

научно-технический журнал
Георесурсы

2(30) 2009

**ВОЛГО-КАМСКОЕ
РЕГИОНАЛЬНОЕ
ОТДЕЛЕНИЕ РАЕН:**

РЕЗУЛЬТАТЫ, ДОСТИЖЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ



- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гагиятуллин, Н.П. Запивалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:

А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru

Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru

Технический редактор: В.Н. Малинина.

Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова,

И.С. Абросимова. Дизайн обложек: А.А. Люкшин.

Отдел распространения: С.С. Ионина.

Адрес редакции:

Казанский государственный университет

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

Россия: Тел\факс: +7 8432 924454

Великобритания: Voice\Fax: +44 7092 195840 (UK)

США: Voice\Fax: +1 435 304 9361 (USA)

e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

Тел\факс +7 8432 924454

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Журнал распространяется через ООО «Информнаука».

Электронная версия журнала содержится на сайте:

«eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайне».

Отпечатано в ООО «КартИ». Тираж 1000.

420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 100

Тел\факс: +7 843 5121291, e-mail: karti@inbox.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

**Статьи**

Р.Х. Муслимов, Р.Н. Дияшев

Волго-Камскому региональному отделению Российской академии естественных наук 15 лет! 2

Р.Х. Муслимов

Применение нанотехнологий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений 6

Н.Г. Ибрагимов

Новые перспективные технологии ОАО «Татнефть» в нефтедобыче» 10

Р.С. Хисамов

Проблемы в области геологического изучения и разработки месторождений, направления их решения 13

В.И. Кудинов

Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей 16

А.Ф. Ахметов, Ю.В. Красильникова

Производство топлив с улучшенными экологическими свойствами 20

Е.В. Корзун

Малые независимые нефтяные компании России: пакет антикризисных мер 23

Н.И. Жидков

Текущее состояние экономики нефтедобывающей отрасли и возможные сценарии развития 27

Р.Н. Салиева

Региональные проблемы законодательного обеспечения недропользования 33

Р.Н. Дияшев, Р.С. Хисамов, А.Н. Чекалин, В.М. Конохов

Форсированный отбор жидкости из трещиновато-пористого пласта с неньютоновской нефтью и подошвенной водой 37

А.С. Султанов

Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений при высокой выработанности запасов нефти с учетом экономических критериев 41

Р.Н. Дияшев, Ю.В. Зейгман, Р.Л. Рахимов

Исследования аномалий вязкости пластовых нефтей месторождений республики татарстан 44

**На обложках**

Волго-Камское региональное отделение РАЕН: Результаты, Достижения, Перспективы

17-я международная выставка: «Нефть, газ & нефтехимия»

«ТНГ-Групп»

Р.Х. Муслимов¹, Р.Н. Дияшев²

¹Казанский государственный университет, Казань, davkaeva@mail.ru,

²ООО «ТНГ-Групп», Бузульма, diyashev@Tngf.Tatneft.ru

ВОЛГО-КАМСКОМУ РЕГИОНАЛЬНОМУ ОТДЕЛЕНИЮ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК 15 ЛЕТ!

В статье дается информация о структуре, главных задачах и принципах деятельности Российской академии естественных наук (РАЕН), секции нефти и газа и Волго-Камском региональном отделении. За 15 лет отделение превратилось в многофункциональную команду специалистов высшей квалификации, насчитывающую более 70 человек, решающих задачи преимущественно нефтяной отрасли региона, России и за ее пределами.

Ключевые слова: Академия, секция нефти и газа, региональное отделение, члены академии.

1. Российская Академия естественных наук (РАЕН)

Российская академия естественных наук (РАЕН) является общероссийской общественной творческой научной организацией, объединяющей ученых всех направлений – естествоиспытателей, создателей наукоемких технологий и гуманитариев, движимых общим стремлением способствовать самовыражению творческой личности, развитию образования, расширению фундаментальных и прикладных научных исследований, формированию в России гражданского общества. Российская академия естественных наук действует на основе Устава и в рамках законодательства Российской Федерации. Академия является юридическим лицом и в установленном порядке осуществляет научную, хозяйственную и внешнеэкономическую деятельность. В состав Академии входят секции, отделения, научные центры, ассоциации и институты. Академия в соответствии с Федеральным законом «О науке и государственной научно-технической политике» имеет государственную научную аккредитацию в Министерстве промышленности, науки и технологий. Академия аккредитована при Организации Объединенных Наций 17 января 1995 г., а в июле 2002 г. РАЕН присвоен статус неправительственной организации при ООН – NGO (Non-governmental organization) in Special Consultative Status with the Economic and Social Council of the United Nations.

Главными принципами, положенными в основу деятельности Академии, являются демократичность, самоуправляемость и независимость.

Задачи Академии:

1. Развитие науки, образования и культуры как важнейших факторов национальной безопасности и устойчивого развития России;

2. Участие в разработке федеральных программ по обеспечению безопасности человека и общества, включая проблемы экологии, снижения угрозы глобальных и локальных конфликтов, информационной безопасности и правовой защищенности граждан России. Особое внимание придается выработке стратегии устойчивого развития России и ее регионов;

3. Всемирное продвижение в общество идей гуманизации и интеллектуализации на основе совершенствования воспитательных и образовательных систем, содействие дальнейшему развитию национальных культур народов России;

4. Активное распространение идеи формирования новой ноосферной системы ценностей, которая призвана обеспечить в настоящем и будущем бескризисное развитие России и всей мировой цивилизации;

5. Проведение независимой общественной экспертизы крупных научных и хозяйственных проектов, научно-исследовательских программ и научных открытий. Академия объединяет в своих рядах докторов наук и профессоров ведущих научно-исследовательских организаций, университетов и вузов, авторов научных открытий и основателей научных направлений, охватывающих широкие области естественных и гуманитарных наук, все виды творчества, сферы просвещения и социально-общественной деятельности.

Российская Академия естественных наук создана Учредительным съездом 31 августа 1990 г. в Москве по инициативе ряда выдающихся ученых России, представлявших академическую, вузовскую и отраслевую науку.

Академия была зарегистрирована Министерством юстиции Российской Федерации 5 апреля 1991 г.; изменения и дополнения к Уставу, в соответствии с требованиями российского законодательства, были внесены 5 июля 1996 г. и 26 ноября 2008 г.

Академия оформилась структурно, развила сеть региональных подразделений, определила восемь своих главных (ключевых) научных направлений исследований и творческих разработок: естественно-научное; научно-технологическое; социально-геополитическое; устойчивое развитие социума; социально-экономическое и проблем права; биология, медицина и экология; гуманитарные науки, образование и творчество; научные проблемы регионов.

Сегодня Российская академия естественных наук – одна из наиболее авторитетных организаций ученых, она характеризуется ростом и распространением своего влияния на всю территорию страны. Это общественное объединение сохраняет и развивает лучшие традиции российской научной и творческой интеллигенции.

С момента образования, численность академии и число ее структурных подразделений значительно выросли. В первые годы (1990 – 1992 гг.) в составе РАЕН насчитывалось не более 10 секций и региональных отделений. В настоящее время включает 24 центральные секции, более 100 региональных и тематических отделений, научных центров, объединенных в восемь блоков, работающих по соответствующим научным направлениям. Академия насчитывает в своих рядах более 5000 членов.

Президентом Академии является Кузнецов Олег Леонидович. Главный Ученый секретарь – Иваницкая Лида Владимировна.

2. Секция нефти и газа РАЕН

Видное место в РАЕН занимает деятельность Секции нефти и газа, объединяющей известных российских и зарубежных ученых и специалистов, проводящих исследования в наиболее актуальных областях нефтегазовой науки и техники. Своей деятельностью она ориентирована на организацию, развитие и координацию фундаментальных и прикладных исследований в различных областях нефтяной и газовой промышленности.

Секция нефти и газа РАЕН в своем численном составе значительно выросла за прошедшие годы: с 39 чел. в 1993 году до 381 членов в настоящее время, в т.ч. Московское отделение – 271 чел., Волго-Камское и Ставропольское региональные отделения – 65 и 20 человек, соответственно, Новосибирский центр – 25 человек.

Работой секции нефти и газа руководит постояннодействующее бюро, избранное в новом составе 10 ноября 2008г. в количестве 20 чел.

Председатель секции: Стрельченко В.В.; почетный председатель: Басниев К.С.; заместители: Силин М.А., Халимов Э.М.; ученый секретарь: Сахаров В.А.; референт Громова Т.С.

3. Волго-Камское региональное отделение РАЕН

3.1. Волго-Камское региональное отделение было образовано Постановлением Президиума Российской Академии естественных наук в марте 1994г., действует на основе принятого Устава и законодательства России, является юридическим лицом.

Целью создания Отделения является объединение усилий ученых, практиков, представителей деловых кругов для решения научных и прикладных задач разведки, разработки и других ресурсов региона, чтобы содействовать его устойчивому развитию и разностороннему взаимовыгодному сотрудничеству при решении проблем, связанных, в первую очередь, с нефтегазодобывающими и перерабатывающими отраслями, включая и социальные вопросы.

Отделение располагает высококвалифицированным коллективом специалистов разных направлений науки и техники. Важнейшее преимущество Отделения – это размещение в регионе с близкими проблемами расположен-

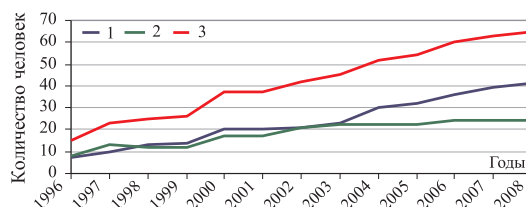


Рис. 2. Динамика роста численности отделения. 1 – действительные члены РАЕН; 2 – члены-корреспонденты; 3 – всего.

ных в нем областей и республик. Объединение усилий заинтересованных в их решении организаций позволит получить эффективные результаты при минимальных затратах средств на финансирование каждой из них в отдельности. Отделение готово к взаимодействию с другими научно-исследовательскими организациями и промышленными предприятиями не только Волго-Камского региона, но и за его пределами.

Отделение тесно взаимодействует с руководством секции нефти и газа и с Президиумом РАЕН.

3.2. За период своей деятельности отделение преимущественно занималось решением различных задач нефтегазовой отрасли путем формирования многофункциональных команд специалистов, в том числе в областях (Табл. 1): геологии и поисков новых месторождений нефти и газа; повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений с высоковязкими и тяжелыми нефтями; реактивизации разработки месторождений на поздней стадии их эксплуатации; эффективной разработки нефте-газоконденсатных месторождений; развития геофизических и гидродинамических методов исследования скважин; совершенствования технологии строительства скважин, вскрытия и освоения пластов, поддержания пластового давления, подъема и подготовки продукции и др.; разработки концепции и определения приоритетных методов увеличения нефтеизвлечения на разрабатываемых месторождениях; изучения и оценки ресурсов альтернативных источников энергетического сырья в Волго-Камском регионе, в том числе углей, сланцев; разработки концепции по созданию комплекса нефтедобыча-нефтепереработка-нефтехимия с учетом изменения структуры запасов и добычи в регионе; экологического мониторинга в нефтедобывающих районах Волго-Камского региона; построения и эксплуатации постояннодействующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ); технологических, технических, экологических, экономических, правовых и научных проблем разработки месторождений на поздней стадии; распространения опыта исследований и проектирования на новые районы России, в том числе Западная и Восточная Сибирь, Дальний Восток и т.д. Значительное внимание уделяется публикации и популяризации результатов исследований. В последние годы уделяется серьезное внимание созданию технологий повышения нефтеизвлечения на небольших месторождениях высоковязких и тяжелых нефтей.

3.3. Высшим органом отделения является общее собрание его членов (Рис. 1). Отделение возглавляет **Председатель** – д. г.-м. н., дейст. член РАЕН, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений, проф. Казанского государственного университета Муслимов Р.Х. **Ученый секретарь** отделения – дейст. член РАЕН, Советник ген. директора ООО «ТНГ-Групп», проф. Дияшев Р.Н. Бюро отделения размещается



Рис. 1. Президиум, 2008г. Слева направо: Галимов Р.Х., Хисамов Р.С., Ибрагимов Н.Г., Муслимов Р.Х., Дияшев Р.Н., Халимов Э.М.

в г. Бугульме Республики Татарстан.

Кандидаты в члены РАЕН выдвигаются из числа ученых региона, которые избираются на общем собрании Отделения, согласовываются секцией нефти и газа и утверждаются Президиумом РАЕН.

В состав отделения на добровольной основе могут войти расположенные на территории региона научно-исследовательские и научно-производственные организации, учебные заведения.

Динамично растет численность отделения, составляя в настоящее время 71 человек, в числе которых 3 почетных академика, 2 иностранных члена Академии, 37 действительных и 27 членов-корреспондентов, по одному – советник РАЕН и адъюнкт (Рис. 2). Список членов отделения на текущий период приводится в Табл. 2.

Члены отделения являются специалистами по бурению, геологии и разработке нефтяных, газовых месторождений, по химии трудноизвлекаемых нефтей и битумов, по механике деформируемого тела, по интенсификации добычи нефти, математическому моделированию, теплофизике, молекулярной физике, экономике, праву и т.д. О составе и научном потенциале отделения по состоянию на 5, 10 и 15 лет были выпущены специальные буклеты (Рис. 3).

Преимуществом Отделения является возможность использования в своей практической деятельности не только опыта научно-исследовательских работ, имеющегося в отдельных коллективах республик и областей, но и результатов фундаментальных исследований Академии естественных наук в целом, в том числе секции нефти и газа.

Члены отделения в процессе выполнения научно-исследовательских работ опираются на широкий круг высококвалифицированных специалистов науки и производства, образуя многофункциональную команду. Отделение тесно сотрудничает с территориальными институтами нефтяной отрасли региона: Татарстана, Удмуртии, Башкортостана, Самарской, Оренбургской областей и др.

Отделение имеет долгосрочное соглашение о научно-техническом сотрудничестве с ООО «ТНГ-Групп» (б. ОАО «Татнефтегеофизика»), подписанное Генеральным директором ООО «ТНГ-Групп» Р.Г. Харисовым и Председателем ВКРО РАЕН Р.Х. Муслимовым (Рис. 4).

3.4. За 15 лет со времени образования Волго-Камского регионального отделения был выполнен значительный объем работ в организационном и научно-исследовательском направлениях. Это участие в совместных мероприятиях, организуемых секцией нефти и газа и Российской Академией естественных наук им. В.И. Вернадского, а также проведение самостоятельных мероприятий в масштабе Отделения: консультационные встречи, обсуждения программ сотрудничества со специалистами ряда компаний различных регионов России и т.д.

Рис. 3. Буклеты, выпущенные к 5, 10 и 15-летию ВКРО РАЕН.



Отделением выполняются научно-исследовательские и проектные работы, охватывающие различные территории, в том числе: Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Красноярский край, Пермский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) и др. Например, неполный перечень выполненных работ включает: комплексное решение проблем разработки нефтяных месторождений с высоковязкими и тяжелыми нефтями и создание высокоэффективных технологий; исследование механизмов форсированного отбора жидкости в условиях коллекторов с двойной пористостью с целью повышения эффективности их разработки; изучение физико-химических свойств и реологических характеристик нефтей нижнего и среднего карбона; разработка технологий и аппаратуры по переработке тяжелых нефтей и природных битумов; построение многомерных моделей основных продуктивных отложений по результатам прямых от-



Рис. 4. Советник Президента РТ по недропользованию, нефти и газу вручает Р.Г. Харисову почетную награду. 2004г.

счетов геофизических параметров по каротажу; исследование технологического процесса при строительстве скважин с вскрытием пластов на депрессии; выполнение подсчета запасов углеводородов, составление проектных документов для нефтегазовых месторождений; выполнение комплексных геологических и проектных работ совместно с ООО «ТНГ-Групп» под девизом «От сейсмоки до гидродинамики» и многое другое.

Члены отделения являются экспертами по крупным проектам освоения нефтегазовых ресурсов, ведут свою работу в составе научных комиссий по основным направлениям науки в области нефти и газа. К работе привлекаются также крупные специалисты научно-исследовательских институтов, вузов, промышленности.

| 2005 |
|--|
| 1. Проф. Басниев К.С. «Энергетическая стратегия России до 2020 г.» (г.Москва); |
| 2. Проф. Перчик А.И. «Актуальные проблемы организационно-правового регулирования нефтегазодобычи» (г.Москва); |
| 3. Проф. Халимов Э.М. «О новой классификации запасов углеводородов» (г. Москва); |
| 4. Д.г.-м.н. Каримов К.М. «Строение земной коры Татарского палеосвода» (г.Казань); |
| 5. Проф. Бахтизин Р.Н. «Применение методов обратных задач при моделировании процессов нефтегазодобычи и транспорта» (г.Уфа); |
| 6. Проф. Климов Е.С. «Снижение экологической опасности предприятий путем применения технологии по обеззараживанию смазочно-охлаждающей жидкости» (г.Ульяновск); |
| 7. К.г.-м.н. Хусайнов В.М. «Современные технологии разработки пластов горизонта Д1 Ромашкинского месторождения на примере площадей НГДУ «Азнакаевскнефть» (г.Азнакаево); |
| 2008 |
| 1. Д.т.н. Козлов Н.Ф. «О некоторых особенностях разработки глубокозалегающих залежей легких нефтей». |
| 2. Проф. Пономарев А.И. «Фазовые превращения при изменении термобарических условий в процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей». |
| 3. Проф. Храменков М.Г. «Моделирование свойств и функций глин в гидро - и нефтяной геологии». |
| 4. Проф. Рузин Л.М. «Совершенствование методов теплового воздействия при разработке месторождений высоковязких и тяжелых нефтей». |
| 5. Проф. Зейтман Ю.В. «Физико-химические и гидродинамические особенности освоения скважин в рифейских коллекторах». |
| 6. Д.х.н. Петрова Л.М. «Техногенные изменения свойств углеводородов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений». |
| 7. К.г.-м.н. Хусайнов В.М. «Проблемы и пути их решения на поздней стадии разработки девонских отложений на примере площадей НГДУ «Азнакаевскнефть»». |

Табл. 1. Перечень докладов из Программ собраний.

| | |
|--|---|
| Действительные члены РАЕН Абдрахманов Г.С. (г.Бугульма) Агзамов Ф.А. (г.Уфа) Ахметов А.Ф. (г.Уфа) Бахтизин Р.Н. (г.Уфа) Будников Г.К. (г.Казань) Булыгин Д.В. (г.Казань) Быков В.Н. (г.Пермь) Гаркушин И.К. (г.Самара) Дияров И.Н. (г.Казань) Дияшев Р.Н. (г.Бугульма) Зейгман Ю.В. (г.Уфа) Каримов К.М. (г.Казань) Климов Е.С. (г.Ульяновск) Козлов Н.Ф. (г.Оренбург) Коноплев Ю.Г. (г.Казань) Костерин А.В. (г.Казань) Крупин С.В. (г.Казань) Крысин Н.И. (г.Пермь) Кудинов В.И. (г.Ижевск) Ларочкина И.А. (г.Казань) Люстрицкий В.М. (г.Самара) Муратов Р.Ф. (г.Казань) Муслимов Р.Х. (г.Казань) Мухаметшин В.Ш. (г.Октябрьский) Нургалiev Д.К. (г.Казань) Романов Г.В. (г.Казань) Савельев В.А. (г.Москва) Скворцов Э.В. (г.Казань) Соппин В.Ф. (г.Казань) Сучков Б.М. (г.Ижевск) Токарев М.А. (г.Уфа) Трофимов В.А. (г.Москва) Фазлыев Р.Т. (г.Бугульма) Хайруллин М.Х. (г.Казань) Хисамов Р.С. (г.Альметьевск) Чекалин А.Н. (г.Казань) Шаммазов А.М. (г.Уфа) | Иностраные члены РАЕН Измухамбетов Б.С. (Казахстан) Стивен А.Холдич (США) Почетные академики РАЕН Камалетдинов М.А. (г.Уфа) Уметбаев В.Г. (г.Уфа) Баймухаметов К.С. (г.Уфа) Члены корреспонденты РАЕН Борисов А.С. (г.Казань) Бульжов Е.М. (г.Ульяновск) Зубаиров С.Г. (г.Уфа) Зубов Н.В. (г.Ижевск) Ибрагимов Н.Г. (г.Альметьевск) Иктисанов В.А. (г.Бугульма) Кемалов А.Ф. (г.Казань) Корженевский А.Г. (г.Бугульма) Коротаев Ю.А. (г.Пермь) Кравцов Я.И. (г.Казань) Латыпов В.М. (г.Уфа) Липаев А.А. (г.Альметьевск) Масагутов Р.Х. (г.Уфа) Петрова Л.М. (г.Казань) Примерзин А.А. (г.Самара) Плотников В.М. (г.Пермь) Пономарев А.И. (г.Уфа) Рахимов М.Н. (г.Уфа) Рузин Л.М. (г.Ухта) Савельев А.А. (г.Казань) Салиева Р.Н. (г.Казань) Султанмагомедов С.М. (г.Уфа) Хамидуллин Р.Ф. (г.Казань) Храмченков М.Г. (г.Казань) Шаймарданов В.Х. (г.Ижевск) Швецов И.А. (г.Самара) Штеренберг А.М. (г.Самара) Советник РАЕН Кемалов Р.А. (г.Казань) Адъюнкт Шириязданов Р.Р. (г.Стерлитамак) |
|--|---|

Табл. 2. Состав Волго-Камского регионального отделения РАЕН (2009г.)

Осуществляется международное научно-техническое сотрудничество, участие в международных научных конференциях, выполнение работ по международным и Российским грандам и т.д.

Членами отделения ведется большая учебно-педагогическая работа. Это – чтение лекций в ВУЗах в России и за рубежом, руководство дипломными проектами, работа с аспирантами и докторантами, участие на заседаниях диссертационных Советов; подготовка методических руководств и учебных пособий для студентов.

Президиум Российской Академии естественных наук высоко оценивает вклад членов отделения в решение новых теоретических и прикладных задач в области нефти и газа, а также по подготовке молодых ученых и специалистов в масштабе России, областей и республик. Решением Президиума Академии более 40 членов ВКРО РАЕН награждены дипломами и памятными медалями им. Петра I «За заслуги в деле возрождения науки и экономики России», Почетными знаками и Грамотой «За заслуги в развитие науки и экономики», «Грамотой Римской Академии наук за выдающийся вклад в науку», памятной медалью имени лауреата Нобелевской премии П.Л. Капицы и др. На юбилейные даты Отделение было отмечено почетными наградами. Высокая оценка деятельности Отделения дается в средствах массовой информации.

3.5. Важным событием в работе отделения является проведение годовых собраний. За эти годы они проводились в Бугульме (ТатНИПИнефть), в Альметьевске (ОАО «Татнефть», НГДУ «Джалильнефть»), в Уфе (Уфимский государственный нефтяной технический университет), в Ижевске (ОАО «Удмуртнефть»), в Казани (Татарское геолого-разведочное управление) и т.д. Наиболее эффективной формой проведения годовых собраний с 2002 г. стало его совмещение с семинаром главных геологов под-

разделений ОАО «Татнефть» на базе НГДУ «Азнакаевскнефть», благодаря всесторонней поддержке генерального директора компании Ш.Ф. Тахавудинова и его заместителя – главного геолога Р.С. Хисамова.

На собраниях обсуждаются текущие и перспективные задачи, решаемые отделением, и заслушиваются фундаментальные доклады по широкому профилю проблем. Названия докладов, выписанные из Программ собраний в качестве примера, и представленные в настоящем выпуске журнала «Георесурсы» убедительно говорят об этом.

Значимым событием на этих собраниях являются доклады Консультанта Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений Р.Х. Муслимова, Первого зам. генерального директора по производству – главного инженера ОАО «Татнефть» Н.Г. Ибрагимова, Главного геолога – заместителя генерального директора ОАО «Татнефть» Р.С. Хисамова, в которых излагаются достигнутые результаты в научной и производственной деятельности нефтяных компаний Республики Татарстан, а также формулируются текущие и перспективные задачи для фундаментальных и прикладных исследований. В отчетном годовом докладе отделения (Ученый секретарь, проф. Дияшев Р.Н) дается краткая обобщенная информация о выполненной работе членами отделения.

