информ. Сер. «Защита от коррозии и охраны окружающей среды»). — М.: ВНИИОЭНГ, 1993. — 45 с.
5. Performance of fluoropolymer membrane for processing secondary effluent from biological wastewater treatment plants. Weisman Barry. EUROMEMBRANE 2000: Conf., Jerusalem, Sept. 24–27, 2000: Program and Abstr. Tel Aviv. 2000. — P. 161.
6. ООО «Экспресс-ЭКО» Микрофильтрационное оборудование для осветляющей и обесшумивающей фильтрации минеральных и питьевых вод // Водоочистка. — 2006. — № 11. — С. 48–56.
7. Шефтель В. О. Полимерные материалы (токсические свойства), справочник. — Л.: Химия, 1982. — 232 с.

Е. А. Mazlova

New Materials in Oil-contaminated Water Treatment

The research is devoted to investigation of the waste water treatment processes using the new synthetic materials. The most effective process to meet specification of a drain or a reuse of the treated water is the use of polymeric filter. The unique properties of fluoroplastic, as water and oil non-adhesion material, cause its high efficiency in waste water purification from the colloid and dissolved mineral oil.

Key words: waste water treatment, filters, fluoroplastic, oil contamination.

Вниманию специалистов!

В. А. Казарян

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

В книге рассмотрены методы исследования и конструкции приборов для измерения плотности, вязкости и теплопроводности газов и жидкостей в широком диапазоне давлений и температур. Приводится обширный справочный материал по теплофизическим свойствам индивидуальных углеводородов, газовых конденсатов и их фракций.

Книга интересна инженерно-техническим работникам научно-исследовательских институтов и проектных организаций нефтегазовой отрасли.

М.: Издательство «Техника», 2002. — 448 с.

Э. Ф. Каминский, В. А. Хавкин

ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ: технологический и экологический аспекты

В книге обобщены сведения о методах и технологиях углубления переработки нефти. Описаны способы более полного извлечения топливных продуктов при прямой перегонке нефти, подбора оптимального состава топливных фракций, использования деструктивных процессов переработки нефтяных остатков.

Изложены научные основы и технологии каталитических и термических процессов, в частности направленных на улучшение экологических характеристик получаемых продуктов.

Книга интересна сотрудникам научно-исследовательских и проектных институтов, нефтеперерабатывающих заводов, студентам вузов нефтегазового профиля.

М.: Издательство «Техника», 2002. — 334 с.