Заключение

15-летний юбилей научной общественной организации – это заметное событие. За эти годы учеными отделения выполнены много значимых проектов, научных исследований, подготовлены сотни высококвалифицированных специалистов. Однако, именно в эти годы произошли крупные изменения в политической и общественной жизни России, которые не лучшим образом отразились на условиях выполнения крупных фундаментальных региональных исследований. Сменились недропользователи, изменились приоритеты и схема финансирования договорных работ. Перестали существовать или значительно уменьшились важнейшие источники государственного и целевого финансирования, как, например, на повышение нефтеотдачи пластов, восстановление минерально-сырьевой базы и т.д.

Между тем, сформулированный Волго-Камским региональным отделением РАЕН девиз «Геология и экология не имеют административных границ» остается в силе. Комплексное решение вопросов геолого-разведочных работ, экологии, разработки нефтяных месторождений на поздней стадии с оптимизацией методов увеличения нефтеизвлечения и т.д. могло бы быть более эффективным при объединении усилий недропользователей региона путем утверждения региональных программ.

R.Kh. Muslimov, R.N. Diyashev. **15 years of Volga-Kama regional department of Russian Academy of natural science.**

The paper gives information about structure, main tasks and principles of Russian Academy of natural science work, oil and gas section and Volga-Kama regional department. For 15 years department had become multifunctional group of specialists. It consists of more than 70 people and solves mainly oil problems of region, Russia and other countries.

Key words: Academy, oil and gas section, regional department, members of Academy.

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОТЕХНОЛОГИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье показана определяющая роль исследования особенностей геологического строения месторождений на степень извлечения нефти. Предложены пути углубленной детализации геологического описания объектов на нано-уровне с выделением инертных и активных наноминеральных фаз как основу для создания и выбора новых технологий повышения нефтеизвлечения.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти (КИН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), наноминеральные фазы, поверхностно-активные вещества.

Проектная нефтеотдача нефтяных месторождений России неуклонно снижается, что большинством исследователей объясняется ухудшением структуры запасов. Но в то же время проектная нефтеотдача в более сложных условиях в США (высокая степень разведанности недр и более высокая степень истощения эксплуатируемых месторождений) неуклонно увеличивается (Рис. 1). Основную причину этого мы видим в идеологизированной практике рассмотрения и утверждения запасов нефти в ГКЗ СССР, от которой мы до сих не сумели полностью отойти (Муслимов, 2007).

Большая роль в обеспечении высокой нефтеотдачи играют мероприятия, проводимые на поздней стадии разработки месторождений.

Таким образом, на IV стадии эксплуатации месторождений остаются проблемы выработки запасов, присущие первым трем стадиям, к которым добавляются недостатки, специфичные для данной стадии. При этом, чем больше недостатков было в раннем периоде, тем больше их будет на IV стадии.

Более эффективное использование созданных мощностей и повышение технико-экономической эффективности нефтедобычи, а также ухудшение свойств, ранее считавшейся извлекаемой части запасов, в процессе длительной разработки обуславливают необходимость отбора части неизвлекаемых балансовых запасов, т.е. увеличение нефтеотдачи сверх утвержденной и запроектированной. Эта стадия разработки нуждается в более детальном исследовании. Ее нельзя представлять как период медленно-монотонного роста обводненности, роста и снижения

добычи нефти. Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи нефти.

Появление новых технологий геологического изучения недр, современных технологий МУН и ОПЗ, внедрения современного оборудования позволяют существенно увеличить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и сроки разработки нефтяных месторождений в IV стадии за счет прироста извлекаемых запасов. Продолжительность этой стадии может составлять до 80% всего периода разработки (в зависимости от его геолого-физической характеристики).

Вот в этой стадии высокого обводнения приходится длительное время работать над увеличением КИН.

Проблема увеличения нефтеотдачи является сложнейшей, особенно для пластов с трудноизвлекаемыми запасами (ТЗН), включающими запасы нефти в низкопроницаемых, глинистых терригенных и исключительно неоднородных карбонатных пластах, нетрадиционных коллекторах, залежах высоковязких нефтей, истощенных месторождениях с техногенно-измененными залежами. Даже самые сложные формулы не могут описать процесс вытеснения нефти из пластов, эффективность которого определяется наноявлениями (нанообменными и окислительными процессами, биодеструкцией, фазовыми переходами). Неслучайно профессор Н.Н. Непримеров назвал нефтевытеснение самым сложным из освоенных человеком процессом.

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. Однако по мере открытия новых месторождений с ТЗН и истощения запасов высокопродуктивных месторождений существенно усложнились условия разработки. В конце двадцатого столетия большинство исследователей решение задачи повышения эффективности разработки нефтяных месторождений свя-

| Классификация пород-коллекторов 1960-1961г. | | | |
|---|---------------------|------------------|-------------------|
| Параметры | Породы неколлекторы | Песчаник | Алевролит |
| Пористость, (%) | <11 | 16 - 26/21 | 11 - 16/14 |
| Проницаемость, мкм ² | <0,01 | 0,16 - 1,5/0,477 | 0,01 - 0,16/0,088 |
| Нефтенасыщенность | <50 | | |
| Глинистость, % | >23 | | |

Табл. 1.

| Существующая классификация пород коллекторов (80-е годы XX в.) | | | | |
|--|---------------------|--------------------|------------------------------|------------------|
| Параметры | Породы неколлекторы | Породы коллекторы | | |
| | | Высокопродуктивные | Высокопродуктивные глинистые | Малопродуктивные |
| Пористость, (%) | <12 | 17 - 30 | 15 | 12 - 19 |
| Проницаемость, мкм ² | <0,03 | >0,1 | -25>0Д | 0,03 - 0,1 |
| Нефтенасыщенность | <50,0 | 80,5 - 90,0 | 72,8 - 82,9 | 50,0 - 80,0 |
| Глинистость, % | | < | >2,0 | |

Табл. 2.

| Параметры | Предлагается установить | I | II | III | IV |
|---------------------------------|-------------------------|------|------|-------|--------|
| Пористость, (%) | <11 | ≥18 | ≥11 | ≥11 | ≥11 |
| Проницаемость, мкм ² | <0,001 | ≥0,5 | ≥0,1 | ≥0,01 | ≥0,001 |
| Нефтенасыщенность | <50 | | | | |
| Глинистость, % | ≤20 | ≤20 | ≤20 | ≤20 | ≥20 |

Табл. 3. Предлагаемая современная классификация.

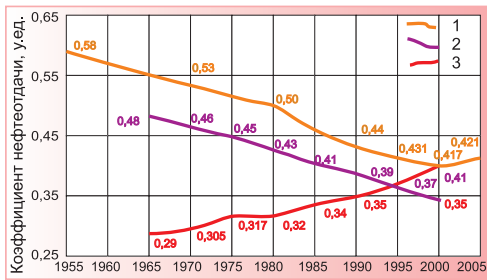


Рис. 1. Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США. 1 – Средняя нефтеотдача по Республике Татарстан; 2 – Средняя нефтеотдача в России; 3 – Нефтеотдача в США.

зало с созданием третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства остальных третичных МУН. Дополнение гидродинамических методов физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями на водной стадии разработки, когда сформировались фильтрационные потоки, позволяет получить синергетический эффект. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти (АЗН). На объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУН и стимуляцию скважин необходимо внедрять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев не удастся создать достаточно эффективную систему разработки с применением заводнения.

Следует отметить, что доля ТЗН в России приближается к 60%, а в Республике Татарстан уже составляет 80%. Для их выработки требуются значительно более сложные и дорогостоящие технологии, что снижает рентабельность добычи нефти по сравнению с рентабельностью добычи компаниями, имеющими возможность выбора для разработки наиболее рентабельных участков. Применение традиционных технологий на месторождениях страны ведет либо к низкому КИН при приемлемой рентабельности добычи нефти, либо к низкой рентабельности при приемлемом КИН.

Важнейшей для России является проблема извлечения нефти из техногенно измененных залежей на поздней стадии разработки и остаточных запасов нефти.

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 методом ЯМР из неподвижной части можно выделить долю нефти, получаемую дополнительно за

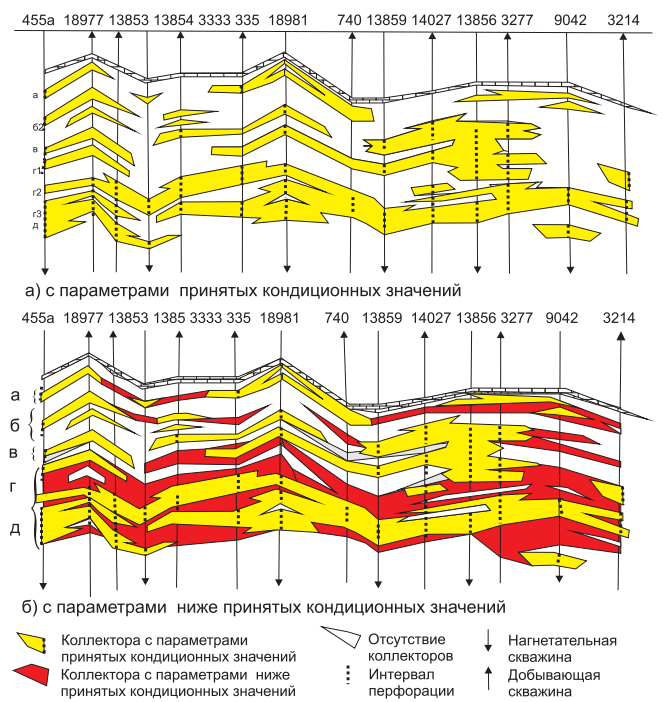


Рис. 3. Геологический профиль по линии скв. 455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения с параметрами принятых и ниже принятых кондиционных значений.

счет третичных МУН, и неизвлекаемую долю даже при их применении. При таком подходе запасы подразделяются на *подвижные* (извлекаемые за счет гидродинамических методов), *малоподвижные* (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и *неподвижные* запасы (Рис. 2).

Исходя из накопленного опыта и появления новых технологий разработки (ГРП, горизонтальное бурение, волновые, микробиологические МУН и др.) необходимо на поздней стадии разработки построить уточненную геолого-гидродинамическую модель залежи, учитывающую снижение кондиционных значений пород коллекторов, результаты применения более детальных методов изучения неоднородности пластов и техногенное изменение залежей в процессе их длительной эксплуатации с применением заводнения. Все это вместе с созданными методами локализации остаточных запасов нефти позволяет детально установить размещение остаточных запасов, выделив их по отдельным пластам и даже прослоям в мощных заводненных квазимонолитных пластах.

На поздней стадии разработки основное внимание должно быть уделено детализации геологического строения объектов разработки. Основная трудность заключается в определении невырабатываемых участков пласта. Например, применение на Павловской площади Ромашкинского месторождения более совершенных геофизических методов исследований (методика ТАВС по системе CINETEL)

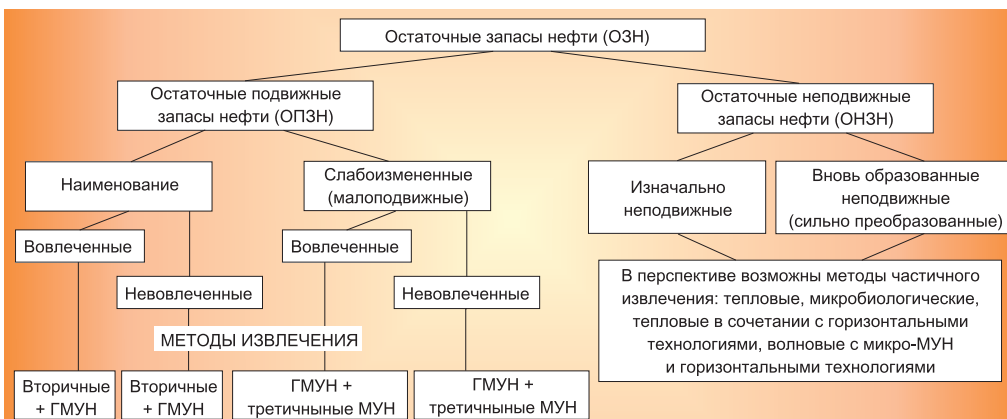


Рис. 2. Классификация остаточных запасов нефти.

позволило специалистам НГДУ «Азнакаевнефть» совместно с научными сотрудниками подразделить горизонт D_1 на четыре класса пород, вместо принятых в настоящее время двух. Это дало возможность в высокопродуктивных, казалось бы, монолитных пластах, выделить менее проницаемые разности для целенаправленного внедрения новейших МУН. При таком подходе запасы части пластов (особенно высокопродуктивных), в том числе извлекаемые, возрастают.

Определение ТатНИПИнефтью в 1960 – 1961 гг. для пород-коллекторов горизонтов D_1, D_0 нижние кондиционные значения пористости составляли 11%, проницаемости – $0,01 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенности – более 50%. В 80-е годы XX в. эти значения несколько отличались: пористость – более 12,6%, проницаемость – $0,03 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность – более 50%. Границы пород-коллекторов оказались выше. Существующие методики определения фильтрационно-емкостных свойств пластов по ГИС не учитывают различного рода неоднородностей пластов, что приводит к значительным расхождениям параметров, определяемых по результатам ГИС и анализа керна.

Фактов получения притоков из считавшихся некондиционными коллекторов Ромашкинского месторождения достаточно много, и это заставляет нас пересмотреть ранее принятые кондиционные значения пород-коллекторов (Табл. 1, 2, 3).

Предлагаемое выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромашкинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей существенно меняет наши представления о геологическом строении объекта (Рис. 3).

Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся сегодня некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который, по экспертной оценке, может составить не менее 15% к имеющимся.

Кроме того, сегодня знание особенностей наноминералогии и поведения ультрадисперстных систем при многофазной фильтрации позволяет определять механизмы воздействия на наноразмерные явления в нефтяных пластах и создавать нанотехнологии повышения КИН. Используя эти знания и результаты исследования наносоставляющей пласта, можно выявить влияние различных параметров на КИН и выбрать наиболее эффективные для данных условий МУН.

Рис. 4. Схема литолого-геохимического равновесия в системе нефть-коллектор (Изотов и др., 2007).

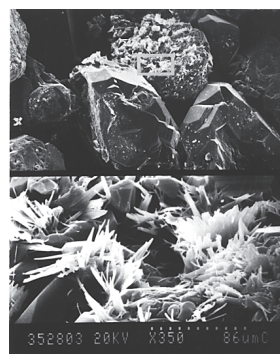
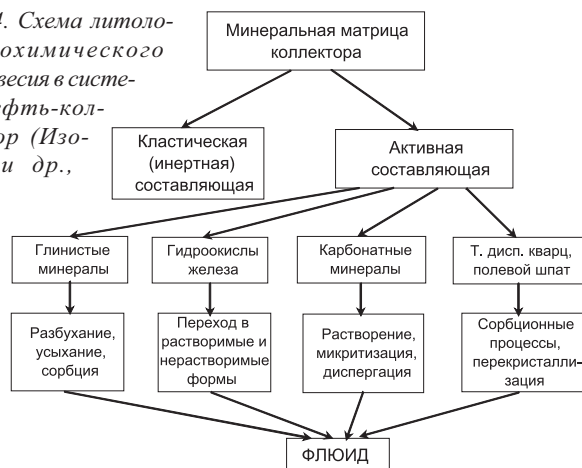


Рис. 5. Нанотрубчатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора. Ромашкинское месторождение, скв. 20694, инт. 1791,0-1796,0м, горизонт D_p , ув. 350х. (Изотов и др., 2007).

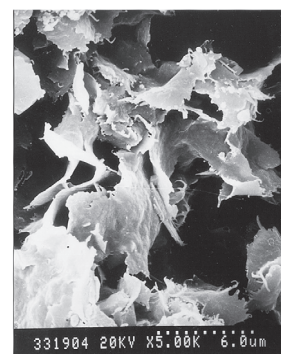


Рис. 6. Фестончатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора (развернутые нанотрубки). Ромашкинское месторождение, скв. 20694, инт. 1791,0 – 1796,0м, горизонт D_p , ув. 500х. (Изотов и др., 2007).

Было установлено, что на КИН влияет тонкодисперстная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта: глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные окислы и сульфиды (Изотов и др., 2007). Кроме того, значительно осложняет разработку нефтегазовых пластов различное поведение глинистой наносоставляющей в пустотном пространстве коллектора с проявлением процессов сорбции и адсорбции тонкодисперсными карбонатами и силикатами используемых реагентов с появлением наноразмерных трубок тонкодисперсного пирита, коагулирующего поровые каналы при использовании серноокислотных и других серосодержащих реагентов.

В настоящее время практически мало изучено воздействие комплекса МУН на минеральную составляющую коллектора – его матрицу. Обычно считается, что последняя является инертной и не подвергается воздействию МУН. Однако анализ процессов разработки месторождений и проведенные ранее исследования позволяют сделать вывод о том, что природный коллектор углеводородных систем активно реагирует на любое воздействие, как на призабойную зону скважин, так и на весь пласт (Муслимов, Изотов и др., 2008). Для характеристики процессов, происходящих в пласте при воздействии на него, было разработано положение о литолого-геохимическом равновесии в системе нефть-коллектор (Рис. 4) (Муслимов и др., 2003). Согласно этому положению в системе коллектор-флюид выделяются инертные и активные минеральные фазы. Инертные фазы представлены обломочными зёрнами для терригенных коллекторов, карбонатными выделениями и скоплениями для карбонатных коллекторов, которые практически не реагируют на методы воздействия на пласт. Активные фазы – это обычно комплекс тонкодисперсных минералов, т.е. минералов наноразмерных величин, которые формируют неустойчивый минеральный комплекс, активно меняющий свою форму, ориентировку в пустотно-поровом пространстве, а также кристаллизующийся в нем при воздействии на пласт (Рис. 6). Как показывают проведенные исследования, наноминеральные фазы даже при их незначительных количествах локализуются обычно в местах пережимов поровых каналов, либо на стыках обломочных зёрен, что нарушает линей-

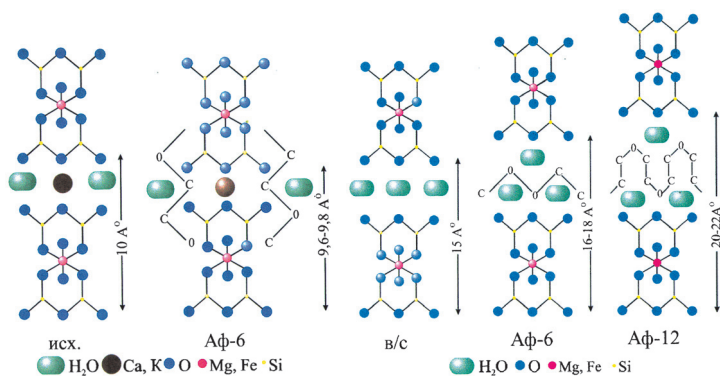


Рис. 7. Кристаллохимическая схема воздействия ПАВ на глинистые минералы. а) гидрослюды, б) смектиты. (Изотов и др., 2007).

ности фильтрационных процессов и часто прерывают фильтрацию. При этом влияние активных минеральных фаз коллектора, чаще всего представленных наноразмерными минералами, возрастает на поздних стадиях разработки месторождения (Изотов, Ситдикова, 2007).

Обладая способностью менять объемные характеристики, глинистые минеральные комплексы являются активными наноминеральными фазами, реагирующими практически на все методы воздействия на пласт. Однако проведенные исследования свидетельствуют, что нефтеносные формации Волго-Уральского региона включают широкий и разнообразный комплекс глинистых минералов, каждый из которых в связи с их кристаллохимическими особенностями индивидуально реагирует на технологии воздействия на пласт. В частности, коллекторы продуктивных горизонтов девонских отложений (горизонты D_0 и D_1) характеризуются преобладанием ассоциаций глинистых минералов на основе каолинита и гидрослюдисто-смешанослойных комплексов минералов, смешанослойная фаза представлена ассоциацией гидрослюда-смектит. Терригенные коллекторы каменноугольного возраста характеризуются преобладающим развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюды и смешанослойных фаз. Эти различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов должны учитываться при использовании различных методов воздействия на пласт.

На фильтрационные свойства коллектора существенно влияют гидрослюдистые минералы, форма которых в структуре коллектора во многом зависит от водного режима пласта. Такие комплексы в структуре коллектора обычно формируют нанотрубчатые формы (Рис. 5), однако под воздействием воды нанотрубки разворачиваются в пластины, которые могут перекрывать каналы фильтрации, существенно понижая проницаемость (Рис.6).

Поэтому для повышения эффективности применения МУН необходимо изучать детали геологического строения пласта, в том числе и, особенно, состав и свойства наноминеральных частиц. Покажем это на примере применения ПАВ для увеличения КИН.

В Татарстане при проведении исследования воздействия различных неионогенных ПАВ на различные глинистые минералы использовались ПАВ-АФ-6 и АФ-12, характеризующиеся различным молекулярно-весовым распределением и шириной цепей молекул (Рис.7) (Муслимов и др., 2008). Воздействие этих ПАВ на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслое-

вые промежутки пакетов смектита. В результате происходит его разбухание на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. В гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K^+) такое внедрение не возможно, и воздействие ПАВ заключается в вытеснении слабосвязанных молекул воды из промежутков, что приводит к незначительному «усыханию» глинистых пакетов. Здесь применение ПАВ эффективно. Следовательно, использование ПАВ снижает вязкость нефти в поровых каналах, но при этом приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и кольматации каналов фильтрации, что сводит к нулю эффект от воздействия ПАВ на коллектор, содержащий глинистую составляющую данного типа.

Таким образом, эффективность применения ПАВ зависит от состава глин. При различных глинистых составляющих эффект может быть как положительным, так и отрицательным.

Сегодня можно утверждать, что детальные исследования пласта и содержащихся в нем флюидов на наноуровне позволят целенаправленно разрабатывать и применять новые МУН, приспособленные для конкретных геолого-физических условий, что даст возможность повысить эффективность их внедрения. Ожидаемый результат от масштабного применения современных модификаций этих технологий – увеличение КИН для пластов с активными запасами от 10 – 15 до 50 – 70%, с ТЗН – от 20 – 25% до 40 – 45%. При этом в среднем удастся выйти на проектный КИН, равный 50%.

Литература

- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки. *Георесурсы*. 2007. №3(22). 21-23.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Сб. конф.: Повышение нефтеотдачи пластов*. Казань. 2003. 552-560.
- Муслимов Р.Х. Перспективы прироста запасов нефти России за счет изменения порядка утверждения и стимулирования увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). *Недропользование*. №2. 2007. 8-11.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Динамика наноминеральных фаз нефтяного пласта на поздней стадии разработки. *Мат-лы между. научно-практич. конф.: Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов*. Казань: ФЭН. 2008. 295-299.

R.Kh. Muslimov. Using of nanotechnology on late stage of oil field development.

In this article we demonstrate that studies of the features of deposit geological structure are crucial for the efficient oil recovery. We propose the methods of more detailed geological description of objects on nano-scales with extraction of inert and active nanomineral phases as the basis for the development and selection of new technologies for oil recovery enhancement.

Key words: efficient oil recovery, methods of oil recovery enhancement, nano-mineral phases, surfactant substances.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д. г.-м. н., профессор КГУ, действительный член РАЕН, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 231-53-84.

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОАО «ТАТНЕФТЬ» В НЕФТЕДОБЫЧЕ

В статье рассмотрены основные направления научно-технической деятельности ОАО «Татнефть», которыми являются разработка и реализация технологий и технических средств по увеличению добычи нефти и разработка техники и технологий, снижающих затраты на добычу нефти. Опыт применения этих передовых технологий и техники, успешно применяемых в ОАО «Татнефть», может быть использован и другими нефтяными компаниями для решения перспективных задач.

Ключевые слова: новые технологии добычи нефти, привод штангового насоса, одновременно-раздельная эксплуатация, использование попутно добываемого газа, энергосбережение, борьба с коррозией, трубы с полимерным покрытием.

2008 год ОАО «Татнефть» завершило с хорошими результатами, однако текущий год начался в условиях резкого обвала цен на нефть. Десять лет назад уже была тяжелая экономическая ситуация – спад производства и дефолт.

За эти десять лет, прошедшие после первого кризиса, в компании создан прочный финансовый и производственный фундамент для развития компании, решены важнейшие задачи, благодаря чему сегодня подготовились к сложившейся ситуации гораздо в большей степени.

В условиях ухудшения горно-геологических условий разрабатываемых месторождений «Татнефть» успешно выполняет намеченные планы и сохраняет достойное место в отраслевой структуре России. С 1998 года удалось не только стабилизировать, но и на 11,5% увеличить объемы нефтедобычи по компании. За 2008 год по ОАО «Татнефть» добыто 25 млн. 766 тыс. тонн нефти, что почти на 26 тыс. тонн больше, чем в предыдущем году. По Республике Татарстан объем добычи нефти также возрос и составил 32 млн. 265 тыс. тонн. Несмотря на позднюю стадию разработки основных месторождений, растет и добыча не-

фти за счет эффективного применения МУН и ОПЗ. В течение последних лет удается сохранять среднюю величину обводненности продукции скважин на уровне 83,5%. При этом с 2002 года достигнуто и увеличение среднего дебита по новым скважинам с 5 до 8,8 – 8,9 т/сут. Такие показатели без преувеличения являются уникальными для поздней стадии разработки крупных месторождений.

В ОАО «Татнефть» есть перспективные направления, которые позволили достичь успешных результатов. Они основаны на двух основных направлениях научно-технической деятельности компании в области разработки выработанных или, как их называют по международной классификации, «зрелых» месторождений:

- 1) разработка и реализация технологий и технических средств, направленных на увеличение добычи нефти;
- 2) разработка техники и технологий, снижающих затраты при обеспечении заданной добычи.

В 2008 году продолжались опытно-промышленные работы (ОПР) по разработке месторождений сверхвязкой нефти (СВН). В условиях поздней стадии разработки основных месторождений и роста затрат на добычу нефти по объективным причинам дальнейшее развитие обеспечивается во многом за счет разработки и применения новых технологий. Ярким примером такого решения являются строительство, освоение и опытная эксплуатация трёх уникальных сквозных пар скважин в ходе крупномасштабного эксперимента, реализуемого ОАО «Татнефть» на Ашальчинском месторождении СВН (Рис. 1). На этом участке обеспечен контроль за всеми технологическими показателями в режиме реального времени, отработана система управления закачкой пара и отбора продукции. Из первых двух пар скважин ведется устойчивая добыча методом парогравитационного дренирования, третья пара

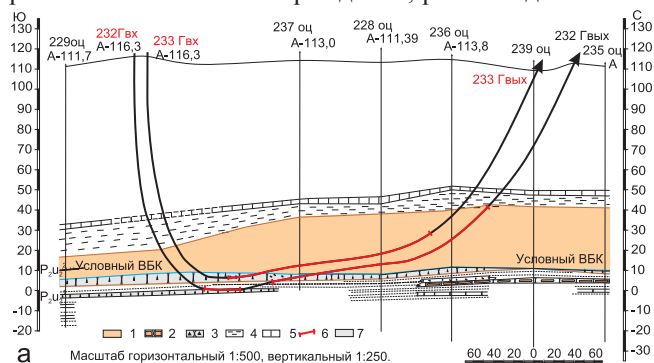
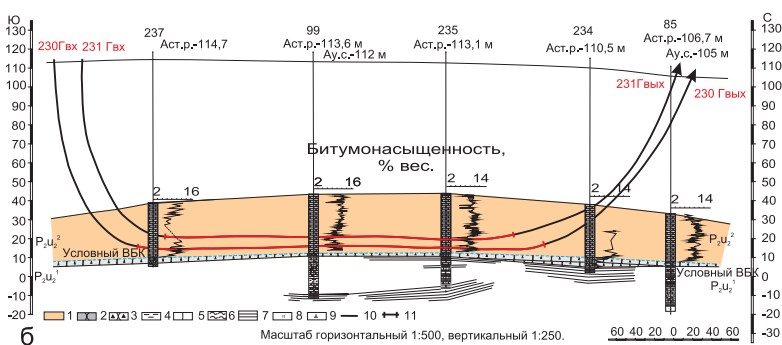


Рис. 1. Профили парогравитационных скважин (Ашальчинское месторождение). а) Профили скв. 232, 233; 1 – песчаник интенсивно битумонасыщенный, $K_b > 4,5$ % вес.; 2 – песчаник средне битумонасыщенный; 3 – песчаник слабо битумонасыщенный; 4 – глина; 5 – известняк; 6 – интервал установки фильтра; 7 – песчаник водо битумонасыщенный. б) Профили скв. 230 и 231 1 – интенсивно битумонасыщенный, $K_b > 4,5$ % вес.; 2 – песчаник; 3 – песчаник слабо битумонасыщенный; 4 – глинистость; 5 – известняк; 6 – алевролит; 7 – глина и аргиллит; 8 – пиритизация; 9 – известковистость; 10 – скважина горизонтальная, фактическая; 11 – интервал установки фильтра.



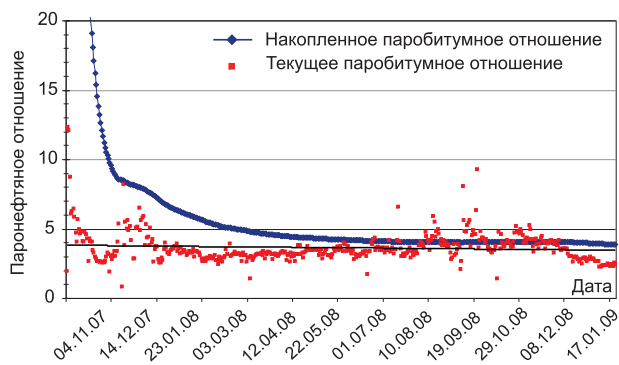


Рис. 2. Динамика изменения паробитумного отношения (первая пара).

находится в освоении. Достигнуто текущее паронефтяное отношение на уровне передового зарубежного опыта – около 3 (Рис. 2). Всего с начала опытно-промышленной разработки месторождения способом парогравитационного дренирования добыто 19,7 тыс. т нефти со средним дебитом по участку 35,6 т/сут. В 2009 году в связи с дефицитом финансовых средств объемы бурения на месторождениях битумов сокращены на 50 % от ранее намеченных. Несмотря на это, программа по добыче сверхвязкой нефти останется неизменной. Запущена в работу новая канадская парогенерирующая установка, приобретен и монтируется станок для наклонного бурения. В этом году предстоит добыть около 25 тыс. тонн природных битумов, из них 20 тыс. тонн – на Ашалчинском месторождении.

Благодаря комплексу организационно-технических и технологических мер, по компании устойчиво растет МРП скважин (Рис. 3). Этот показатель самый высокий в отрасли. Такие результаты достигнуты в том числе и за счет собственного производства и масштабного внедрения экономичных цепных приводов; количество скважин, эксплуатируемых с их применением в «Татнефти» достигло 946 шт. (Рис. 4).

Очень серьезной проблемой 10 лет назад для «Татнефти» были порывы трубопроводов. Широкое применение металлопластмассовых труб и труб с полимерным покрытием, производство которых освоено на Бугульминском механическом заводе, позволило за этот период на 72,3 % сократить отказы нефтепроводов, на 35,4 % – водоводов.

С 2003 года выполняется целевая программа по внедрению НКТ с полимерным покрытием и стеклопластиковых НКТ в нагнетательные скважины. На сегодняшний день 5606 нагнетательных скважин оснащены НКТ в антикоррозионном исполнении, защищенность действующего фонда нагнетательных скважин сточной воды составляет 70,6 %.

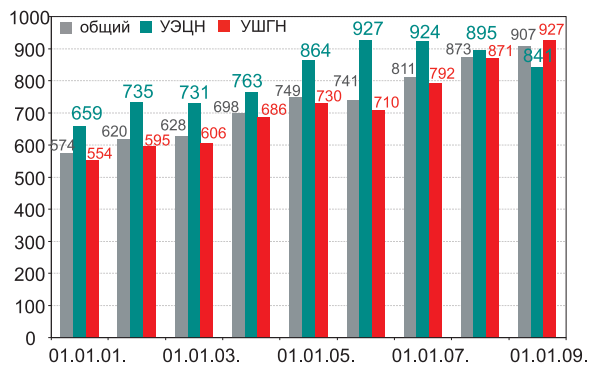


Рис. 3. Динамика изменения МРП скважин.

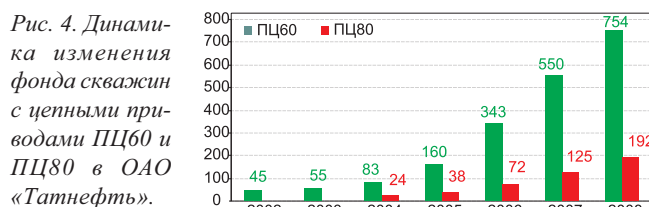


Рис. 4. Динамика изменения фонда скважин с цепными приводами ПЦ60 и ПЦ80 в ОАО «Татнефть».

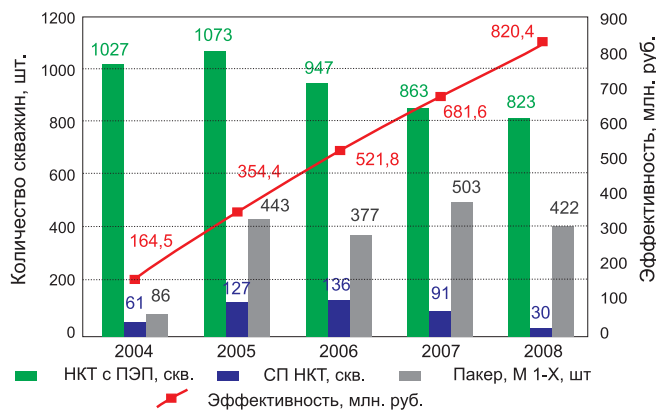


Рис. 5. Общая эффективность защиты скважинного оборудования нагнетательных скважин.

Освоено производство современного высоконадежного пакера М1-Х. Благодаря творчеству ученых и производственников успешно развивается комплекс новых научно-технических направлений с его применением. Наряду с масштабным использованием труб с полимерным покрытием, стеклопластиковых НКТ, электрохимических и ингибиторных методов антикоррозионной защиты применение пакера М1-Х существенно повышает эксплуатационную надежность нагнетательных скважин, обеспечивая большой экономический эффект (Рис. 5).

Повышению эффективности разработки многопластовых месторождений служит перспективное направление ОРЭ, ОРЗ и ОРЭиЗ.

Большое внимание при этом уделяется контролю параметров пластов и добываемой продукции. Ведется работа по созданию специальных методов и приборов для

Рис. 6. Установка для ОРЭ с полыми штангами (патенты: установка №2291952, способ исследования № 2289022). 1 – НКТ, 2 – полые штанги, 3 – верхний насос, 4 – нижний насос, 5 – отклонитель, 6 – пакер.

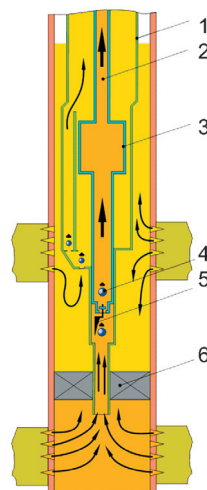
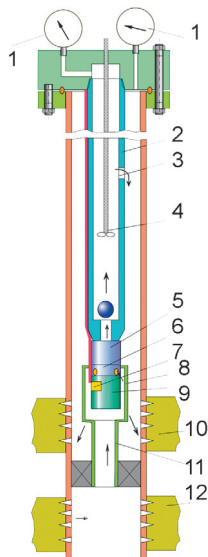


Рис. 7. Установка для ВСП из нижнего пласта в верхний. 1 – Манометр, 2 – НКТ, 3 – калибровочное отверстие, 4 – расходомер, 5 – ЦН, 6 – входной узел, 7 – датчик давления, 8 – кожух, 9 – ПЭД, 10 – продуктивный пласт, 11 – хвостовик, 12 – водоносный пласт.



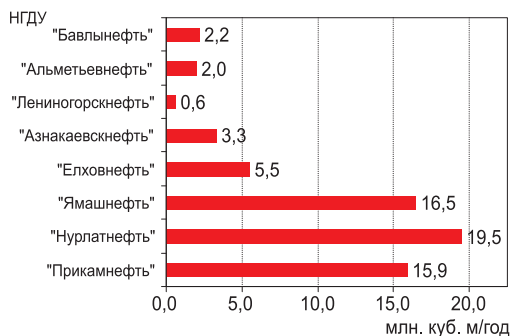


Рис. 8. Распределение объемов сжигаемого нефтяного газа по НГДУ в ОАО «Татнефть».



Рис. 9. Показатели работы по рационализации и изобретательству ОАО «Татнефть».

замера параметров под пакером. Планируются дальнейшее развитие этого направления и расширение объемов внедрения в 2009 году (Рис. 6, 7).

В целом в ОАО «Татнефть» установки ОРЭ, включая и ОРЗ, внедрены: на 01.01.2009 г. – в 522 скважинах (в том числе ОРЗ – в 102 скважинах; ОРЭ – в 420 скважинах (290 однолифтовых, 130 двухлифтовых); в текущем году они появятся еще в 152 скважинах.

Суммарная дополнительная добыча нефти по скважинам с ОРЭ составила 569197 тонн, средний прирост дебита по нефти на скважину – 3,8 т/сут.

В настоящее время в нефтяных компаниях России особую актуальность приобрели исследования по повышению степени использования попутного газа и снижению выбросов парниковых газов. На рисунке 8 показаны результаты оценки объемов сжигаемого газа по НГДУ и разработанных решений для поддержания коэффициента утилизации нефтяного газа в компании на уровне не менее 95 %, который по распоряжению Правительства РФ будет жестко контролироваться с 2012 г. Разработана Программа утилизации нефтяного газа в ОАО «Татнефть», в которой предусмотрено применение экономически эффективных вариантов для каждого конкретного объекта. Сбор и переработка газа на Миннибаевском ГПЗ остается основным решением, однако предусмотрено расширение использования газа для выработки электрической энергии и



Рис. 10. Прибыль, полученная от выполнения Плана мероприятий по ПНП и применению передовых технологий и оборудования ОАО «Татнефть» за 2002 – 2008 гг, млн. руб.

в качестве топлива технологических печей на отдаленных месторождениях.

За последние годы росла творческая активность специалистов компании, что подтверждается как числом подаваемых заявок, так и числом полученных патентов на объекты интеллектуальной собственности. В 2008 г. существенно снизилось число поданных заявок при неуклонном росте числа используемых в производственной деятельности, что обусловлено мерами стимулирования перехода на качественные показатели при создании объектов промышленной собственности. Растут эффективность использования объектов промышленной собственности и прибыль, полученная от выполнения плана мероприятий по ПНП и применению передовых технологий и оборудования в ОАО «Татнефть» (Рис. 9, 10).

В последнее время в связи с неуклонным ростом цен на электроэнергию становится все более актуальной задача энергосбережения. Комплекс эффективных технических и технологических решений, несмотря на условия жестко лимитированных затрат на новое оборудование, капитальный ремонт, позволили достичь по ОАО «Татнефть» снижения затрат электроэнергии на

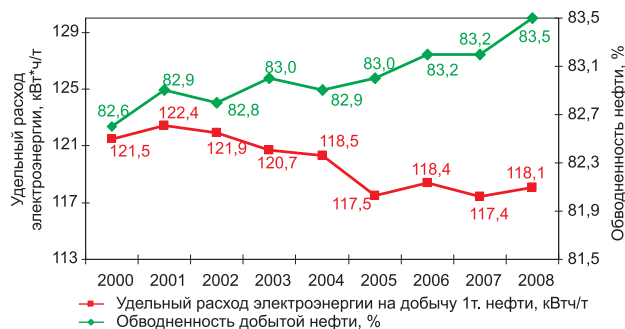


Рис. 11. Обводненность нефти и удельный расход электроэнергии на добычу нефти ОАО «Татнефть».

добычу нефти (Рис. 11), а также добиться меньшего темпа роста затрат на добычу нефти по сравнению с ростом инфляции, ценами на энергию и основные материалы.

Таким образом, научно-техническая деятельность компании вносит весомый вклад в устойчивое развитие нефтяной отрасли Республики Татарстан.

N.G. Ibragimov. New promising oil production technologies developed by Tatneft.

The paper describes major trends of research and technological activities of TATNEFT Company, that is, development and introduction of technologies to increase oil production and decrease costs associated with the oil production process. The successful experience of the Company in application of the proprietary technologies may also be used by other energy companies to solve similar problems.

Key words: new oil production technologies, chain drive of sucker rod pumping unit, dual completion, utilization of associated gas, energy saving, corrosion control, polymer-lined pipes.

Наиль Габдулбариевич Ибрагимов

Доктор технических наук. Первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть».

423450, Россия, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (8553) 30-75-00.

ПРОБЛЕМЫ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАПРАВЛЕНИЯ ИХ РЕШЕНИЯ В СЛОЖИВШЕЙСЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ

Рассмотрены проблемы в области геологического изучения и разработки месторождений ОАО «Татнефть», предложены направления их решения в сложившейся экономической ситуации.

Ключевые слова: добыча, обводненность, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), геолого-технические мероприятия (ГТМ), сверхвязкие нефти (СВН).

Промышленная разработка нефтяных месторождений Татарстана началась открытием в 1943 году Шугуровского месторождения.

Огромное значение для страны имело открытие нефти из девонских отложений Туймазинского (1944 г.), Бавлинского (1946 г.), Ромашкинского (1948 г.), Ново-Елховского (1951 г.), Бондюжского (1955 г.), Первомайского (1956 г.), Сабанчинского (1963 г.) месторождений. Эти месторождения являются крупнейшими, а Ромашкинское – уникальным по своим геологическим запасам нефти.

Татарстан в 1957 году вышел на первое место по уровню добычи нефти в стране, который удерживал 17 лет. В Татарстане в 1972 году добыт первый, в 1981 году второй, в 2007 году третий миллиард тонн нефти легкоизвлекаемых запасов, остались трудноизвлекаемые тяжелые нефти, высоковыработанные крупные или мелкие месторождения, требующие значительных финансовых затрат для их разработки, для снижения экологической нагрузки в «старых» регионах нефтедобычи.

Динамика добычи нефти в последние годы стабилизировалась на уровне более 32 млн. тонн по Республике (Рис. 1) при обводненности 83 – 90 % и такой же выработанности извлекаемых запасов нефти. Рост добычи нефти по Республике Татарстан обеспечивается за счет значительного эксплуатационного бурения, расширения объемов внедрения новых методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения. Третичными методами (физико-химические

технологии воздействия) охвачено более двух третей запасов нефти, а добывается более одной пятой из общей добычи и столько же гидродинамическими методами воздействия, т.е. более половины добычи нефти по республике обеспечивается за счет внедрения новых технологий разработки месторождений, требующих дополнительных затрат на извлечение нефти.

План добычи нефти по компании ОАО «Татнефть» на 2008 год составлял 25400 тыс. тонн.

За 12 месяцев 2008 года из месторождений ОАО «Татнефть» добыто 25766 тыс. т нефти (+25 тыс. т к 2007 г.), по Республике Татарстан добыто 32,265 млн. т, (+325 тыс. т к 2007 г.). По холдингу добыча составила 26,060 млн. т, (+127 тыс. т к 2007 г.), в т.ч. за пределами РТ добыто 294,2 тыс. т (2007 г. – 192,1 тыс. т).

Пробурены и закончены строительством 312 эксплуатационных скважин с общей проходкой 451,5 тыс. м, в т.ч. 22 скважины малого диаметра с проходкой 25,5 тыс. м.

Введено в эксплуатацию 328 новых добывающих скважин, в т.ч. 278 – из бурения.

Из новых скважин добыто 381,6 тыс. тонн. Средний дебит одной новой скважины из бурения и освоения после бурения – 8,8 т/сут (за 2006 г. – 7,5 т/сут, 2007 г. – 8,9 т/сут), в т.ч. по скважинам малого диаметра – 7,9 т/сут (за 2006 г. – 2,3 т/сут, 2007 г. – 5,2 т/сут).

Из глубокого бездействия введено в эксплуатацию 908 скважин со средним дебитом на 1 скважину – 2,8 т/сут, (за 2007 г. – 2,7 т/сут). Добыто 436,6 тыс. тонн нефти.

Под закачку воды освоено 205 скважин.

За счет третичных методов повышения нефтеотдачи пластов дополнительная добыча нефти за 2008 год составила 5173 тыс. тонн. (Рис. 2). Добыча нефти за счет гидродинамических методов повышения нефтеотдачи составила 6479 тыс. тонн. Всего за счет третичных и гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов, добыто 11652 тыс. т нефти, что составляет 45,2 % общей добычи за 2008 год.

В 2008 году в эксплуатацию введено 66 скважин с зарезкой боковых ответвлений и боковых горизонтальных стволов. Средний

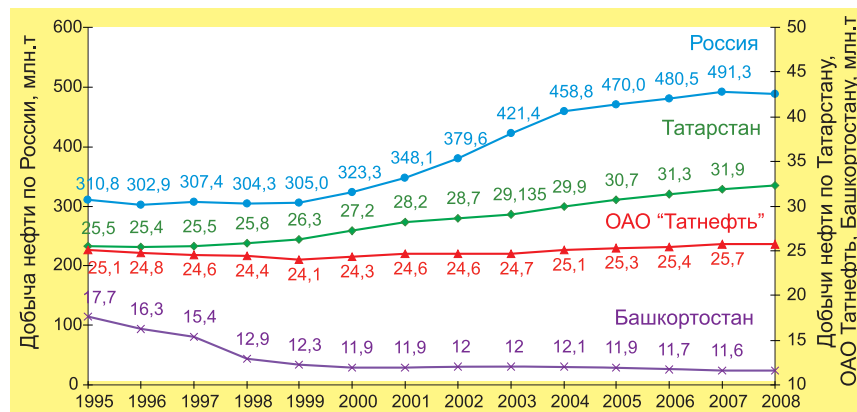


Рис. 1. Динамика показателей добычи нефти по России, Татарстану, ОАО «Татнефть», Башкортостану.

прирост дебита нефти по добывающим скважинам, введенным в 2008 году, составил по БС – 6,7 т/сут, БГС – 8,7 т/сут.

Гидроразрывы и гидрокислотные разрывы пластов проведены на 127 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 4,2 на 1 скважину.

Плановая номенклатура КРС выполняется. При плане – 2377 скважин, отремонтировано 2689 скважин.

На 01.01.2009 г процент бездействующего фонда составил – 9,15 %.

Положение Закона РФ № 151-ФЗ от 27.07.2006 г «О дифференциации НДС на месторождениях с выработанностью более 80 %», используется:

– для Ромашкинского месторождения. С 01.01.09 за 2008 год льготному налогообложению подлежит 15204,9 тыс. тонн нефти.

– с 01.07.2008 г – для группы месторождений НГДУ «Прикамнефть» (Бондюжское, Ново-Суксинское, Первомайское), добыча по которым за июль-декабрь 2008 года составила 422 тыс. т.

О налоговой ставке «0» % для сверхвязкой нефти:

– месторождения сверхвязкой нефти – Ашальчинское, Мордово-Кармальское. Добыча за 2008 год составляет 17,7 тыс. т (с 01.01.2008г).

Принятие федерального закона № 151-ФЗ в 2006 году оказало положительное влияние на процесс продления разработки «старых» выработанных месторождений (дифференциация НДС для месторождений с выработанностью запасов нефти категорий ABC_1+C_2 более 80 %) и для добываемой нефти вязкостью более 200 сП. В то же время было бы справедливым исключить запасы категории C_2 , которые не имеют отношения к выработке и усилить налоговое стимулирование при добыче сверхвязких нефтей тепловыми методами, например, отменить таможенные пошлины для таких нефтей и «заморозить» цены на энергоносители (на электроэнергию и газ) при их добыче.

Обводненность добываемой продукции в 2008 году составила 83,5 %. Это результат работы проводимой по регулированию разработки, который позволил сократить отбор жидкости и, соответственно, объемы закачиваемой воды и, в течение 22 лет, удерживать обводненность на уровне 82 – 84 % (за 1985 год – 82,7 %).

В 2008 году обеспечен прирост извлекаемых запасов нефти в объеме 31 млн. т по категории C_1+C_2 в т.ч. по C_1 – 22 млн.т, 35 млрд.м³ газа (Хонгорское месторождение).

Начиная с 1993 года из собственных лицензионных участков отобрано 397,6 млн. т нефти, обеспечен прирост – 434,9 млн. т по C_1 (109,4 % к отбору).

Перспективным направлением дальнейшего развития нефтедобычи региона является освоение ресурсов тяжелых нефтей (сверхвязкие или битуминозные нефти), запасы которых оцениваются в объеме более 2 млрд. т. В Татарстане на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях сверхвязких нефтей сегодня начаты опытно-промышленные работы по их разработке. Для извлечения таких нефтей невозможно обойтись без тепловых методов воздействия, т.е. для извлечения 1 тонны нефти необходимо в пласт закачивать 3 – 5 тонн пара. Естественно, при текущей ситуации без государственной поддержки на федеральном и региональном уровне невозможно

промышленно разрабатывать месторождения сверхвязких нефтей рентабельно.

В компании «Татнефть» с 2006 года проводятся опытные работы по добыче сверхвязких нефтей современными тепловыми методами на Ашальчинском месторождении через двухфазные горизонтальные скважины.

По состоянию на 01.01.2009 с опытного участка через 3 пары горизонтальных скважин добыто 19,7 тыс. тонн нефти, в т.ч. за 2008 год – 12,7 тыс. тонн, закачено около 100 тыс. тонн пара. Внедрение технологии показало перспективность работ: три горизонтальные скважины в сутки дают 40 тонн нефти, закачивается 175 тонн пара с температурой до 195°C при давлении 11 атм. Паронефтяное соотношение составило 4,4 тонн пара на тонну нефти.

Запланировано расширение работ на всё Ашальчинское месторождение – планируется пробурить еще 27 пар горизонтальных скважин по технологии парогравитационного дренирования и 39 одиночных горизонтальных скважин и 69 вертикальных для технологии пароциклического воздействия. Максимальная добыча нефти будет достигнута к 2015 году, и будет удерживаться на уровне более чем 290 тыс. тонн нефти в год в течение 5 лет.

Для разбуривания месторождения приобретены буровой станок с наклонной мачтой, и парогенератор «Амелин» канадского производства для интенсификации закачки пара на опытном участке.

В 2009 – 2010 гг. будут испытаны новые технологии разработки СВН в т.ч. закачка пара и отбор нефти через горизонтальные скважины путем чередующейся закачки и отбора, закачка горячей воды на Мордово-Кармальском месторождении, внутрислоевого горения и использование бинарных смесей нагрева пластов

В настоящее время разработано технико-экономическое обоснование освоения 50 первоочередных месторождений сверхвязких нефтей на лицензионной территории Республики Татарстан, с суммарными запасами и ресурсами около 200 млн. т нефти. По проекту необходимо пробурить и обустроить 4625 скважин. Общий объем инвестиций на освоение данных месторождений предварительно оценивается в 110,5 млрд. руб.

Программа является пилотным проектом для освоения месторождений тяжелых нефтей России. Для реализации Программы необходимо предоставление налоговых льгот федерального и регионального уровня.

Создание условий для максимально возможного вовлечения в разработку месторождений сверхвязкой нефти в определенной степени обеспечивает решение задач по воспроизводству, расширению и укреплению минерально-сырьевой базы Республики, а также социально-экономической сферы.

В целом реализация Программы позволит развить производство оборудования и снизить зависимость российской нефтяной промышленности от поставок импортного оборудования и материалов. Будет способствовать наращиванию новых производств и в перспективе – экспорта отечественной высокотехнологичной продукции. Проект чрезвычайно важен для социально-экономического развития Республики и России. Например, только в нефтедобыче он позволит создать около 6,3 тысяч новых рабочих мест.

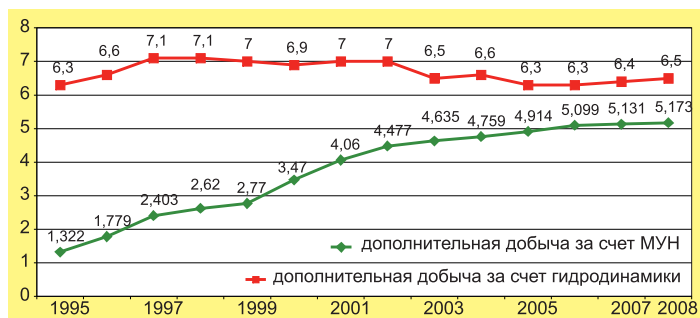


Рис. 2. Динамика дополнительной добычи нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи пластов и гидродинамики, млн. т.

За последние годы в ОАО «Татнефть» разработаны собственные комплексные «легкие» технологии поисково-разведочных работ, включая «Нейросейсм», геохимические методы и низкочастотную сейсморазведку. Значительный объем ГРП проводится по оценке и приросту запасов сверхвязких нефтей, запасов нефти на «старых» месторождениях за счет внедрения третичных физико-химических и гидродинамических методов, и увеличения коэффициента нефтеизвлечения. На западе Республики Татарстан успешно ведутся поисково-разведочные работы месторождений нефти в нетрадиционных коллекторах.

В условиях временного падения цен на нефть и мирового финансового кризиса компания не планирует снижать темпы ГРП, однако, считает целесообразным в течение 2009 г. увеличить объемы работ по собственным технологиям на основных лицензионных территориях, а традиционные – сейсморазведку и поисково-разведочное бурение – проводить только на экономически обоснованных участках в режиме реального времени, т.е. пробурили скважину – если есть нефть с хорошим дебитом, то проводим разведочные работы быстрыми темпами с корректировкой планов ГРП по участкам ежемесячно, ежеквартально, в т.ч. с учетом изменения цены на нефть, налогов.

Исходя из текущей ситуации ОАО «Татнефть» сегодня приоритетными считает проекты в Республике Татарстан, в т.ч. прирост запасов сверхвязких нефтей и в нетрадиционных коллекторах, являющиеся актуальными и для других территорий в России.

Увеличение объемов геологоразведочных работ не является самоцелью, для нас важнее увеличение объемов добычи нефти и газа, а для этого необходимо иметь постоянно соответствующую ресурсную базу. За последние 10 лет по ОАО «Татнефть» объем доказанных запасов нефти по оценке независимой аудиторской компании «Миллер энд Ленц» практически не изменился, хотя отобрали более 250 млн. тонн нефти. На это повлияло не только рост цены на нефть, но и работы ОАО «Татнефть» по снижению затрат и принятие федерального закона № 151-ФЗ от 27.07.06 по дифференцированному налогообложению добытой нефти из выработанных месторождений сверхвязкой нефти.

Немаловажны для нашего региона социальные проблемы, которые, как правило, тесно увязаны с предприятиями, практически являющимися градообразующими для старых регионов, много работающих и неработающих пенсионеров и избыток квалифицированных кадров стар-

шего поколения. В связи с этим, можно рассматривать создание учебных центров, например, в г. Альметьевске, для подготовки высококвалифицированных кадров для всей нефтедобывающей отрасли страны.

Но есть и проблемы в области разработки месторождений, требующие решения в ближайшие годы:

- стабилизация обводненности или отборов жидкости без снижения объемов добычи по старым месторождениям;
- активизация работ на глинистых коллекторах при существующих благоприятных ценах и налогах по высоковыработанным месторождениям;
- увеличение темпов отборов нефти из карбонатных коллекторов;
- создание системы разработки газоконденсатных месторождений и коллекторов в НАО;
- ввод в промышленную разработку месторождений сверхвязких нефтей;
- улучшение качества первичного вскрытия в процессе бурения и цементации, исключающего заколонную циркуляцию;
- снижение неэксплуатируемого фонда, повышение эффективности и снижение затрат на капитальный ремонт скважин.

Задачи на 2009 год:

- Обеспечить добычу нефти по собственным лицензионным участкам на уровне 25400 млн. тонн.
- Продолжить ОПР на Ашальчинском месторождении сверхвязких нефтей, тепловыми методами добыть в 2009 году 20 тыс. тонн нефти.
- За пределами Республики Татарстан обеспечить добычу от 400 до 445,9 тыс. тонн в зависимости от экономики проектов.
- Продолжить разведочные работы и бурение за пределами Республики Татарстан и России.

R.S. Khisamov. Issues of geological study and development of oil fields and their solutions in the current economic situation

Issues of geological study and development of oil fields of ОАО Tatneft have been studied and their plausible solutions in the current economic situation have been offered.

Keywords: production, watercut, enhanced oil recovery (EOR) methods, geological and engineering operations, superviscous oil.



Раис Салихович
Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.г.-м.н, профессор, академик РАЕН. Научные интересы: геология, совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, гидравлика и механика добычи нефти, интенсификация и повышение нефтеотдачи месторождений.

423450, Россия, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553)-307-117, Факс: (88553)-307-485.

ТЕПЛОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЯЗКИХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Показано, что разработка месторождений с карбонатным коллектором, содержащим вязкие и высоковязкие нефти, может быть эффективно осуществлена только с применением тепловых методов разработки, регулирующих в пластовых условиях как растворение или увеличение подвижности асфальто-смолисто-парафинистых компонентов нефти, так и разрушение граничного слоя нефти на контакте с породообразующими минералами. При этом увеличивается нефтеотдача до 45 % (вместо 20 % при заводнении), а себестоимость добычи нефти меньше, чем при заводнении.

Ключевые слова: тепловые методы разработки, компоненты нефти, граничные слои нефти, нефтеотдача.

Последние десятилетия развития нефтяной промышленности России характеризуются ухудшением структуры запасов нефти. Особое внимание все больше занимает проблема разработки залежей нефти, сложенных карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной (10 – 30 мПа·с) и высокой (более 30 мПа·с) вязкости. Запасы нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам с содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти, к настоящему времени составляют в мире более 30 % от всех разведанных запасов. В России запасы нефти в таких коллекторах составляют около 50 %, а в Удмуртии – 70 %. Проблемы разработки таких запасов нефти были общемировыми (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996).

Карбонатные коллекторы отличаются сложным характером строения фильтрационно-емкостной системы и спецификой взаимодействия содержащихся в них флюидов с поверхностью породы-коллектора. Для карбонатных коллекторов трещинного типа свойственны низкая емкость трещин (не превышающая 2 – 3 %) и увеличенная пористость за счет развития каверн, отсутствие связанной воды в трещинах и изолированных кавернах. В порово-трещинных карбонатных коллекторах нефти и газа преобладающие фильтрационно-емкостные системы образуют поровые каналы, а трещинная система имеет подчиненное значение. В трещинно-поровых карбонатных коллекторах, наоборот, основная фильтрационно-емкостная система образована системой трещин, а подчиненное значение имеют поровые каналы.

Карбонатные коллекторы порового типа по своим фильтрационно-емкостным системам приближаются к терригенным коллекторам и могут быть сопоставимы с последними, но карбонатные коллекторы трещинные, порово-трещинные, порово-трещинно-каверновые, называются «сложнопостроенными коллекторами» и по своему строению и фильтрационным свойствам принципиально отличаются от терригенных в худшую сторону.

В сложнопостроенных карбонатных коллекторах на одном участке залежи могут существовать благоприятные условия для фильтрации нефти и газа преимущественно в горизонтальном направлении, на другом участке – в вертикальном направлении, а на третьем – в смешанном. Карбонатные породы отличаются резкой прерывистостью строения, которая нарушает единую гидродинамическую

систему залежи. Толстый массив карбонатных пород нередко переслаивается сильно уплотненными, практически непроницаемыми слоями, которые полностью исключают вертикальную фильтрацию, что превращает массивную по форме залежь в слоисто неоднородную пластовую.

Многообразная природная неоднородность строения карбонатных продуктивных пластов сильно ограничивает возможность применения традиционных методов воздействия (внутриконтурного или площадного заводнения) для поддержания пластового давления и повышения КИН. Чем выше вязкость нефти, тем быстрее происходит прорыв воды при заводнении к добывающим скважинам и, следовательно, тем меньше КИН. Значительно осложняют разработку месторождений температурные условия в пласте, близкие к температуре начала выпадения парафина. Поэтому для увеличения КИН на месторождениях с карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной и высокой вязкости, необходимо применение методов воздействия, комбинированных с тепловыми (в сочетании с полимерными, кислотными, газовыми и другими).

Подача тепла в пласт приводит к снижению вязкости нефти, что положительно влияет на ее подвижность, как при вытеснении, так и при капиллярной пропитке блоков (матрицы). Кроме того, подача тепла в пласт приводит к улучшению смачиваемости пористой среды (она становится более гидрофильной), что положительно сказывается как на доотмыве нефти с породы, так и на капиллярной пропитке матричной системы трещин пласта (Кудинов, 1996; Байбаков, Гарушев, 1988).

В результате проведенного анализа существовавших технологий, теоретических и промысловых исследований в «Удмуртнефти» были научно обоснованы и созданы в 80 – 90-е гг. XX века принципиально новые высокоэффективные комбинированные тепловые технологии воздействия на сложнопостроенные карбонатные пласты с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти, не имеющие аналогов в мировой нефтяной практике, которые успешно прошли промысловые испытания и промышленное внедрение (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996):

– повышения нефтеизвлечения с использованием жидкофазного окисления – ЖФО (Иванов и др., 1985; Кудинов, 2005).

– термополимерного воздействия на залежи вязкой

нефти – ТПВ (Желтов и др., 1979).

– термополимерного воздействия с добавками электролита – ТПВПЭ (Малофеев и др., 1989).

– импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт – ИДТВ (Кудинов и др., 1984).

– импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузой – ИДТВ(П) (Кудинов и др., 1985).

– комбинированного теплоциклического воздействия на пласт через системы нагнетательных и добывающих скважин – ТЦВП (Кудинов, 1996).

– циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия – ЦВПТВ (Кудинов и др., 1993).

Технология обработки призабойной зоны скважин на основе жидкофазного окисления легких углеводородов в пластовых условиях (ЖФО) предназначена для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью. В ее основе – теоретические и экспериментальные исследования процессов окисления жидких легких углеводородов в пористой среде с участием инициаторов и катализаторов окисления. ЖФО – принципиально новая технология воздействия на карбонатный коллектор в призабойной зоне, основанная на иницировании непосредственно в пласте реакции окисления легких жидких углеводородов за счет химической экзотермической реакции окисления изомасляного альдегида кислородом воздуха в присутствии азотной кислоты. В результате образуется оксидат, представляющий собой смесь карбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной и др.), кетонов, спиртов, альдегидов, эфиров. При этом выделяется значительное количество теплоты, что обеспечивает комплексное воздействие на нефтесодержащий карбонатный коллектор.

Сырьем для получения оксидата могут являться как отдельные легкие углеводороды C_3-C_{17} , так и их смеси, а также конденсат газоконденсатных месторождений. Соответствующим подбором сырья и технологических параметров можно регулировать скорость образования оксидата, а также менять его состав в широком диапазоне.

Сущность ЖФО заключается в следующем: в скважину закачиваются легкие жидкие углеводороды C_3-C_{17} или их смесь в количестве 0,1 – 5 м³ на один метр продуктивного карбонатного пласта. После этого в скважину закачивают альдегид (ацетальдегид или изомасляный альдегид) в количестве 0,1 – 1,5 м³ на 1 м продуктивного пласта. Во избежание взаимодействия альдегида с азотной кислотой в стволе скважины для их разобщения закачивают 0,2 – 2 м³ фракций легких углеводородов C_3-C_{17} . Затем в скважину закачивают водный раствор азотной кислоты, которая является окислителем альдегида на этапе иницирования и стабилизации реакции. Количество закачиваемой азотной кислоты составляет 1 – 10 м³ на 1 м продуктивного пласта с концентрацией 2 – 25%. После этого в скважину с помощью компрессора закачивается воздух, кислород которого является окислителем для дальнейшего проведения процесса. На окисление 1 м³ фракций легких углеводородов C_3-C_{17} требуется около 2500 м³ воздуха. После завершения подачи воздуха скважину закрывают на 2 – 3 суток для завершения прохождения химических реакций. По окончании реагирования из скважины «сравливаются» (выпускается) отработанный газ, в скважину спуска-

ется глубинно-насосное или другое оборудование по прежней схеме, и скважина запускается в эксплуатацию.

В призабойной зоне пласта (ПЗП) происходят в совокупности несколько процессов. Образующаяся при реакции жидкофазного окисления (ЖФО) группа растворителей и выделившееся тепло растворяют асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами. Вследствие этого образуются участки, свободные для доступа группы карбоновых кислот к породе, в результате чего улучшаются условия для их химического взаимодействия.

Промышленные испытания технологии ЖФО проводились в Удмуртии с 1981 г. на Гремихинском нефтяном месторождении. Особенности данного месторождения являются: сложное геологическое строение (многопластовое, неоднородное как по площади, так и по толщине, разный тип карбонатных коллекторов – поровый, трещинно-поровый); пластовая нефть высоковязкая (125 мПа·с), имеет высокое содержание парафина и серы. Обработка по технологии ЖФО на этом месторождении показала: дебит скважины до обработки – 1,7 т/сут, после – 5 т/сут, т.е. в 3 раза (Кудинов, 1996; Кудинов, 2005; Желтов, 1979).

Продуктивность призабойной зоны скважин после ЖФО увеличивается в среднем в два раза. По проведенным 146 обработкам в добывающих скважинах (дебиты скважин по нефти до проведения ЖФО составляли 0,5 – 1,7 т/сут) было получено: прирост добычи нефти от одной обработки составил в среднем 800 т, рост дебита 2,2 – 9,0 т/сут, продолжительность эффекта 1 – 2 года.

Преимущества ЖФО в сравнении с традиционными кислотными обработками следующие:

1) реакция жидкофазного окисления легких углеводородов является экзотермической в результате чего в продуктивном пласте образуется значительное количество тепла (22000 кДж на 1 кг окисленного углеводорода);

2) продуктом окисления является вещество, состоящее из карбоновых кислот и растворителей, при этом растворители разрушают пленку нефти в порах и трещинах породы продуктивного пласта, а кислотная группа, входя в химическое взаимодействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость и пористость. Образующиеся при этом соли карбоновых кислот являются водорастворимыми и легко выносятся на поверхность;

3) наличие в продуктах окисления уксусной кислоты способствует удалению из призабойной зоны окисных соединений железа, так как в результате их химического взаимодействия образуются водорастворимые соли;

4) полученные продукты жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно-активными свойствами.

При осуществлении процесса окисления легких жидких углеводородов кислородом воздуха в ПЗП одними из самых сложных, с технологической точки зрения, являются операции, связанные с нагнетанием реагентов в пласт. Во избежание возможности образования взрывоопасных смесей в скважине при реализации технологии ЖФО закачка реагентов должна производиться последовательно. Из-за неоднородности коллектора и большого различия в

физико-химических свойствах фильтрующих флюидов в пласте не создаются благоприятные условия для участия в химической реакции закачиваемых реагентов. Оптимальной с точки зрения химического воздействия при обеспечении необходимой безопасности является одновременно-раздельная закачка легких углеводородов и воздуха с осуществлением интенсивного перемешивания на забое скважины при поступлении в пласт.

Необходимо отметить, что получать оксидат можно в заводских условиях на газоперерабатывающих заводах, после строительства блоков окисления. Полученный таким способом оксидат более технологичен (более безопасен) и обеспечивает больший КИН, чем при образовании его в призабойной зоне.

При реализации тепловых полимерных технологий важно следующее. Теплофизические свойства (теплопроводность и температуропроводность) водных растворов полиакриламида в промышленных концентрациях (0,02 – 0,1% по сухому порошку в интервале температур 20 – 90°C и давлений 0,1 – 20 МПа) ниже теплофизических свойств воды-растворителя. Некоторое увеличение тепло- и температуропроводности происходит с повышением температуры (от 20°C до 90°C) и давления (от 0,1 МПа до 20 МПа). Следовательно, при движении горячего раствора полимера, по стволу скважины будет меньше потерь тепла, чем в случае нагнетания горячей воды.

Вязкость растворов полиакриламида одинаковой концентрации, приготовленных на минерализованной воде, ниже вязкости растворов, приготовленных на пресной воде. Для химического состава вод, применяемых для затворения ПАА на промыслах Удмуртии, снижение вязкости при минерализованной воде может составить до 40%. Но при одинаковых концентрациях растворы полиакриламида, приготовляемые на минерализованной воде, менее подвержены термической деструкции, чем растворы, приготовляемые на пресной воде. Все это ставит сложные и практически значимые задачи по выбору минерализации воды для затворения полимера.

Горячая вода преимущественно работает только по макротрещинам. Механизм нефтеизвлечения при использовании метода ТПВ следующий: нагретый до 90 – 95°C водный раствор полиакриламида, имея вязкость 1,5 – 2 мПа·с, при закачке в нефтяной пласт поступает, прежде всего, в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта. Таким образом, часть залежи оказывается охваченной горячим агентом воздействия, что приводит к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках (матрице) трещиновато-порового коллектора. Продвигаясь в начале закачки по трещинам, горячий раствор полиакриламида через некоторое время остывает (температура в пласте 32°C), эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до 10 – 15 мПа·с). При этом гидравлическое сопротивление в системе трещин начинает возрастать. В этой связи неизбежно увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу.

Размер оторочки горячего полимерного раствора определяется термогидродинамическими расчетами и составляет (по данным промысловых исследований) 20 – 30% порового пространства продуктивного пласта. Концентрация полимерного раствора находится в пределах 0,06 –

0,2% по сухому порошку. Процесс ТПВ должен вестись таким образом, чтобы температура полимерного раствора на устье скважины была не выше 100°C, т.к. при температуре выше 100°C происходит деструкция раствора, полимера. Конкретная величина концентрации полимерного раствора определяется расчетным способом в зависимости от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента (M_n / M_a) и определяется непосредственно измерением в лаборатории. При этом имеется в виду, что отношение вязкости нефти и вязкости вытесняющего агента (в данном случае раствора полиакриламида) должно быть равно или меньше 10. При таком соотношении не развивается явление вязкостной неустойчивости.

Технология ТПВ положительно влияет на приемистость нагнетательных скважин. Опыт разработки месторождений показывает, что, как правило, закачка «холодного» полимерного раствора (холодное полимерное воздействие – ХПВ) снижает приемистость в нагнетательных скважинах. Поэтому для того, чтобы поддержать заданные темпы закачки на установленном уровне, приходится повышать давление закачки. Из-за опасности гидравлического разрыва пласта этот параметр приходится ограничивать. «Горячий» полимерный раствор нагнетается в пласт при 90 – 95°C и вязкость его снижается в 2,5 – 3 раза, что позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин.

В технологии ТПВ существенное значение имеет динамика температуры не только в пласте, но и в стволе нагнетательной скважины. Результаты длительного промышленного внедрения ТПВ на залежи Мишкинского месторождения в сопоставлении с разработкой залежи холодным полимерным раствором (ХПВ) показаны в Табл. 1.

По полученным промысловым данным в ОАО «Удмуртнефть» был оценен прирост в нефтеотдаче от ТПВ. Результаты показали, что применение ТПВ увеличило нефтеотдачу на 12% по сравнению с ХПВ, и на 22 % по сравнению с заводнением (Кудинов, 2005; Кудинов, 1996). В целом, промышленное внедрение ТПВ на Мишкинском месторождении характеризуется показателями: добыто более 400 тыс. тонн нефти; дополнительная добыча нефти на одну тонну сухого порошка полиакриламида составляет 300 тонн; достигнут текущий коэффициент нефтеизвлечения 44 % против 9 % при естественном режиме, 22 % при заводнении, и 32 % при ХПВ. Цена 1 т ПАА – 3,5 тыс. \$.

ИДТВ – импульсно-дозированное тепловое воздействие – предусматривает циклическую закачку теплоносителя и холодной воды в строго расчетных объемах, обеспечивающих создание и поддержание в пласте эффективной температуры для конкретных геологических условий. Технология ИДТВ может эффективно применяться на месторождениях, залегающих на глубинах более 1000 м. При ИДТВ достигается: увеличение нефтеизвлечения (для Гремихинского месторождения до 37 % по сравнению с естественным режимом – 12 %, заводнением – 20 % и известной технологией вытеснения горячей водой (ВГВ) – 27 – 29 %); энергосбережение за счет поддержания в пласте эффективной температуры Тэф и сокращения теплопотерь в окружающие горные породы; интенсификация охвата пласта тепловым воздействием и добычи нефти за счет эффективного использования парогенераторных установок.

Тэф – это температура, дальнейшее повышение кото-

| Показатели | ТПВ | | | | ХПВ |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | T=70 ⁰ C | T=60 ⁰ C | T=50 ⁰ C | T=40 ⁰ C | T=17 ⁰ C |
| Добыча нефти, т.т. | 3457 | 3289 | 2923 | 2575 | 2474 |
| Прирост добычи нефти, т.т. | 979 | 791 | 445 | 98 | 0 |
| Коэффициент нефтеотдачи | 0,439 | 0,415 | 0,371 | 0,327 | 0,314 |
| Прирост КИН по сравнению с ХПВ | 0,125 | 0,101 | 0,057 | 0,013 | 0 |
| Относительное увеличение приемистости, раз | 2,5 | 2 | 1,75 | 1,5 | 1 |
| Продолжительность закачки оторочки ПАА, годы | 8 | 9 | 10 | 12 | 18 |
| Экономический эффект, млн. руб. | 71 | 59 | 50,9 | 32,4 | 40,5 |

Табл. Результаты применения ТПВ и ХПВ на залежи Мишкинского месторождения Удмуртии.

рой не приводит к дальнейшему значительному снижению вязкости нефти. Так для Гремихинского месторождения температура в пласте 29 °С, вязкость нефти при этом 125 мПа·с, а при нагреве ее до 55 – 60 °С вязкость нефти снижается до 10 – 12 мПа·с, и дальнейшее повышение Т не приводит к значительному снижению вязкости.

Промышленное внедрение ИДТВ на Гремихинском месторождении позволило: добыть за счет технологии 1 млн. 284 тыс. т нефти; снизить в 2 раза расход теплоносителя на извлечение 1 тонны нефти с 6,4 т/т при ВГВ (воздействие горячей водой) до 3,2 т/т при ИДТВ; а также уменьшить по сравнению с ВГВ капвложения на 25 % и эксплуатационные затраты на 27 %; снизить себестоимость добычи нефти по сравнению с заводнением на 10 %.

ИДТВ(П) является модификацией ИДТВ и отличается от нее тем, что в каждом цикле после закачки расчетного количества теплоносителя делается пауза (остановка в закачке), равная времени восстановления пластового давления, а затем начинается закачка расчетного количества холодной воды. ИДТВ(П), обладая всеми качествами технологии ИДТВ, обеспечивает рост нефтеизвлечения в неоднородном пласте – до 40 %. Промышленное внедрение ИДТВ(П) на Гремихинском месторождении позволило: добыть за счет технологии 1 млн. 108 тыс. тонн нефти; снизить удельный расход теплоносителя на тонну добываемой нефти с 6,4 т/т при технологии с непрерывной закачкой горячей воды, до 3,1 т/т при ИДТВ(П).

ТЦВП – сущность этой технологии заключается в значительном увеличении охвата пласта тепловым воздействием и получения за счет этого наивысшего конечного коэффициента нефтеизвлечения. В семиточечном элементе скважин центральная является нагнетательной, а остальные 6 добывающие. В нагнетательную центральную скважину постоянно нагнетается теплоноситель и вода по технологии ИДТВ(П), а в 3 добывающих (через одну) нагнетается теплоноситель и вода по технологии ИДТВ(П), а из остальных 3 скважин добывается нефть. Затем после закачки расчетного количества теплоносителя и воды в 3 добывающие скважины они переводятся на добычу нефти, а в 3 добывающие нефть скважины начинается закачка теплоносителя и холодной воды по технологии ИДТВ(П). Циклы повторяются до завершения проектного решения.

ТЦВП обеспечивает единый технологический процесс комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин. Технология ТЦВП, обладая всеми достоинствами ИДТВ(П), дополнительно обеспечивает: увеличение охвата площади разрабатываемого элемента пласта тепловым воздействием на

30% по сравнению с ИДТВ и ИДТВ (П); достижение конечного нефтеизвлечения – 45 % против 20 % при заводнении и 40 % при ИДТВ(П). Внедрение технологии ТЦВП на Гремихинском месторождении характеризуется следующими данными: удельный расход теплоносителя составляет 2,0 т/т против 6,4 т/т при технологии закачки горячей воды.

В целом тепловые методы применяются в Удмуртии на ряде нефтяных месторождений с 1983 г. Добыто дополнительно более 6 млн. т нефти. Экономический эффект составил более 3 млрд. руб. (в ценах 1999 г.). Для реализации этих технологий были разработаны соответствующие технические средства (Кудинов, Богомольный и др., 1998; Кудинов, Зубов и др., 1998).

Разработанные новые технологии позволили:

1. Преодолеть барьер по глубинам применения тепловых методов – вместо 0,8 – 1 км стало возможным их применение до глубин 2 – 2,5 км.

2. Уменьшить расход теплоносителя на извлечение 1 т нефти – вместо 6,5 – 10 т/т (при ПТВ) нефть добывается при расходе теплоносителя 2 т/т (при ЦВПТВ).

3. Снизить капитальные и эксплуатационные затраты на 25 – 27% (на примере Гремихинского месторождения).

4. Увеличить КИН на месторождениях с высоковязкими нефтями с 0,25 до 0,45.

Ранее внедрение сдерживалось отсутствием технических средств, а сейчас есть и термоизолированные НКТ, и супертонкое базальтовое волокно для теплоизоляции трубопроводов, и термостойкие пакера и якоря, и паротепловые установки. Тем более, что все может изготавливаться у нас в стране.

Поэтому для разработки месторождений с высоковязкой нефтью сегодня недопустимо проектировать заводнение вместо применения тепловых методов.

Литература

- Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. *Тепловые методы разработки нефтяных месторождений*. М.: Недра. 1988.
- Желтов Ю.В., Кудинов В.И. и др. Термополимерное воздействие на залежи вязкой нефти. 1979.
- Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Хавкин А.Я. и др. Руководство по применению метода термополимерного воздействия в нефтяных скважинах с трещиновато-поровым коллектором. РД 39-0147035-219-86. Миннефтепром. 1986. 37.
- Иванов В.И., Гусейн-Заде А.М., Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Ким М.Б. Способ обработки призабойной зоны скважины. А.С. № 1284296. *Патент РФ*. № 1475217. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С. и др. Способ импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт. *Патент РФ*. № 1266271. 1984.
- Кудинов В.И. Способ разработки залежи высоковязкой нефти. *Патент РФ*. № 1365779. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С. и др. Способ импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузой. *Патент РФ*. № 1365779. 1985.
- Кудинов В.И., Колбиков В.С., Дацик М.И. Способ извлечения вязкой нефти из залежи. *Патент РФ*. № 1744998. 1990.
- Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Малофеев Г.Е. Способ циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия. *Патент РФ*. № 2057916. 1993.
- Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М. *Нефть и газ*. 1996.
- Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №3. 30-34.

ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВ С УЛУЧШЕННЫМИ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

В статье обсуждаются проблемы производства современных автомобильных бензинов, соответствующих международным требованиям EVRO-3, EVRO-4. Содержание ароматических углеводородов не более 35% и бензола не более 1%. Проводится сравнительный анализ качества зарубежных, отечественных моторных топлив, компонентный состав бензинового фонда США, Европы и России. И предлагаются технологии по получению бензинов с улучшенными экологическими свойствами.

Ключевые слова: бензин, ароматические углеводороды, бензол.

Основными видами моторных топлив в настоящее время являются автомобильные бензины и дизельные топлива, производство которых в мире составляет более 1,7 млрд.т. в год и на их выработку расходуется до 70% добываемой нефти. Основная масса автомобильных бензинов в России вырабатывается по ГОСТ Р 51105-97 с разделением на классы 2 – 5.

В настоящее время в России высока доля техники экологических классов Евро-2 и ниже, использующие низкооктановые бензины. Анализ производства, внутреннего потребления и экспорта автомобильного бензина Регуляр-92 показал, что за 2005 – 2007 годы экспорт этой марки

бензина возрос на 1971 тыс. тонн. Вряд ли бензин АИ-92

| Нормативные акты | Выбросы загрязняющих веществ, г/кВт | | | |
|---------------------------|-------------------------------------|-----|-----------------|-----------------|
| | CO | CH | NO _x | Твердые частицы |
| Правило 49 ЕЭК ООН | 14,0 | 3,5 | 18,0 | Не реглам. |
| Директива 88/77 ЕС | 11,2 | 2,4 | 14,4 | Не реглам. |
| EURO-1 (с 1993 года) | 4,5 | 1,1 | 8,0 | 0,36 |
| EURO-2 (с 1996 года) | 4,0 | 1,1 | 7,0 | 0,15 |
| EURO-3 (с 1.10.2000 года) | 2,0 | 0,6 | 5,0 | 0,1 |
| EURO-4(2003-2005гг.) | 1,5 | 0,5 | 3,5 | 0,08 |
| EURO-5(2006-2009гг.) | 1,0 | 0,5 | 2 | 0,05 |

Табл. 1. Нормативные требования, предъявляемые к экологичности транспортных средств.

Окончание статьи В.И. Кудинова «Тепловые технологии разработки ...»

Кудинов В.И., Зубов Н.В., Савельев В.А. Регулирование теплового воздействия при разработке залежей высоковязкой нефти с послойной неоднородностью коллекторов. *Нефтяное хозяйство*. 1998. № 3. 37-39.

Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. М., Ижевск. Институт компьютерных исследований, УдГУ. 2005. 720.

Малофеев Г.Е., Кудинов В.И., Желтов Ю.В. Способ термодимерного воздействия с добавками полиэлектролита. *Патент РФ*. № 1716861. 1989.

V.I. Kudinov. Thermal technology of intricately built viscous and highly-viscous oils fields development .

The paper shows that the development of oil fields with carbonate reservoir, which contains viscous and highly-viscous oils, is only effective when thermal methods of oil field development are applied. Such methods control both the dilution or the increasing mobility of bitumen-resin-paraffin oil components, and the destruction of the boundary oil layer in contact with rockforming minerals. Thus, oil recovery is increased by 45 % (instead of 20 % recovered with waterflooding), and the prime cost of oil production is less than with waterflooding.

Key words: thermal methods of oil field development, oil components, boundary oil layer, oil recovery.

Валентин Иванович Кудинов

Д.т.н., профессор, зав. кафедрой РЭНГМ ГОУВПО «УдГУ» действительный член РАЕН, Советник Президента Удмуртской Республики по нефтегазовому комплексу.

Ижевск, ул. Свободы, 171а – 3. Тел.: (3412)-56-62-41. Факс: (3412)-51-08-02.

•••••

Казань

9-11 сентября 2009 г.

Международная научно-практическая конференция
«Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов»

Научно-техническая конференция
«Перспективы создания подземных хранилищ газа в Республике Татарстан»

Международная научно-практическая конференция
«Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России»

420049, Россия, РТ, Казань, ул. Павлюхина, 75, МЭПР РТ.
Тел.: (843)267-68-38, 264-49-77, 264-59-08.
Факс: (843)267-68-24. E-mail: konf.neft@rambler.ru

•••••

| Нормы | Тип двигателя | Срок введения (Европа) | Предельно-допустимые выбросы вредных веществ, г/км | | | | |
|--------|---------------|------------------------|--|-----------------|-----------------|---------------------|-----------------|
| | | | CO | CH | NO _x | CH+ NO _x | Твердые частицы |
| EURO-1 | Бензиновый | 1993 | 2,72 | Не регламентир. | | 0,97 | Не реглам. |
| | Дизельный | | 2,72 | | | | |
| EURO-2 | Бензиновый | 1996 | 2,2 | Не регламентир. | | 0,05 | Не реглам. |
| | Дизельный | | 1,0 | | | | |
| EURO-3 | Бензиновый | 2000 | 2,3 | 0,2 | 0,15 | Не реглам. | Не реглам. |
| | Дизельный | | 1,0 | 1,0 | 0,08 | 0,3 | 0,025 |
| EURO-4 | Бензиновый | 2005 | 1,0 | 0,1 | 0,08 | 0,3 | 0,025 |
| | Дизельный | | 0,5 | Не реглам. | 0,25 | Не реглам. | Не реглам. |

Табл. 2. Динамика нормативных требований по токсичности легковых автомобилей.

| Нормы | Срок введения (Европа) | Предельно-допустимые выбросы вредных веществ, г/кВт·ч | | | |
|--------|------------------------|---|------|-----------------|-----------------|
| | | CO | CH | NO _x | Твердые частицы |
| EURO-1 | 1996 | 4 | 1,1 | 7 | 0,15 |
| EURO-2 | 2000 | 2,1 | 0,66 | 5 | 0,1-0,13 |
| EURO-3 | 2005 | 1,5 | 0,25 | 2 | 0,02 |
| EURO-4 | 2008 | 1,5 | 0,25 | 2 | 0,02 |

Табл. 3. Динамика нормативных требований по токсичности дизельных автомобилей.

идет на дальнейшую переработку, скорее в странах-импортерах он потребляется в качестве конечного продукта. В России же в 2005 – 2006 годах производство АИ-92/АИ-93 выросло на 4085 тыс. тонн, а внутреннее потребление – на 2251 тыс. тонн. В 2006 – 2007 гг. рост производства и внутреннего потребления составил соответственно 1678 и 1586 тыс. тонн. (Классный бензин, 2008).

Неясно, чем же заправлять автомобили, потребляющие бензин класса 2, после 5 сентября 2011 года? По данным "Автостата" на начало 2008 года в России зарегистрировано почти 35,5 млн. автомобилей всех категорий, 88,7% которых оснащены бензиновыми двигателями. Среди них только около 8,5 млн. транспортных средств моложе пяти лет. Заправка автомобиля бензином с октановым числом выше требуемого не только нежелательна, но и приводит к преждевременному износу двигателя.

Основным направлением развития топливного сектора стран ЕС и Америки является улучшение экологической обстановки, а не повышение эксплуатационных характеристик, таких как октановое число. Выпуск бензина Регуляр с октановым числом 92 не планируется прекращать. В США для улучшения экологических характеристик бензинов выбрали стратегическое направление производства реформулированных бензинов. В штате Калифорния была разработана жесткая программа производства и применения реформулированного бензина – California Air Resources Board (CARB-I, CARB-II).

Повышение экологических характеристик достигается отказом от любых детонационных присадок и снижением содержания в топливах бензола и суммы ароматических углеводородов, чтобы снизить количество выбросов в атмосферу при хранении, транспортировке и заправке, а также понизить токсичность продуктов сгорания при работе двигателей. В настоящее время требования по выбросу вредных веществ регулируется правилом 49 ЕЭК ООН

и директивой 88/77 ЕС (Табл. 1, 2, 3) (Бойченко, Черняк, 2007).

Для того, чтобы удовлетворить эти требования сформулированы нормы мировой хартии к качеству бензинов и дизельных топлив представленных в Табл. 4, 5 (Ахметов, 2007).

Динамика некоторых показателей качества бензинов и дизельных топлив в России и за рубежом в сравнении с требованиями европейских стандартов представлены в

Табл. 6, 7 (Бойченко, Черняк, 2007; Крылов, Емельянов, 2007).

| Показатели | EURO-2 | EURO-3 | EURO-4 |
|--|----------------|------------------|------------------|
| 1. Октановое число, не менее исследовательский метод | 91 95 98 | 91 95 98 | 91 95 98 |
| моторный метод | 82 85 88 | 82,5 85 88 | 82,5 85 88 |
| 2. Индукционный период, мин., не менее | 360 | 480 | 480 |
| 3. Массовая доля серы, %, не более | 0,1 | 0,02 | 0,003 |
| 4. Концентрация свинца, г/дм ³ , не более | 0,013 | отсутствие | |
| 5. Концентрация марганца, железа, фосфора | - | отсутствие | |
| 6. Содержание ароматических углеводородов, %об., не более | 50 | 40 | 35 |
| 7. Содержание бензола, %об., не более | 5 | 2,5 | 1 |
| 8. Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ бензина, не более | 5 | 5 | 5 |
| 9. Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 715-780 | 715-770 | 715-770 |

Табл. 4. Требования мировой топливной хартии к качеству бензинов.

| Показатели | EURO-2 | EURO-3 | EURO-4 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1. Цетановое число | ³ 48 | ³ 53 | ³ 55 |
| 2. Цетановый индекс | ³ 45 | ³ 50 | ³ 52 |
| 3. Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 820-860 | 820-850 | 820-840 |
| 4. Вязкость при 40 °С, мм ² /с | 2,0-4,5 | 2,0-4,0 | 2,0-4,0 |
| 5. Содержание общей серы, %масс. | £ 0,5 | £ 0,03 | £ 0,003 |
| 6. Содержание ароматических углеводородов, %масс. | - | £ 25 | £ 15 |
| 7. Содержание полициклических ароматических углеводородов | - | £ 5 | £ 2 |
| 8. Температура, °С | | | |
| выкипания 90% | - | £ 340 | £ 320 |
| выкипания 95% | £ 370 | £ 355 | £ 340 |
| конца кипения | - | £ 365 | £ 350 |
| 9. Температура вспышки в закрытом тигле, °С | ³ 55 | ³ 55 | ³ 55 |
| 10. Коксуемость 10% остатка, %масс. | £ 0,30 | £ 0,30 | £ 0,20 |

Табл. 5. Требования мировой топливной хартии к качеству дизельных топлив.

| Показатель | Россия | | | | США | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|------------|--------------------|---|---|--------|------------|
| | Нормаль – 80 | Регуляр – 92 | Премиум – 95 | Супер – 98 | Обычный бензин США | Реформулированный бензин (простая модель) | Реформулированный бензин (сложная модель) | CARB-I | CARB-II |
| 1. Содержание бензола, %об. | 5 | 5 | 1,0 | | 2 | 0,8 | 0,8 | 1,0 | 0,8 |
| 2. Содержание ароматических углеводородов, %об. | - | - | 42,0 | | 32,0 | 27,0 | 25,0 | 25,0 | 22,0 |
| 3. Содержание олефиновых углеводородов, %об. | - | - | 18,0 | | 9,5 | 8,5 | 8,5 | 6,0 | 4,0 |
| 4. Содержание кислорода, %об. | - | - | 2,7 | | Не реглам. | 2 | 2 | 2 | Не реглам. |
| 5. Содержание серы, ppm | 500 | 500 | 150 | | 339 | 130 | 130 | 40 | 30 |

Табл. 6. Сравнительная характеристика показателей качества бензинов в России и США.

| Показатель | Россия (ГОСТ 305-82) | | | CEN AGO RF73 | Swedish |
|---|----------------------|-----------|-------------|-------------------|------------------|
| | Летнее | Зимнее | Арктическое | (Велико-британия) | Class 1 (Швеция) |
| 1. Плотность при 15 ⁰ С, кг/м ³ | 860 | 840 | 830 | 837 | 814 |
| 2. Фракционный состав, ⁰ С: | | | | | |
| - 50% | 280 | 280 | 255 | 269 | 231 |
| - 96% | 360 | 340 | 330 | 368 | 293 |
| 3. Цетановое число | 45 | 45 | 45 | 50 | 58 |
| 4. Вязкость при 20 ⁰ С, мм ² /с | 3,0...6,0 | 1,8...5,0 | 1,5...4,0 | 2,823 | 1,903 |
| 5. Содержание серы, %масс. | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,05 | 0,001 |

Табл. 7. Сравнительная характеристика показателей качества дизельных топлив в России.

| Показатель | Россия | | | | США | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|------------|--------------------|---|---|------------|
| | Нормаль – 80 | Регуляр – 92 | Премиум – 95 | Супер – 98 | Обычный бензин США | Реформулированный бензин (простая модель) | Реформулированный бензин (сложная модель) | CARB-I |
| 1. Содержание бензола, %об. | 5 | 5 | 1,0 | 2 | 0,8 | 0,8 | 1,0 | 0,8 |
| 2. Содержание ароматических углеводородов, %об. | - | - | 42,0 | 32,0 | 27,0 | 25,0 | 25,0 | 22,0 |
| 3. Содержание олефиновых углеводородов, %об. | - | - | 18,0 | 9,5 | 8,5 | 8,5 | 6,0 | 4,0 |
| 4. Содержание кислорода, %об. | - | - | 2,7 | Не реглам. | 2 | 2 | 2 | Не реглам. |
| 5. Содержание серы, ppm | 500 | 500 | 150 | 339 | 130 | 130 | 40 | 30 |

Табл. 8. Компонентный состав бензинового фонда России, США и Европы (Матузов, Ахметов, 2007).

По-видимому направлением развития топливного сектора России также должно стать снижение содержания в автобензинах: бензола с 5% об. до 1% об., ароматических углеводородов с 50% об. до 35% об. В дизельных топливах: повышение цетанового числа с 48 до 55, снижение общей серы с 0,5% масс. до 0,0035% масс. и полициклических ароматических углеводородов не более 11% масс.

В России содержание бензола в бензинах класса 2 составляет – 5 % об., а требование класса 3 по содержанию бензола – 1% об. Из этого можно сделать вывод, что лучше модернизировать технологию производства этих бензинов и снизить содержание бензола до 1% об., не отказываясь преждевременно от марок А-80 и АИ-92, которыми управляется большинство транспортной техники. Для России эта задача существенно сложнее, чем для США и Европы, из-за различного набора процессов переработки нефти (Табл. 8).

Как видно из таблицы 8 большую часть бензинов в России и Европе получают на установках каталитического риформинга. В этих бензинах содержится большое количество ароматических и изопарафиновых углеводородов и практически не содержатся олефиновые углеводороды.

Однако разработки по получению бензинов с улучшенными экологическими свойствами имеются.

Так, например, учеными кафедры технологии нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета в 1970 – 1980 гг. разработан процесс РИ-ГИЗ, который направлен на снижение содержания ароматических углеводородов, в том числе бензола. Суть этого процесса заключается в следующем: риформат подвергается ректификации с выделением головной фракции н.к. – 85⁰С. Фракция н.к. – 85⁰С, содержащая 22 – 25% ароматических углеводородов, в том числе основную часть (до 95%) бензола, подвергается гидроизомеризации на плати-

новом катализаторе; в результате бензол полностью гидроизомеризуется практически без снижения октанового числа. Смешением гидроизомеризата с остаточной фракцией 85⁰С – к.к. получают высокооктановый базовый компонент автомобильных бензинов с улучшенными экологическими показателями. Однако этот процесс в промышленности еще не реализован. По прошествию времени аналогичные технологии появились и за рубежом: "Бенсат", "Пенекс-Плас", "Алкимакс" фирм ЮОП, ФИН, которые нашли применение в промышленном масштабе (Ахметов, Танатаров, 1981).

Надеемся, что задача по выпуску моторных топлив, удовлетворяющих требованиям ЕВРО-3, ЕВРО-4, будет решена с помощью отечественных разработок.

Литература

Ахметов С.А. Лекции по технологии глубокой переработки нефти в моторные топлива. СПб.: Недра. 2007. 312.

Ахметов А.Ф., Танатаров М.А. Производство неэтилированных бензинов. М.: ЦНИИТЭнефтехим. 1981. 76.

Бойченко С.В., Черняк Л.Н. Эколого-энергетические аспекты системы топливообеспечения транспортного сектора. *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний.* 2007. №4. 35-39.

Крылов И.Ф., Емельянов В.Е. Альтернативные дизельные топлива. *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний.* 2007. №1. 40-44.

Матузов Г.Л., Ахметов А.Ф. Пути производства автомобильных бензинов с улучшенными экологическими свойствами. *Башкирский химический журнал.* 2007. Т. 14. 2. 121-125.

A.F. Ahmetov, J.V. Krasilnikova. Production of petrol funds with improved ecological properties.

The article discusses the problems of modern motor petrol production, meeting international requirements EURO-3, EURO-4. The content of aromatic hydrocarbons in them is not more than 35% and the content of benzol is not more than 1%. The comparative qualitative analysis of foreign and home motor fuels, and the component composition of petrol funds in USA, Europe and Russia is carried out. And the technologies of producing petrols with improved ecological properties are suggested.

Keywords: petrol, aromatic hydrocarbons, benzol.

Арслан Фаритович Ахметов

Д.т.н., профессор, зав. каф. «Технология нефти и газа», член.-корр. АН РБ. Научные интересы: получение моторных топлив с улучшенными экологическими показателями.

Юлия Владимировна Красильникова

Студент гр. ТПВ-03-2. Научные интересы: получение моторных топлив с улучшенными экологическими показателями.

ГОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет. 450062, Россия, Уфа, ул. Космонавтов, 1. Тел.: (8347)243-15-35.

МАЛЫЕ НЕЗАВИСИМЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ РОССИИ: ПАКЕТ АНТИКРИЗИСНЫХ МЕР

В статье рассматриваются 4 блока вопросов: институциональная структура отрасли – специфика малых нефтяных компаний; малые нефтяные компании – мифы и реальность; нефтяные компании и финансово-экономический кризис; антикризисные меры стабилизации нефтедобычи в РФ. Предлагается ряд мер по поддержке малых нефтяных компаний.

Ключевые слова: малые нефтяные компании, финансово-экономический кризис, нефтедобыча.

1. Институциональная структура отрасли – специфика малых нефтяных компаний

Структура мирового рынка нефти по основным видам компаний показана на Рис. 1. Доля добычи нефти госкомпаний к 2008 году возрастает, а у других операторов снижается (Рис. 2).

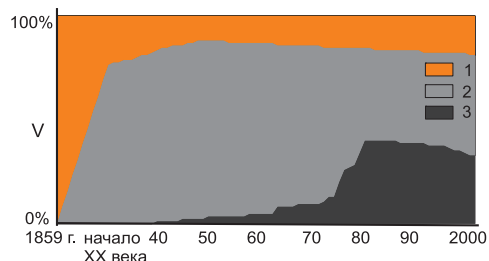


Рис. 1. Структура мирового рынка нефти по основным видам компаний. 1 – Малые нефтяные компании, 2 – Государственные компании, 3 – Вертикально-интегрированные компании.

Специфика нефтяных компаний России характеризуется тем, что ВИНК Финансово-промышленные группы имеют многоуровневый вертикальный цикл, а ННК – монотоварность.

Различия малых и крупных предприятий нефтебизнеса состоят в следующем:

1. Монотоварность производства малого и среднего предпринимательства в нефтедобыче;
2. Отсутствие нефтеперерабатывающих, нефтехимических и др. крупных производственных мощностей, компенсирующий эффект от колебаний цен на нефть;
3. Сильная зависимость от участников внутреннего рынка – владельцев объектов переработки;
4. Отсутствие у малых и средних нефтедобывающих организация ключевых объектов инфраструктуры, обеспечивающих транспортировку, подготовку и сдачу нефти в систему магистрального трубопроводного транспорта,

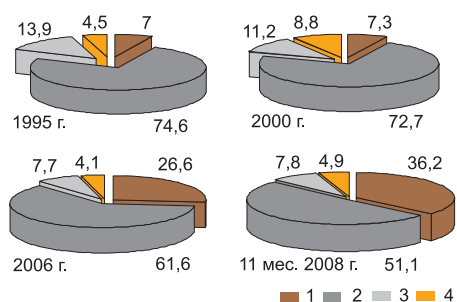


Рис. 2. Структура операторов нефтедобычи России, % к добыче нефти по РФ. 1 – Госкомпании, 2 – Частные компании, 3 – Региональные компании, 4 – ННК.

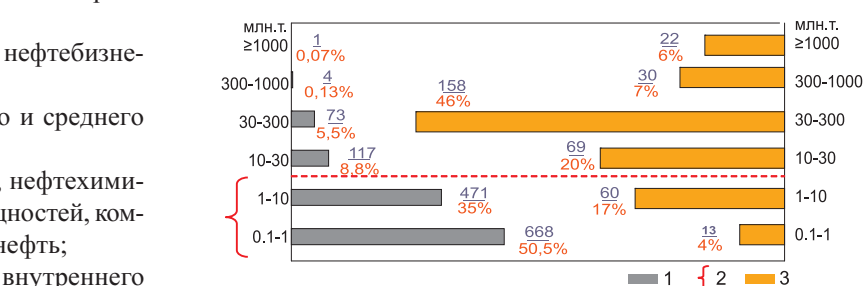


Рис. 3. Характеристика нефтяных месторождений РФ по количеству и объемам добычи. 1 – количество месторождений, шт. Доля от общего кол-ва мест-ий, %; 2 – участки недр регионального значения; 3 – суммарная годовая добыча, млн.т. доля от общей годовой добычи России, %.

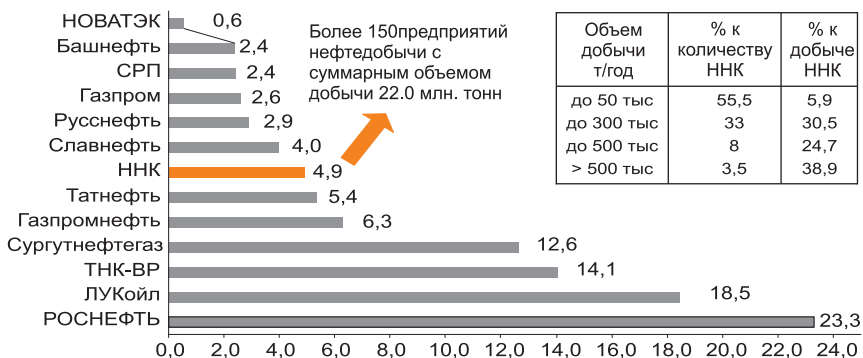


Рис. 4. Структура добычи нефти и газового конденсата за 11 месяцев 2008 г. (в % к итогу по РФ).

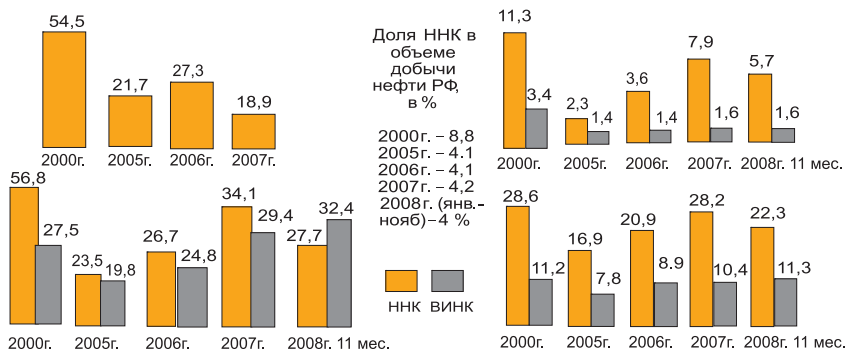


Рис. 5. ННК – эффективный собственник.

ный собственник; ННК не участвуют в нефтепродуктообеспечении страны; IPO – инструмент жизни; ННК в технологических «лаптях».

Посмотрим реальности:

- ННК – эффективный собственник (Рис. 5).
- ННК в нефтепродуктообеспечении страны (Рис. 6).
- ННК – инновационные компании (Рис. 7). Фактические материалы показывают, что за девять месяцев 2007г доп. добыча нефти за счет новых методов в общем объеме выросла до 15,5%, и в общем объеме доп. добычи нефти 68,3% составляет нефть, добытая за счет третичных методов или 10% от всего объема добычи сектором ННК РТ. В текущем году весь прирост добычи нефти сектором ННК РТ получен за счет новых методов нефтеотдачи пластов.

- ННК – публичные компании. Ряд независимых нефтедобывающих компаний – Участников Ассоциации успешно размещал свои акции на альтернативном рынке (AIM) Лондонской фондовой биржи и других биржевых площадках мира. Привлеченные инвестиционные средства вкладывались в разработку и обустройство лицензионных

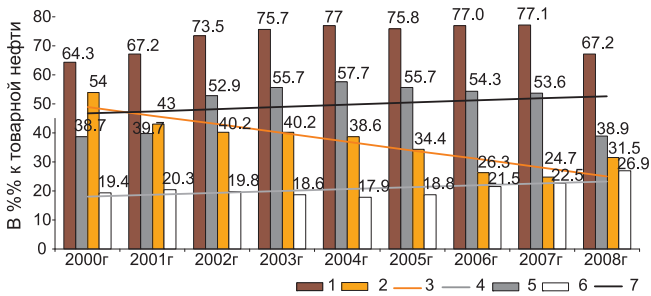


Рис. 6. ННК в нефтепродуктообеспечении страны. 1 – основные компании: экспорт нефти и нефтепродуктов; 2 – ННК: экспорт сырой нефти; 3 – линейный (ННК: экспорт сырой нефти); 4 – линейный (Экспорт нефтепродуктов основными компаниями); 5 – в т.ч. нефть сырая; 6 – экспорт нефтепродуктов основными компаниями; 7 – линейный (в т.ч. нефть сырая).

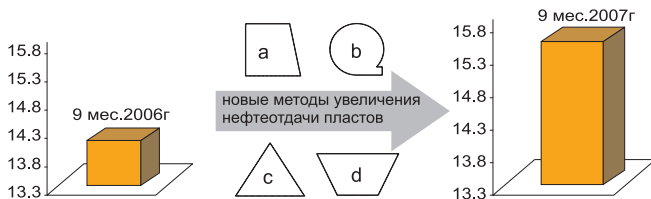


Рис. 7. ННК – инновационные компании. а – технологии потокоотклонения и выравнивания преломистости нагнетательных скважин; б – технологии ограничения водопритока; с – технологии, применяемые в эксплуатационных скважинах; д – технологии увеличения проницаемости призабойной зоны скважин.

участков, создание производственной инфраструктуры.

Яркий пример – независимая нефтяная компания URALS ENERGY. После размещения 32% акций в 2005 г. на AIM привлечено 131,1 млн. \$, в результате чего были: восполнены геологические ресурсы на 107% за счет успешного эксплуатационного бурения; вероятные запасы увеличились на 31% и достигли 16 млн.т; текущая добыча увеличилась до 37 тыс.т в месяц; план по капитальным затратам составляет 40 млн.долл. и включает

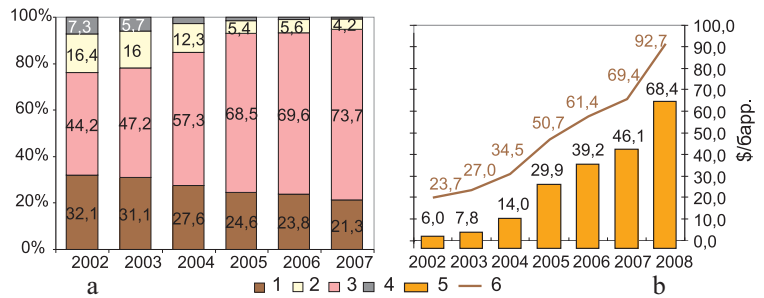


Рис. 8. Налоговая система в нефтедобыче РФ – прогрессивная фискальная функция. а – структура налоговых отчислений нефтяной отрасли; б – фискальные отчисления на 1 барр. добычи нефти, долл. США / барр. 1 – НДС; 2 – налог на прибыль; 3 – экспортная пошлина; 4 – прочие налоги; 5 – налоговые отчисления; 6 – цена нефти URALS.

в себя бурение 20-ти эксплуатационных и 2-х разведочных скважин.

3. Нефтяные компании и финансово-экономический кризис

Из анализа представленных данных следует (Рис. 8):

- основные налоги: экспортная пошлина и НДС;
- доля налоговых отчислений в цене нефти увеличилась к 2008 г. до 73%;
- налоговая система нуждается в коренном пересмотре. Одновременно происходит рост тарифов естественных монополий (Рис. 9).

Выводы:

1. За 2002 – 2008 г.г. рост в РФ составил: потребительских цен в 2,2 раза; тарифов АК «Транснефть» – 3,5; ж/д транспорта – 2,8; электроэнергетики – 2,8; выручка от экспорта (без НДС и ЭП) – в 1,5 раза.
2. Свыше 86% затрат не зависят от результатов хозяйственной деятельности НК.

Идет процесс вымывания инвестиционных ресурсов из нефтяной отрасли (Рис. 10). Уже в 2009 году российские нефтяные компании столкнутся с дефицитом средств для инвестиций.

Малые независимые нефтяные компании – наиболее

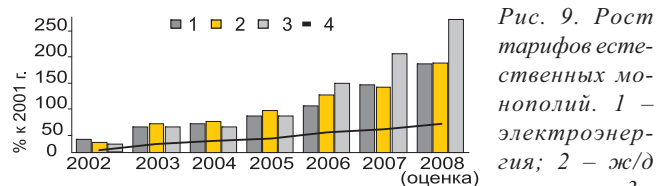


Рис. 9. Рост тарифов естественных монополий. 1 – электроэнергия; 2 – ж/д транспорт; 3 – трубопроводный транспорт; 4 – выручка от экспорта без НДС и экспортной пошлины.

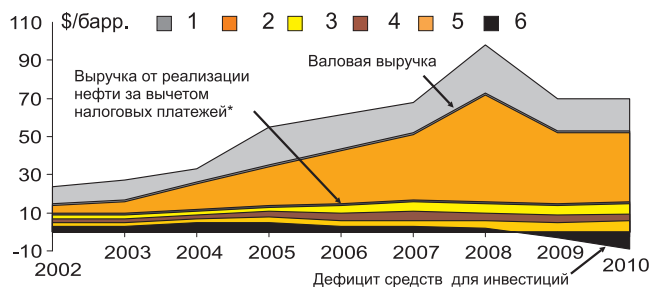


Рис. 10. Процесс вымывания инвестиционных ресурсов из нефтяной отрасли. * – Структура продаж нефти: 60% – экспорт, 40% – внутренний рынок. 1 – Юралс; 2 – налоги и пошлины; 3 – операционные затраты; 4 – транспортные затраты; 5 – капитальные затраты; 6 – свободный денежный поток.

«уязвимое» звено во время кризиса. Падение цен на нефть в ноябре, декабре 2008 г. поставило малые нефтяные компании на грань выживания (Рис. 11). Как видно из Рис. 11, при фактической цене в декабре и ноябре компании работали в убыток. Многим компаниям нечем было платить налоги. Налоговую рассрочку (позволяет Налоговый кодекс) получить очень сложно, а банки отказываются давать кредиты убыточным предприятиям.

4. Антикризисные меры стабилизации нефтедобычи в РФ

Главная задача – снижение налоговой нагрузки на нефтедобывающую отрасль.

Реформирование системы налогообложения: корректировка формулы НДСПИ 2009, переход на налогообложение сверхдоходов.

Подготовка предложений в Федеральный закон «О таможенном тарифе», касающихся изменения периода мониторинга цен на нефть для установления таможенных пошлин в режиме текущего времени с последующим уточнением по итогам ежемесячных котировальных периодов по фактическим ценам реализации (по аналогии с порядком уплаты НДСПИ) и снижение коэффициента 65% на разницу между сложившейся за период мониторинга средней ценой нефти за 1 тонну и 182,5 долларами США до 60 – 40%.

Методика расчета НДСПИ за 2002 – 2009гг. показана в Табл. 1.

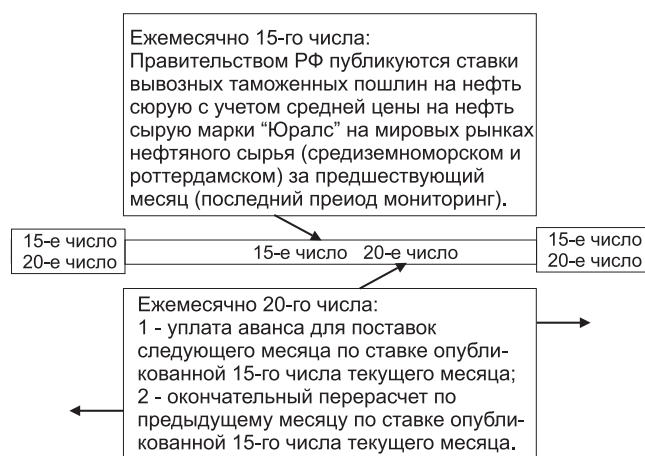
Предлагаемая формула для расчета НДСПИ:

$$\text{НДСПИ} = C \times (\text{Ц} - \text{П}) \times K / 100,$$

где C – ставка налога – 14,45 \$/т (ставка НДСПИ 419 руб/т переведена в \$/т по принятому в расчетах курсу 29 руб/т), Ц – текущие средние котировки URALS за налоговый период, \$/bbl, П – порог начала налогообложения 15 \$/bbl, K – корректирующий налоговый коэффициент, показывающий насколько меняется величина НДСПИ при изменении цены URALS на 1 \$ за bbl (устанавливается Правительством РФ). Расчеты и предложения по совершенствованию налогообложения добычи нефти в РФ показаны в Табл. 2.

Переход на расчет экспортной

пошлины по фактическим значениям цен на нефть в месяце поставки (совместное предложение нефтяных компаний в рамках деятельности Рабочей группы РСПП).



Для уплаты вывозной таможенной пошлины при перемещении нефти и нефтепродуктов трубопроводным транспортом и при перемещении нефти и нефтепродуктов прочим транспортом (железнодорожным, морским) должен использоваться единый механизм: 1 – уплата аванса для поставок следующего месяца, 2 – окончательный перерасчет в месяце, следующим за месяцем поставки.

Пример:

1. 20-го января платится аванс за поставки февраля по средним ценам за декабрь с последующим перерасчетом 20 марта по средним ценам за февраль.

2. 20-го января производится окончательный перерасчет по поставкам декабря по средним ценам за декабрь

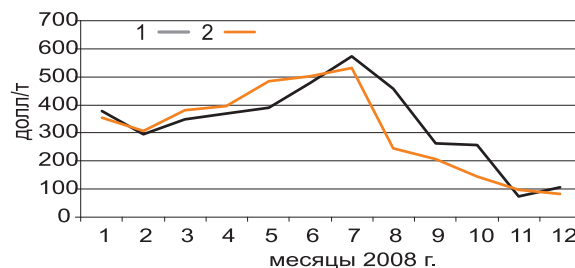


Рис. 11. 1 – средняя цена внутреннего рынка, долл./т с НДС; 2 – средняя цена внешнего рынка минус пошлина, долл./т.

(осуществляется либо доплата либо зачет в счет будущих платежей).

Начисление НДСПИ по формуле с полной выручки экономически не корректно, поскольку из выручки уже изъята ЭП (Рис. 12). Корреляция доходов НК и НДСПИ равна единице только в случае сравнения доходов НК и НДСПИ

| 2002 – 2003 г. | 2004 г. | 2005 – 2008 г. | 2009 г. |
|---|--|---|---|
| НДСПИ = 340 × (Ц-8) × P/252 P – курс рубля к \$ США 252=8*31,5 · где 8 \$/bbl – минимальная цена нефти, · 31,5 – прогнозируемый курс рубля к \$ США | 347 × (Ц-8) × P/252 252=8 × 31,5 Ставка увеличена до 347 | 419 × (Ц-9) × P/261 261 = 9 × 29, где · 9 – \$/bbl – минимальная цена нефти, · 29,0 – прогнозируемый курс рубля к \$ США | 419 × (Ц-15) × P/261 261=15 × 17,4 (?), где · 15 \$/bbl – минимальная цена нефти, · 17,4 – (?) скрытый курс рубля к \$ США |
| Справочно: K = 11,5% | Справочно: K = 11,5% | Справочно: K = 11,1% | Должно быть 435=15 × 29 Справочно: При 261 K=11,1%, при 435 K=6,8% |

Табл. 1. Методика расчета НДСПИ за 2002 – 2009гг.

| Показатели | Сценарии изменения мировых цен (котировки "Юралс") - вариант укрупненный по интервалам | | | | | | | |
|---|---|------|------|------|------|------|------|------|
| | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 70 |
| Котировки "Юралс", долл/барр.(Цт) | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 70 |
| Курс: сценарий МЭР РФ на 2009г (БЮДЖЕТ РФ 31.8), руб/долл | 35,1 | 35,1 | 35,1 | 35,1 | 35,1 | 35,1 | 35,1 | 35,1 |
| Курс: базисный 29 руб/долл | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| НДПИ по формуле 2008 года, руб/т | 1183 | 1465 | 1747 | 2029 | 2310 | 2592 | 2874 | 3437 |
| НДПИ по формуле 2009 года, руб/т | 845 | 1127 | 1409 | 1690 | 1972 | 2254 | 2536 | 3099 |
| НДПИ 2009г при знаменателе "435", руб/т | 507 | 676 | 845 | 1014 | 1183 | 1352 | 1521 | 1859 |
| НДПИ предложение вариант 11,1% | 844 | 1126 | 1407 | 1689 | 1970 | 2251 | 2533 | 3096 |
| НДПИ предложение вариант 10% | 761 | 1014 | 1268 | 1521 | 1775 | 2029 | 2282 | 2789 |
| НДПИ предложение вариант 9% | 685 | 913 | 1141 | 1369 | 1597 | 1826 | 2054 | 2510 |
| НДПИ предложение вариант 8% | 609 | 811 | 1014 | 1217 | 1420 | 1623 | 1826 | 2231 |

Табл. 2. Расчеты и предложения по совершенствованию налогообложения добычи нефти в РФ.

(без ЭП). Корреляция отрицательна (-0.99) при сравнении доходов и НДПИ, рассчитанным с ЭП. НДПИ безусловно следует исчислять от выручки без ЭП.

Меры по поддержке малых нефтяных компаний

Меры неотложного характера

- Неприменение органами Федеральной налоговой службы России положений о банкротстве (п. 4 статьи 90 ГК РФ, п. 3 статьи 20 Федерального закона «Об обществах с ограниченной ответственностью» и др. аналогичные нормы) в случаях, когда по окончании второго и каждого последующего финансового года стоимость чистых активов юридического лица оказывается меньше минимально установленного законодательством размера уставного капитала, в части в отношении деятельности малых геологоразведочных предприятий.

- Предоставление Федеральной налоговой службой России малым нефтяным компаниям отсрочек по уплате налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в соответствии с п. 4 статьи 21, статьей 61 НК РФ.

- Введение МПР России и Агентством по недропользованию моратория на проверки выполнения лицензионных соглашений на срок 1 год, а также автоматического продления сроков выполнения всех лицензионных требований в связи с финансовым кризисом.

- Назначение Правительством РФ уполномоченного банка по работе с малыми нефтяными компаниями в области оперативного кредитования, предусматривающего беззалоговый характер, на срок более 3 месяцев для возможности покрытия налоговых обязательств.

- Заключение инвестиционных соглашений между уполномоченными органами государственной власти и нефтя-

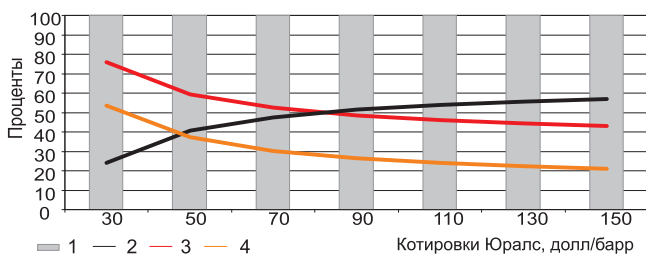


Рис. 12. НДПИ и доходы НК в налоговых условиях 2009 года. 1 – НДПИ всего 100%; 2 – НДПИ на ЭП к общему НДПИ, %; 3 – НДПИ без ЭП к общему НДПИ, %; 4 – доход НК (без ЭП, НДПИ и транспорта) к выручке, %.

ными компаниями, в частности, независимыми нефтяными компаниями, предусматривающих снижения уровня налоговой нагрузки в ответ на обязательства по соблюдению достаточного уровня капвложений в добычу нефти.

- Ходатайство в ФНС РФ о необходимости использования Федеральной налоговой службой России процедуры перерасчета переплаты налога на прибыль в пользу НДС и НДПИ согласно п. 5 статьи 21, 49, главе 12 НК РФ.

- Необходимость ежемесячного мониторинга Федеральной антимонопольной службой России внутренних цен на нефть в период торговой сессии в целях предотвращения согласованных действий закупающих организаций по установлению монополично низких цен на нефтяное сырье и ограничению доступа к услугам НПЗ по переработке.

- Мониторинг мероприятий органов исполнительной власти по снижению административных барьеров для малых нефтяных компаний.

- Предоставление НК доступа к системе магистрального трубопроводного транспорта при поставках нефти на экспорт в наиболее экономически эффективных направлениях.

Меры стратегического характера

Необходима разработка федерального закона «О государственной поддержке субъектов малого и среднего предпринимательства нефтегазового комплекса», имея в виду решение проблемы простаивающего фонда скважин, а также сохранение и обеспечение устойчивого развития действующих НК, в т. ч.:

- введение нулевой ставки НДПИ для месторождений, введенных в промышленную эксплуатацию с 01.01.2008 г. с начальными извлекаемыми запасами нефти не более 3 млн. тонн, на весь срок разработки;

- установление налоговых каникул по НДПИ для участков недр с начальными извлекаемыми запасами нефти от 3 до 10 млн. т. на 7 лет;

- установление нулевой ставки НДПИ для нефти, добытой из введенных в эксплуатацию бездействующих скважин, находившихся в консервации по состоянию на 01.01.2008 г.

E.V. Korsun. Small and midrange oil companies of Russia: series of anti-crisis measures.

This paper considers four blocks of questions: institutional structure of the branch – specificity of small oil companies; small oil companies – myths and realities; oil companies and financial economical crisis; anti-crisis measures and stabilization of oil production in Russian Federation. Series of measures to support small oil companies is suggested.

Key words: small oil companies, financial economical crisis, oil production.

Елена Валентиновна Корзун

Д.э.н., чл.-корр. РАЕН. Ген. директор АсоНефть.

Россия, Москва, ул. Большая Якиманка, д.31, пом.1.
Тел.: (495) 937-56-17, Факс: (495) 937-56-18.

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭКОНОМИКИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ВОЗМОЖНЫЕ СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ

В статье на основе изучения долговременных тенденций динамики добычи нефти дается факторный анализ текущего состояния экономики нефтедобывающей отрасли России с точки зрения микро-, макро- и мегаэкономических условий ее функционирования. Особое внимание уделено специфике и перспективам функционирования отрасли в условиях экономического кризиса. Автор подвергает критическому анализу имеющиеся сценарии развития нефтедобывающей отрасли, показывает какие факторы необходимо учитывать и на какие механизмы опираться для увеличения нефтедобычи и повышения эффективности экономики отрасли.

Ключевые слова: сырьевой цикл, истинные инвестиции, пик Хубберта, стагфляция, государственно-сырьевая экономика, кризисно-инерционный сценарий.

Для того чтобы оценить текущее состояние нефтедобывающей промышленности, возможные сценарии ее развития хотя бы на краткосрочную перспективу и выявить основные факторы, препятствующие развитию нефтедобывающей промышленности, необходим анализ пройденного пути. Длительный период роста мировых цен на нефть и их высокий уровень породили в российских деловых кругах уверенность относительно хороших перспектив нефтяного бизнеса. На этом фоне как бы ушли в тень проблемы нефтедобычи, имеющиеся в России. До последнего времени тезис о том, что высокие цены на нефть являются причиной ускорения темпов роста в России, был общепринятым. Однако расчеты показывают резкое снижение значения фактора высокой конъюнктуры для экономического роста в России. Так, по данным Министра финансов РФ А. Кудрина, если в 2000 г. прирост цены на нефть на 1 доллар США за баррель приводил к увеличению ВВП РФ на 0,2%, то в 2005 г. – всего лишь на 0,06% (Кудрин, 2006). Другими словами, эластичность экономического роста по мировым ценам на нефть сократилась для России за пять лет в 30 раз. Это свидетельствует о том, что при данной структуре экономики ее монетизация через приток нефтедолларов близка к максимальной точке и является закономерным итогом сохранения долговременной инерционной стратегии наращивания экспорта нефти и газа и строительства для них транспортных систем. В то же время, когда ценовая конъюнктура резко меняется, в стране начинается полномасштабный кризис, поскольку потоки нефтедолларов разбалансировали экономику. Структурная подстройка экономики под благоприятные уровень и динамику цен на нефть становится источником серьезных кризисов. Как отмечают даже зарубежные эксперты, Россия (в отличие от Китая и Индии), извлекая выгоду от высоких цен на сырье, не пытается инвестировать эти огромные доходы в долгосрочное экономическое развитие. В области инфраструктуры государство находится на уровне третьего мира. После завершения очередной фазы сырьевого цикла Россия может столкнуться с жесткой экономической коррекцией, а с истощением запасов – и с глубоким структурным кризисом.

Ситуация усугубляется тем, что производительность российских нефтегазовых активов не высока и имеет тен-

денцию к падению. Например, в нефтедобывающей промышленности за 1997 – 2006 гг. при падении производительности на 19%, уровень зарплаты вырос на 52%. В результате ведущие российские сырьевые компании значительно отстают по уровню эффективности от своих зарубежных конкурентов.

Начавшись как финансовый¹, кризис в России быстро трансформировался в экономический. Энергопотребление в стране за первую половину января 2009 г. снизилось на 7,5% по сравнению с тем же периодом 2008 г. А уровень энергопотребления, как и объем грузоперевозок – это наиболее надежные натурально-вещественные индикаторы макроэкономической ситуации в стране. Самым общим индикатором эффективности в нефтедобывающей отрасли может быть динамика производства основных видов продукции в натуральном выражении (стоимостные показатели часто недостаточно надежны). В этих условиях вопрос о перспективах добычи нефти в России является предметом серьезной дискуссии ввиду его сложности. Отметим, что все капиталовложения до 2020 г. в нефтяной комплекс оценивались авторами Энергетической стратегии в 230 – 240 млрд. долл. Между тем эксперты Международного энергетического агентства (МЭА) считают, что России надо вложить 900 млрд. долл. до 2030 г. только для того, чтобы поддерживать объем добычи нефти на уровне 460 млн. т в год. Расчеты показывают: чтобы увеличить добычу нефти на один баррель, России потребуется вложить около 13 тыс. долл. инвестиций. По этому показателю она находится в списке самых «дорогих» стран-нефтепроизводителей и критически зависит от притока инвестиций. В то же время эффективность добычи нефти в России снизилась, и сегодня коэффициент нефтеотдачи ниже среднемирового. Так, коэффициент извлечения нефти на российских месторождениях составляет 28%. Это означает, что около 70% запасов остается в пластах. Одной из причин этого является тот факт, что современные экономические и нормативно-правовые условия в России не стимулируют увеличение нефтеотдачи и способствуют применению затратных методов. Однако даже

¹Финансовый кризис – это глубокое расстройство финансовой системы страны, которое сопровождается ростом темпов инфляции, кризисом неплатежей, масштабным падением курсов ценных бумаг, резким снижающимся курсом национальной валюты, оттоком иностранных инвестиций.

те финансовые ресурсы, которые имелись у предприятий отрасли, расходовались, в первую очередь, на финансирование поглощений внутри страны и за рубежом, осуществлялось обслуживание внешней задолженности нефтегазовых компаний. В результате нефтяная промышленность, основа НГК, в последние годы характеризуется понижающимися показателями развития, к которым в первую очередь следует отнести резкое ухудшение состояния сырьевой базы комплекса как в количественном (сокращение объема), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношениях. По итогам 2008 года можно сделать вывод о том, что впервые за последние 10 лет произошло сокращение добычи нефти (Табл. 1)².

По данным Росстата добыча нефти в России по итогам 2008 года снизилась на 0,7 процента по сравнению с годом ранее и составила 487,6 млн. тонн (Табл. 2).

Экспорт российской нефти (в физическом объеме) в прошлом году сократился по сравнению с 2007 годом на 6 %. Доля экспортируемой нефти в объемах ее добычи уменьшилась в рассматриваемый период до 49,9 %, так как экспорт нефти сокращался быстрее, чем ее добыча. Нефтяная отрасль РФ сможет в лучшем случае восстановить уровень добычи нефти, который был до августа-сентября 2008 года, не ранее через 3 – 5 лет. На объем и динамику нефтедобычи в той или иной степени влияют три основных фактора – цены на нефть, состояние ресурсной базы и налоговая нагрузка на отрасль.

1. Ценовой фактор. При этом связь между уровнем мировых цен на нефть и объемом ее добычи является далеко не прямо пропорциональной. По мнению ряда экспертов, завышенные мировые цены на нефть не только не стимулируют рост добычи, а, напротив, *ускоряют* снижение темпов прироста. Так, анализ динамики мировых цен на нефть на протяжении 30-летнего периода стабильной добычи в России (1970 – 2007 гг.) и сравнение ее со среднегодовыми темпами прироста добычи показал, что при росте цены нефти Urals до \$30 за баррель темпы прироста добычи повышаются, однако в случае превышения этого уровня цен темпы прироста добычи нефти снижаются. Начиная с \$53 – 54 за баррель (при сохранении существующей системы налогообложения) эти темпы становятся даже отрицательными. Очевидно, на данной ценовой границе эффект высоких цен вызывает сопряженное значительное увеличение эксплуатационных и налоговых затрат нефтяных компаний, что побуждает их более высокими темпами исключать из хозяйственного оборота менее продуктивные запасы нефти. В результате происходит снижение темпов прироста добычи нефти³.

2. Ресурсный фактор. Основные нефтяные месторождения со своим жизненным циклом вступают в фазу естественного старения и требуют применения специальных мер – в первую очередь технологических (включая адекватное увеличение ГПП) и государственно-регулирующих (в том числе налоговых). Это связано с серьезным отставанием развития и качественным ухудшением сырьевой базы НК. Как утверждают эксперты, открытыми на сегодня запасами добыча углеводородного сырья в России может обеспечиваться не далее чем до 2020 года. Доля

активных запасов крупных компаний составляет сегодня 45 % и продолжает снижаться, 80 % месторождений, стоящих на государственном балансе, – это мелкие месторождения с извлекаемыми запасами до 10 млн. тонн с долей трудноизвлекаемых запасов до 75 %. Для обеспечения стабильного уровня добычи нефти в ближайшие 10 – 15 лет необходимо, чтобы ежегодный прирост запасов превышал добычу не менее чем в 1,2 – 1,5 раза. Данная ситуация нашла отражение в отрицательной динамике показателя «истинных инвестиций», расчет которого был предложен специалистами Всемирного Банка (www.worldbank.org.ru). По методологии последнего темпы инвестиций, рассчитанных традиционным способом, корректируются в сторону *уменьшения* путем оценки истощения природных ресурсов (в первую очередь нефтяных месторождений) и ущерба от загрязнения окружающей среды. Для России, как страны, расходующей свои ископаемые невозобновимые ресурсы, крайне важно положительное значение показателя «истинных инвестиций» как отражение необходимости компенсации истощения природного капитала (ренды). Однако все последние годы данный показатель в России имел отрицательное значение.

В связи с падением темпов добычи нефти ряд российских и зарубежных аналитиков высказывают предположения о достижении Россией реального «пика Хубберта». В 1956 году американский геолог М.К. Хубберт выступил на конференции специалистов нефтедобывающей отрасли и сделал сенсационное заявление о том, что до того момента, когда добыча нефти в США достигнет пика и затем начнет снижаться, осталось в лучшем случае 15 лет. Выводы геолога вылились в отчетливую кривую колоколообразной формы, отражающую уровень добычи ископаемого топлива при некоем объеме доступных запасов. В левой своей половине кривая демонстрирует экспоненциальный рост, отражая увеличение нефтедобычи за счет бурения новых скважин, достигает вершины – того самого пика Хубберта – а далее следует снижение добычи в связи с истощением ресурса (Рис. 1).

3. Налоговая нагрузка. Ухудшение ресурсной базы во многом связано с высокой налоговой нагрузкой на предприятия отрасли. Она способствует появлению у нефтяных компаний значительных выпадающих доходов. Со своей стороны государство также не вкладывает инвестиции в нефтедобычу, и в итоге отрасль остановлена в развитии. Если не устранить препятствия на пути инвестиций в условиях отсутствия эффективного налогового законодательства, Россия при сегодняшних темпах истощения запасов нефти на существующих месторождениях может быстро превратиться в нетто-импортера нефти. По прогнозам нефтяников, если такой налоговый режим сохранится, то к 2020 году добыча нефти в России упадет на 40 %. Так, налоги в нефтяной отрасли России при цене барреля свыше 50 долл. составляют 72 %, что побуждает компании разрабатывать только лучшие месторождения и объекты.

| Годы | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. | 2007 г. | 2008 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Нефть добытая, включая газовый конденсат, млн. тонн | 414 | 450 | 459 | 480 | 491 | 488 |
| Темп прироста к предыдущему году | 11,2 % | 8,9 % | 2,4 % | 2,1 % | 2,3 % | -0,7 % |

Табл. 1. Динамика добычи нефти в России за 2003 – 2008 гг. (млн. тонн). (Росстат.www.gks.ru).

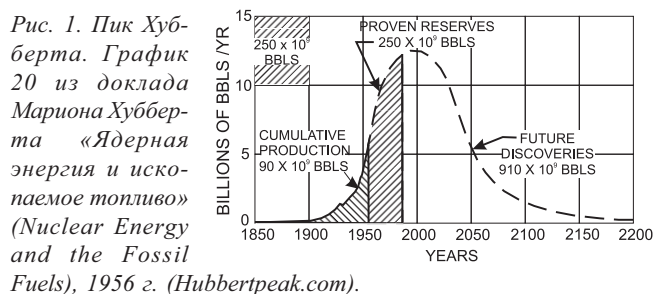
²По данным Росстата, добыча нефти в РФ в январе 2009 г. сократилась на 0,8 % по сравнению с январем 2008 г. www.gks.ru

³Напомним, что еще в 2002 – 2004 гг. среднегодовая цена нефти сорта Urals не превышала 24 – 35 долл. за баррель и только в 2005 г. превысила 45 долл. за баррель.

В общем приросте цены нефти Urals на 12,7 долл. за баррель рост налогов съедал 11,5 долл. за баррель, или 90 %. Сюда следует добавить действие так называемого «эффекта ножниц Кудрина», когда основная часть налогов (в первую очередь налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты) начисляется с временным лагом в несколько месяцев, что существенно сказывается на рентабельности отрасли. В условиях резкого снижения цен нефтяные компании вынуждены платить налоги, рассчитанные на основе прежних, более высоких цен на нефть. Таким образом, система налогообложения предприятий НК России в настоящее время построена с ориентацией на реализацию преимущественно *фискальной функции* налогов в краткосрочном периоде, которая подавляет *регулирующую*. Это означает, что налоги не рассматриваются в качестве важного инструмента регулирования инвестиционной деятельности, не оказывают стимулирующего воздействия на развитие производства, не обеспечивают усиление процесса накопления капитала. В результате основные конечные цели налогового регулирования – обеспечение непрерывности инвестиционных процессов, сбалансированный экономический рост, сдерживание инфляции, демонополизация, стимулирование проведения структурной перестройки отраслей национальной экономики – не достигаются. Особенно остро стоит вопрос о целесообразности применения стимулирующего ресурсного налогообложения нефти, добываемой из малодебитных нерентабельных скважин. В то же время в США, Англии и Норвегии система налогообложения позволяет нефтедобывающим компаниям обеспечивать рентабельность на минимальном уровне в 15 % даже при мировых ценах на нефть от 15 до 20 долл. за баррель. Это связано с тем, что в развитых странах обычной практикой стало косвенное финансирование экспортного производства происходит путем льготного налогообложения, кредитования, а также передача экспортным компаниям правительственных заказов по завышенным ценам. Снижение налогов с экспортеров осуществляется разными методами. Широко распространено, особенно в США, прямое снижение налогов с компаний в зависимости от доли экспорта в их производстве. Во многих странах предусмотрено право компаний производить отчисления в резервные фонды развития экспортного производства от необлагаемой налогом прибыли. Разновидностью льгот является *налоговый кредит* – отсрочка от уплаты налогов с экспортной выручки. Одна из распространенных форм стимулирования – это *кредитование экспорта*. Государственные банки предоставляют компаниям на развитие экспортного производства среднесрочные (до 5 лет) и долгосрочные (до 25 – 30 лет) кредиты как в национальной, так и свободно конвертируемой валюте. Кредиты предоставляются на благоприятных условиях по стабильным ставкам. В промышленно развитых странах размеры такого кредитования в конце 90-х – начале 2000-х годов составляли около 8 % объемов экспорта. Частным банкам правительства выделяют специальные дотации на снижение кредитных ставок экспортерам. Кроме того, как показывает мировой опыт, России не избежать дополнительных реальных государственных инвестиций в нефтегазовый комплекс, оцениваемых в размере 2 – 3 % ВВП России. Государство, а не частный сектор в развитых стра-

нах инвестировали в развитие своих экономик триллионы государственных долларов, обеспечив тем самым создание современных транспортных, энергетических и телекоммуникационных инфраструктур.

К долговременной тенденции падения темпов прироста добычи нефти добавилась тенденция падения цен на нефть. Аналитики инвестиционной группы Merrill Lynch не исключают, что стоимость нефти может на некоторое время опуститься до 25 долл. за баррель в текущем году. По другим прогнозным данным, в 2009 г. цена на нефть опустится ниже 40 долл. за баррель, а потребление продолжит снижаться, несмотря на падение цены. В целом практически все российские нефтяные компании строят расчеты цены на нефть в 2009 г., исходя из набора вариан-



тов большой волатильности – от 45 до 80 долл. за баррель. Вполне вероятно, что в ближайшее время воздействие кризиса на экономику России существенно возрастет, быстрыми темпами продолжится сжатие внутреннего спроса. Главная причина заключается в том, что впервые российская нефтяная промышленность попала в ситуацию *спросовых* ограничений. Ограниченный спрос определяет и узость инвестиционных возможностей. Это связано с тем, что в большинстве случаев максимальный спад в экономике наблюдается через 1 – 2 года после начала кризиса, а пик уже не финансового, а собственно экономического кризиса в России случится не ранее, чем на рубеже 2009 – 2010 гг. Нефтедобывающая промышленность России в основном работает на внешние рынки, куда уходит в общей сложности более половины всей добытой в стране нефти. Это предопределяет высокую зависимость нефтегазового сектора России и как следствие доходов государства от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка. Экспорт каждой тонны нефти еще в конце прошлого года приносил нефтяным компаниям убыток в размере 68 долл. Резкая волатильность экспортных цен на нефть в 2008 – 2009 гг. в диапазоне от 40 до 147 долл. при одновременном падении курса рубля к доллару сделали финансово-экономическое состояние отрасли *нестабильным*. Падение цен сказалось как на валютных доходах, так и на возможностях дальнейшего расширения экспорта нефти. Первый вид потерь сглаживается постоянным падением курса рубля, но ценовая ситуация на мировых

| | млн. тонн | в % к 2007г. |
|--|-----------|--------------|
| Добыча | 487,6 | 99,3 |
| Реализация (переработка) на внутреннем рынке | 236,3 | 103,2 |
| Импорт ²⁾ | 2,5 | 91,2 |
| Экспорт ²⁾ | 243,1 | 94,0 |
| Доля экспорта в добыче (в %) | 49,9 | |

Табл. 2. Добыча, реализация на внутреннем рынке и экспорт нефти¹⁾ (2008 г.). 1) Включая газовый конденсат. (Росстат. www.gks.ru) 2) По данным ФТС России с учетом внешней торговли с Республикой Беларусь.

рынках будет серьезно негативно влиять на нефтедобычу. Хотя преждевременно говорить о складывании **устойчивой** тенденции к снижению финансовых показателей для отрасли в целом. Однако в случае сохранения в силе действующих факторов (в частности, нынешней системы налогообложения) возможности этого исключить нельзя. Финансовые результаты большинства компаний нефтегазовой отрасли РФ за 2008 год позволяют говорить об общей тенденции снижения рентабельности отрасли. По данным Росстата, рентабельность в нефтедобывающей отрасли составляла 29,5 % в 2008 году (Табл. 3). Между тем в среднем по экономике России она составила 14 %.

Однако серьезное негативное влияние на динамику финансовых результатов нефтяных компаний оказала и инфляция издержек, которая присуща нефтедобывающей отрасли во всем мире. Значительное увеличение *lifting costs* (расходов на добычу) вследствие уменьшения дебета месторождений, а также сокращения объема капитальных вложений привело к росту операционных издержек нефтяных компаний. Чрезмерный рост издержек в результате их инфляции и девальвация рубля затрудняют способность компаний контролировать свои операционные затраты, коммерческие, общие и административные расходы и, самое главное, транспортные издержки. Значительная часть капитальных затрат также номинирована в рублях. Например, у НК «ЛУКОЙЛ» себестоимость добычи, вероятно, превысила уровень годичной давности приблизительно на 14 % и составила 4,63 долл./барр. Повышение общих, коммерческих и административных расходов составило примерно 12 – 13 %, до 900 млн. долл. При этом рентабельность EBITDA⁴ компании «Лукойл» составляла в первом полугодии 2008 года 21 %, а чистая рентабельность – 14 %. Это на 56 % выше результата за аналогичный период 2007г. Однако, в условиях истощения старых месторождений, освоение большинства новых при цене ниже 50\$ за баррель не оправдает себя. Так, учитывая среднюю цену нефти в 2009 году \$65 за баррель, а также средний обменный курс 33,1 рубля за доллар, аналитики Citi ожидают, что EBITDA и чистая прибыль российских нефтяных компаний в 2009 году в среднем составят \$12,5 за баррель и \$10,8 за баррель произведенной нефти, то есть падение по сравнению с предыдущим 2008 годом ожидается не менее 35 % и 39 % соответственно. Однако без учета девальвации рубля доходы российских нефтяных компаний будут гораздо хуже: EBITDA будет равняться 10,8\$ на баррель, а чистая прибыль – 3,7\$ на баррель, что делает ослабление рубля необходимой мерой для правительства и нефтяных компаний. Эксперты считают, что при любых сценариях экономика крупных вертикально интегрированных компаний от кризиса пострадает не критично, особенно это касается тех, у кого хорошо развита нефтепереработка. Они могут даже извлечь выгоду из конъюнктуры рынка нефтепродуктов, производить которые прибыльнее, чем экспортировать нефть. При этом сохраняющаяся на высоком уровне маржа нефтепереработки будет играть демпфирующую роль для компаний с высокой долей переработки.

Экономический кризис будет способствовать и изменению институциональной структуры отрасли. Ориентация на консолидацию стратегических нефтяных активов в руках государства, усилившаяся в кризисный период, как

показывает мировой опыт, скорее всего, приведет к снижению эффективности инвестиций, падению добычи, росту цен на нефть и нефтепродукты (по крайней мере, на внутреннем рынке) (Паппэ, Дранкина, 2007). Остается констатировать, что НК России выйдет из кризиса, став еще более «государственным», чем он является в настоящее время. Мелкие нефтяные компании разорятся и будут скуплены конкурентами, причем конкурентами из числа государственных компаний (или компаний с государственным участием). В то же время, как показывает макроэкономический анализ, у российского государства в настоящее время нет ни эффективного механизма обеспечения конкурентного предложения на основных товарных рынках, включая рынок нефти и нефтепродуктов, ни рычагов формирования спросовых ограничений. В этих условиях длительное сохранение низких цен на нефть приведут к прекращению ее добычи на многих ставших нерентабельными месторождениях, к оттоку капиталовложений, что вызовет, в конечном счете, снижение добычи. Наиболее отчетливо движение цикла кризиса выражается в динамике инвестиций. Поэтому движущей силой экономического роста является инвестирование, следовательно, для выхода из кризиса необходимо прежде всего способствовать созданию условий для *увеличения масштабов реальных инвестиций* – это исходный пункт любой программы антикризисного регулирования западного типа. В свою очередь, колебания инвестиций обусловлены изменением объема спроса, прежде всего спроса на конечный продукт (потребительские товары).

Практически все нефтяные компании России реагируют на падение нефтяных цен и кризис ликвидности сокращением инвестиционных проектов, операционных и административных расходов. В результате, кризис приводит к снижению инвестиционных возможностей нефтяных компаний. Например, НК «Газпромнефть» планирует уменьшить инвестиционную программу на 2009 год на 20 млрд. руб. по сравнению с 2008 годом или примерно на 25 % при прогнозной цене на нефть 70\$ за баррель. При цене нефти 50\$ за баррель инвестпрограмма может сократиться примерно на 35 %, а при самом кризисном варианте – \$32 за баррель – инвестиционного бюджета может составить 45 % по сравнению с 2008 годом. Одним из следствий недостатка инвестиций в среднесрочном периоде явится снижение добычи нефти, что соответственно приведет к росту цен. Но это произойдет не ранее 2010 – 2011 гг., когда завершится очередной цикл глобального замедления спроса на нефть (полный цикл от начала падения цен на нефть до ее восстановления обычно колеблется в пределах 15 – 20 лет).

Наконец, большой проблемой для экономики нефтедобывающих компаний является выплата корпоративных долгов. Предприятия, беря в долг, как правило, рассчитывались за него новыми кредитами, и эта ситуация стала вызывать обеспокоенность экспертов уже несколько лет назад. Размер внешних заимствований нефтегазовых ком-

| Годы | 1998 | 2000 | 2002 | 2004 | 2008 |
|--|------|------|------|------|------|
| Рентабельность по чистой прибыли к выручке (%) | 17,6 | 66,3 | 20,6 | 33,8 | 29,5 |

Табл. 3. Динамика уровня рентабельности продукции в нефтедобывающей отрасли в 1998 – 2008 гг., в %. (Росстат. www.gks.ru).

⁴Прибыль до выплаты налогов, процентов за кредит и амортизационных отчислений.

паний оценивается сегодня в 80 миллиардов долларов, и сам факт существования столь серьезных долгов существенно снижает конкурентоспособность российских предприятий на мировом рынке. Если растет внешняя задолженность, то увеличивается потребность в рефинансировании. Долгосрочные кредиты в условиях кризиса практически недоступны по любой цене, а чрезмерная волатильность делает краткосрочные заимствования чрезвычайно рисковыми. Это обостряет проблемы привлечения финансовых ресурсов в кризисных условиях.

Решающее воздействие на динамику мировых цен на нефть в кратко- и среднесрочной перспективе будет оказывать изменение глобального спроса на энергоносители. Однако глобальная экономика входит в рецессию⁵ с ожидаемым ростом мирового ВВП в 2009 г. на уровне 1,3 % – минимальным с 1982 г., говорится в докладе Merrill Lynch (Табл. 4). Кризис будет настолько глубоким, что приведет к смене существующей модели развития мировой экономики, при которой рост потребления в США финансировался за счет накоплений развивающихся стран – экспортеров нефти и промышленной продукции.

В американской экономике до конца 2009 г. будет про-

| | 2008 г. | 2009 г. | 2010 г. |
|----------|---------|---------|---------|
| Весь мир | 3,4 | 1,3 | 3,1 |
| США | 1,3 | -2,3 | 0,5 |
| Евросоюз | 1,96 | -0,6 | 1,1 |
| Китай | 9,5 | 8,6 | 8,3 |
| Россия | 5,6 | -2,2 | 4,8 |

Табл. 4. Прирост мировой экономики (ВВП, %)⁶. (Инвестиционная компания Merrill Lynch. www.ml.com).

должаться спад, затем последует длительный период медленного роста (Табл.4). Поэтому в среднесрочной перспективе инфляция, выросшая стоимость кредитов и замедление инвестиций приведут к новому циклу удорожания нефти – не исключено до \$150 в 2010 – 2011 гг. При этом следует иметь в виду, что роль спада (кризиса) в развитой рыночной экономике двойственна. Спад означает сокращение производства, падение цен и разорение части экономических субъектов. Но одновременно он создает возможности увеличения эффективности экономики. Каждое преодоление спада приводит, таким образом, к более высокому технологическому уровню и более высокому значению ВВП. Совершенно другой будет реакция на финансовую экспансию в России. Смягчение бюджетной и денежно-кредитной политики с высокой вероятностью обернется бегством от национальной валюты, ростом скорости обращения денег и инфляцией. А на фоне мировой рецессии такой вариант будет неизбежно означать стагфляцию⁷. Дело в том, что подобная политика в странах с доминированием сырьевых отраслей в структуре экспорта является крайне неэффективной. Зависимость таких экономик от мировой конъюнктуры исключительно высока, поскольку даже небольшое снижение спроса на внешних рынках оборачивается существенным падением производства в странах – экспортерах сырья (Табл. 5).

В этих условиях увеличение госрасходов не сможет компенсировать внешний спрос, что приведет к инфля-

⁵Рецессия (от лат. *Recessus* – отступление) – в экономике означает спад производства, характеризующийся нулевым ростом ВВП или его падением на протяжении более полугода.

⁶Прогноз.

⁷Термин «стагфляция» обозначает одновременное падение производства и инфляцию в условиях, когда для преодоления экономического спада необходимы инфляционные меры, которые, в свою очередь, увеличивают спад, и, напротив, для преодоления инфляции нужны меры, сокращающие производство, что, в свою очередь, приводит к нарастанию инфляции.

| | 2008 г. | 2009 г. ¹ |
|--|---------|----------------------|
| Среднегодовая цена нефти Urals, \$/барр. | 94,6 | 41 |
| Инфляция, % | 13,3 | 13 |
| Промышленное производство, % | 2 | -5,7 |
| Инвестиции в основной капитал, % | 9,2 | -1,7 |
| Рост реальных зарплат, % | 11,6 | -2,7 |
| Экспорт, \$ млрд. | 469 | 269,4 |
| Импорт, \$ млрд. | 292,5 | 245,3 |
| Торговое сальдо, \$ млрд. | 176,6 | 24,1 |
| Среднегодовой курс рубля к доллару | 24,8 | 35,1 |

Табл. 5. Прогнозные показатели экономического развития России на 2009 год (Уточненный прогноз Минэкономразвития РФ. www.economy.gov.ru).

ции, не сопровождаемой ростом производственной активности. Тем более что в случае стагфляции набор мер известен – это, прежде всего, контроль за денежной массой, т. е. ужесточение бюджетной политики и повышение процентных ставок. Следовательно, существенное падение мировых цен на основной экспортный товар (нефть) в монопродуктовой экономике России вызывает с относительно небольшим временным лагом снижение ВВП, сокращение доходов госбюджета с последующим увеличением дефицита и необходимостью его финансирования за счет резервов стабилизационных фондов, в худшем случае, роста внутреннего и внешнего государственного долга и эмиссионных источников. Следует также учитывать меры монетарного характера, предпринятые правительством с целью преодоления кризиса ликвидности, когда в банковскую систему России было закачено дополнительно около 6,5 трлн. руб., принесших крайне низкий эффект. В этой связи падение цен на нефть (история показывает их огромную волатильность) с лагом в 1 – 2 года (с учетом запаса прочности, созданного в 2000 – 2007 гг.) может дать старт новому росту системных рисков, включая опасность вторичной гиперинфляции. И именно указанный риск является одним из самых серьезных для современной России.

Перспективы развития нефтедобывающей отрасли в долгосрочном периоде в России будут определяться в основном следующими внутри – и внешнеотраслевыми факторами: спросом на жидкое топливо и уровнем мировых цен на него, развитостью транспортной инфраструктуры, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, качеством разведанной сырьевой базы, выбором варианта институциональной модели развития отрасли. Как показывает анализ наиболее вероятных специализированных сценариев институционального развития нефтяной отрасли в России, одну из главных ролей в нефтяной отрасли играют в настоящее время и будут играть в обозримом будущем вертикально-интегрированные компании. Для данной институциональной модели развития особенно необходима высокая степень и эффективность государственного регулирования для защиты конкуренции в нефтедобывающем комплексе. Сегодня институциональная среда в России больше всего соответствует сценарию *государственно-сырьевой экономики*. В классическом варианте западного типа государственный капитализм есть такая конструкция, в которой государственная власть берет на себя функции хозяйственного управления для выполнения некоторой **модернизационной** программы с целью их переориентации выбранных областей хозяйства на выполнение важнейших общенациональных задач. Однако, даже для этого сценария

рия необходимы внутренние и иностранные инвестиции и достаточно высокий уровень эффективности ГРЭ. По оценке исследователей, улучшения ситуации с качеством государственного управления в среднесрочной перспективе не ожидается. Механизмы принятия решений, сложившиеся в период стабильного развития и массированного притока нефтяной ренты, в новых условиях перестают работать. В этих условиях экономический кризис трансформируется в кризис государственного управления. Одним из возможных сценариев развития отрасли является рыночная модель с элементами эффективного государственного регулирования. Выбор рыночной модели достижения основных целей и реализации выбранной стратегии развития НК страны является фактически безальтернативным. Рыночно-сырьевой сценарий является наименее требовательным к качеству государственного управления. Однако для его реализации не сформирована адекватная рыночная инфраструктура (права собственности, конкурентная среда, низкие административные барьеры). В этих условиях институциональные преобразования в нефтяной промышленности должны быть направлены на:

- обеспечение равного доступа на рынки сбыта продукции для всех производителей на основе установленных правил использования производственно-транспортной инфраструктуры;

- уменьшение высокой степени монополизации рынка и его организационно-технических элементов, ограничение недобросовестной конкуренции;

- создание высокотехнологичных, малых нефтяных компаний, осуществляющих добычу нефти из небольших месторождений, в том числе с трудноизвлекаемыми запасами.

К числу макроэкономических факторов следует отнести в первую очередь роль и место государства в развитии нефтедобывающей отрасли (установление налоговых условий, инвестиционную активность, участие в воспроизводственном процессе, проведение политики консолидации или конкурентного подхода и т.д.). Выход России из кризиса будет долгим и трудным. Это связано с несколькими причинами:

1. Государство рассматривает национальную экономику как простую совокупность государственных, частных и смешанных предприятий, а не как единую взаимосвязанную экономическую систему. Поэтому отсутствует внятная структурная и промышленная политика.

2. Меры, принимаемые правительством, направлены на смягчение последствий кризиса, но не на нейтрализацию его причин.

3. Экономика России является супермонополизированной (в силу, в первую очередь, технологического, локального, регионального, неформального и государственного монополизма), поэтому она слабо реагирует на антикризисные меры госрегулирования.

4. Россия отличается крайне низким уровнем государственного управления, в том числе экономическими процессами.

В конечном счете, сценарии развития нефтедобывающей отрасли РФ предопределяются ролью и местом комплекса в структуре экономики страны и зависят от выбора сценария развития экономики страны в долгосрочной перспективе. Однако в условиях вхождения России в по-

лосу экономического кризиса, имеющиеся сценарии развития экономики, отраженные в Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года (Утверждена РП РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662 – р), должны быть пересмотрены, включая и прогнозные оценки объемов добычи нефти (в зависимости от сценария в диапазоне от 492 до 530 млн. тонн к 2020 г.). В этих условиях правительственный прогноз добычи нефти в долгосрочной перспективе, отраженный во всех сценариях Концепции, выглядит слишком оптимистичным. Конечно, сценарий инновационного развития по определению позволит реализовать наименее капиталоемкие мероприятия по энергосбережению и увеличению объемов добычи нефти. Однако в обозримой перспективе он не может быть реализован на практике, так как требует быстрого привлечения значительных инвестиций и устранения известных ограничений на пути инновационного развития (Инновационный путь..., 2005). Поэтому вероятность его осуществления приближается к нулевой. Наиболее реально осуществимым в силу вышеуказанных микро- и макроэкономических факторов представляется смешанный вариант кризисно-инерционного сценария. Таким образом, нефтедобывающий комплекс будет и далее играть ключевую роль в экономике страны, по той простой причине, что реальной альтернативы экспорту российской нефти не существует ни до, ни во время, ни после кризиса.

Литература

Инновационный путь развития для новой России. Колл. авторов. М.: Наука. 2005. 343.

Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года. 2008. № 1662. 147.

Кудрин А. Как ускорить экономический рост в России? *Экономическая политика*. 2006. №2. 16

Папэ Я., Дранкина Е. Как национализировать Россию: нефтегазовый сектор. *Коммерсантъ-Деньги*. 2007. №36. 12-15.

N.I. Widkov. Current state of the economy of oil-extracting industry and probable scenarios of development.

In article on the basis of studying of long-term tendencies of the dynamics of oil production the factorial analysis of current state of the economy of oil-extracting industry of Russia from the point of view mikro - macro- and mega-economic conditions of its functioning is given. The special attention is given spared specifics and to the prospects of functioning of industry in the conditions of economic crisis. The author subjects to the critical analysis available scenarios of development of oil-extracting industry, shows what factors it is necessary to consider and on what mechanisms to rest for increase in oil output and increase of efficiency of economy of industry.

Keywords: the commodity cycle, the true investment, peak Hubberta, stagflation, public-commodity economy, crisis-inertial scenario.

Николай Иванович Жидков

К.э.н, доцент Кафедры экономической теории РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Научные интересы: анализ проблем государственного регулирования экономики, механизма взаимосвязи наличия природных ресурсов и экономического развития страны.

117917, Москва, Ленинский проспект, д.65, к.1319.
Тел. : (8499) 930-93-07.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

В статье определены отдельные региональные проблемы недропользования: высокая степень выработанности месторождений; большое количество трудноизвлекаемых и остаточных запасов; наличие месторождений природных битумов, а также обозначены основные направления совершенствования законодательного обеспечения пользования недрами: установление критериев и порядка выделения участков недр регионального значения; принятие региональной Программы государственной поддержки развития малого предпринимательства в нефтяной отрасли; установление законодательства о разработке месторождений природных битумов, разработка и принятие специальных законов Горного кодекса, «О нефти» и др.

Ключевые слова: региональные проблемы недропользования, законодательное обеспечение недропользования, участки недр регионального значения, месторождения природных битумов, малое предпринимательство в нефтяной отрасли.

Состояние минерально-сырьевой базы и уровень использования месторождений полезных ископаемых – это, как известно, основа экономики и национальной безопасности страны. Важнейшими показателями стабильности являются уровни добычи полезных ископаемых и прирост разведанных запасов.

Общими проблемами, характерными для минерально-сырьевого комплекса являются: продолжающееся падение объемов финансирования и физических объемов ГРП; нарастающий дисбаланс между объемами добычи важнейших полезных ископаемых и объемами прироста их запасов; ухудшающаяся структура МСБ; необходимость перехода на отработку глубоких горизонтов месторождений, влекущего повышение себестоимости, снижение конкурентоспособности; недостаток инвестиций для ввода в эксплуатацию новых месторождений; высокий износ горнодобывающего оборудования и техники; отсутствие или недостаток средств на внедрение новых технологий добычи.

В минерально-сырьевом комплексе России старейшим нефтегазодобывающим регионом является Приволжский федеральный округ, в который входит республика Татарстан. В настоящее время по объему добычи углеводородного сырья округ занимает второе место в России после Уральского округа. Как и в целом в Приволжском федеральном округе, в Республике Татарстан необходимо отметить отдельные региональные проблемы недропользования: высокая степень выработанности месторождений; большое количество трудноизвлекаемых и остаточных запасов; наличие месторождений природных битумов.

Так, степень выработанности Ромашкинского и других месторождений превышает 80%, активные запасы практически выработаны, трудноизвлекаемые запасы составляют более 70% остаточных запасов. Из общего числа разведанных месторождений Республики, числящихся на государственном балансе, 98% месторождений относятся к категории мелких и мельчайших. В таких условиях закономерно появление и развитие малых и средних нефтяных компаний.

В Республике Татарстан в настоящее время работают 34 малые ННК, деятельность которых отражена в принятой «Программе развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006 – 2020 гг.». Соответственно требуется совершенствование условий, в которых работают субъекты малого предпринимательства, в том числе и

нормативно-правовой базы, которая должна отражать специфику предпринимательства в нефтяной отрасли.

Как общие проблемы минерально-сырьевого комплекса, так и региональные требуют комплексного изучения, научного осмысления и разработки соответствующих решений, направленных на обеспечение развития минерально-сырьевой базы. При этом должны быть сбалансированы задачи и интересы государства, субъектов федерации и недропользователей. Важное значение в решении существующих проблем имеет законодательное обеспечение.

В целом анализ нормативно-правовой базы показал, что состояние нормативно-правового обеспечения деятельности хозяйствующих субъектов в минерально-сырьевом комплексе несистемно, фрагментарно. Отсутствуют специальные законы, например, «О нефти», «О трубопроводном транспорте и транспортировке нефти, газа, продуктов переработки», а также не сформировалась системная база нормативных правовых актов, регламентирующая деятельность малых нефтяных компаний, обеспечивающих хозяйственную деятельность по разработке месторождений природных битумов. Кроме того, нормы действующего налогового, природоресурсного, хозяйственного, экологического законодательства, касающиеся минерально-сырьевого комплекса, часто разрозненны и требуют дальнейшего совершенствования.

Остановимся на отдельных проблемах законодательного обеспечения отношений в сфере недропользования.

1) Необходимо отметить проблемы правового регулирования в сфере предоставления земель в целях недропользования. Как известно, предоставление лицензии на пользование недрами осуществляется при наличии согласия собственника земельного участка, землепользователя или землевладельца на предоставление соответствующего земельного участка для проведения работ, связанных с геологическим изучением и иным использованием недр. Предоставление земельного участка для проведения работ, связанных с геологическим изучением и иным использованием недр, осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, после утверждения проекта проведения указанных работ. (часть шестая в ред. Федерального закона от 26.06.2007 N 118-ФЗ) (ст. 11 ФЗ «О недрах»). В связи с установлением разных форм собственности на земельные участки, в том числе

частной, и распространением на земельные правоотношения норм гражданского законодательства, на практике при необходимости приобретения земельных участков в целях недропользования возникают вопросы, связанные с определением цены.

Одним из пробелов земельного законодательства является отсутствие правового механизма разграничения земель, находящихся в государственной собственности. Законодательство Российской Федерации, провозгласив возможность существования разных форм собственности на землю, необходимость разграничения государственной собственности и установления порядка правового регулирования складывающихся в связи с этим отношений федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними законами субъектов Российской Федерации и иными нормативными правовыми актами, до сих пор не установило правовой режим государственных, муниципальных земель. Необходимо отрегулировать вопросы, связанные с определением конкретных сроков согласования, возможных оснований отказа, порядком расчета компенсаций (ущерба) при изъятии земель для целей недропользования, в том числе необходимо отрегулировать порядок отчуждения земельных участков для государственных нужд.

2) Множество проблем связано с лицензированием, а также правовым обеспечением рационального недропользования.

По законодательству Российской Федерации и ее субъектов недра и ресурсы недр объявлены общенациональным достоянием и подлежат охране. Выделяются следующие основные направления охраны недр:

- предупреждение истощения запасов полезных ископаемых на основе их рационального использования в процессе разведки и разработки, предотвращающего бесхозяйственное отношение к недрам;

- предупреждение загрязнения, в том числе месторождений полезных ископаемых необезвреженными сточными водами и вредными отходами;

- предупреждение вредного воздействия на отдельные компоненты природной среды и качество окружающей среды в целом, что может произойти в результате нарушения и загрязнения верхних плодородных слоев почвы, нарушения водного баланса подземных вод и т.п.

Правовая охрана осуществляется на основе издания и применения правовых норм, предусматривающих меры охраны и рационального использования недр.

Под рациональным использованием и охраной недр при разработке месторождений понимается обеспечение использования земной коры путем наиболее полного извлечения содержащихся в ней полезных ископаемых; комплексного использования минеральных ресурсов, которое включает в себя комплексную разработку месторождений и комплексное использование минерального сырья на всех стадиях его переработки в народном хозяйстве (Спичак и др., 1993).

Необходимо совершенствование законодательства в части конкретизации условий пользования недрами; оснований и порядка досрочного прекращения права пользования недрами; урегулирования порядка изменения условий лицензии и требований к содержанию проектной документации на разработку месторождений полезных ископаемых; установления возможности изменения границ горных отводов, порядка проведения конкурсов (аукцио-

нов) на право пользования недрами.

3) Отдельного разрешения требуют проблемы, связанные с правовым режимом скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений. Как известно пользование недрами в целях добычи нефти и газа предполагает осуществление различных видов работ: проведение геологоразведочных работ на нефть и газ, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залей) нефти и газа; добыча сырой нефти и природного газа. При этом недропользователями выполняется бурение скважин, а также ведется строительство буровых вышек и осуществляется эксплуатация скважин.

В соответствии со ст.23 Закона РФ «О недрах» разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляется в соответствии с утвержденными техническими проектами.

Проектная документация, в том числе на строительство различных скважин, подлежит Государственной экспертизе. В связи с изменениями в регламентации процедур прохождения Государственной экспертизы в сфере деятельности хозяйствующих субъектов нефтегазового комплекса возникают определенные вопросы. В частности, в соответствии со ст. 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации нефтегазовые скважины, как объекты, на которых ведутся горные работы, отнесены к особо опасным и технически сложным объектам, и в связи с этим проектная документация на скважины подлежит государственной экспертизе в ФГУ «Главгосэкспертиза России» согласно ст.49 Градостроительного кодекса как проектная документация объектов капитального строительства.

На наш взгляд нецелесообразно относить проектную документацию на бурение скважин к проектной документации объектов капитального строительства и соответственно распространять на них нормы Градостроительного кодекса. В сфере деятельности субъектов нефтегазового комплекса бурение скважин представляет сложный, достаточно специфичный процесс, связанный непосредственно с недропользованием, а не с капитальным строительством.

Проектирование и заложение скважин, проведение в них исследований, сбор, обработка и хранение материалов бурения и исследований, составление отчетов по скважинам всех категорий осуществляется в соответствии со специальными положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами, т.е. правовой режим скважин определяется специальными нормативными правовыми актами, регламентирующими хозяйственную деятельность в сфере недропользования. Процесс бурения скважин непосредственно связан с проведением специфичных работ в сфере пользования недрами. Геологоразведочные и иные работы, при осуществлении которых проводится бурение скважин на нефть и газ, не могут быть отнесены к сфере капитального строительства. Очевидно, что бурение скважин, проводимое при осуществлении этих работ, не может регулироваться законодательством о градостроительной деятельности.

Следует отметить отдельные направления совершенствования законодательства с учетом существующих региональных проблем правового обеспечения недропользования:

I. В законе РФ «О недрах» целесообразно закрепить критерии отнесения участков недр к участкам недр реги-

онального значения с запасами открытых месторождений нефти. Критериями выделения участков недр регионального значения целесообразно считать: 1) место расположения участка недр (территория субъекта федерации) и отнесение к числу открытых месторождений нефти, находящихся в недрах выделяемого участка; 2) наличие на выделяемом региональном участке недр уже открытых месторождений нефти и газа, относящихся по величине извлекаемых запасов к мелким (от 1 до 3 млн. т нефти) или к очень мелким (менее 1 млн. т нефти); 3) высокая степень выработанности запасов (необходимо в законе «О недрах» закрепить правила об определении степени выработанности запасов или включить в закон отсылочную норму со ссылкой на ст.342 НК РФ). В связи с этим в п.6.1 статьи 3 и в п.7 статьи 4 ФЗ «О недрах» необходимо дополнить полномочия по совместному принятию решений о выделении участков недр регионального значения с запасами открытых месторождений нефти.

II. При установлении вышеизложенного порядка выделения участков недр регионального значения с запасами открытых месторождений нефти целесообразно полномочия по предоставлению в пользование таких участков недр, оформлению прав и контролю за соблюдением условий лицензий передать органам государственной власти субъектов РФ.

III. Установление процедуры выделения участков недр регионального значения с запасами открытых месторождений позволит создать экономические предпосылки для деятельности малых нефтедобывающих предприятий. В целях развития малого предпринимательства в нефтяной отрасли необходимо также создать организационно-правовые предпосылки.

Для этого необходимо в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 2007 г. N 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации» разработать федеральную программу развития субъектов малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли – нормативные правовые акты Правительства Российской Федерации, в которых определяются перечни мероприятий, направленных на достижение целей государственной политики в области развития малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли, а также – региональные программы развития субъектов малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли – нормативные правовые акты органов государственной власти субъектов Российской Федерации, в которых определяются перечни мероприятий, направленных на достижение целей государственной политики в области развития малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли.

В целях реализации указанных программ целесообразно также разработать и принять закон «О малом предпринимательстве в нефтяной отрасли», в котором необходимо:

- определить критерии отнесения хозяйствующих субъектов к малым предприятиям в нефтяной отрасли;
- установить упрощенный порядок доступа малых предприятий к соответствующим участкам недр;
- определить механизм льготного кредитования производственной деятельности таких предприятий;
- закрепить льготный порядок приобретения малыми компаниями геологической информации;
- установить возможность применения упрощенной системы налогообложения в отношении субъектов мало-

го предпринимательства в нефтяной отрасли;

- установить применение ускоренной амортизации основных средств;
- урегулировать порядок проведения конкурсов и аукционов с участием субъектов малого предпринимательства;
- разработать механизм государственного субсидирования ставок по целевым коммерческим кредитам, взятым субъектами малого предпринимательства нефтяной отрасли на закупку (аренду) оборудования для внедрения инновационных технологий, осуществления работ по модернизации основных средств и техническому оснащению месторождений, способствующих рациональному и комплексному освоению природных ресурсов и охране окружающей среды;
- разработать порядок доступа субъектов малого предпринимательства к объектам государственной и негосударственной производственной инфраструктуры, а также к получению услуг по подготовке, хранению, учету, транспортировке нефти;
- установить иные направленные на обеспечение реализации целей и принципов законодательства о малом предпринимательстве меры.

IV. Рассмотреть возможность включения в «Долгосрочную государственную программу изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья», мероприятий по проведению в Поволжье региональных работ по оценке ресурсной базы природных битумов.

V. В Налоговый кодекс РФ целесообразно внести изменения и дополнения, направленные на:

- распространение дифференцированного подхода к налогу на добычу полезных ископаемых в зависимости от горно-геологических и географо-экономических условий разработки, от выработанности и рентабельности эксплуатации месторождений полезных ископаемых, от объемов запасов и объемов добычи;
- снижение ставки налога на добычу полезных ископаемых при добыче нефти из малодебитных скважин и вновь вводимых в эксплуатацию бездействующих скважин;
- снижение налоговой ставки по налогу на прибыль малых и средних компаний нефтяной отрасли;
- введение налоговых каникул по налогу на имущество для малых и средних компаний, специализирующихся на разведке и добыче нефти из месторождений со сложными горно-геологическими условиями.

VI. В Земельный кодекс РФ и в Закон РФ «О недрах» внести изменения в части упрощения процедуры предоставления земельных участков для недропользователей и порядка кадастрового учета таких земель.

В частности, целесообразно определить специальный правовой режим земель государственного фонда недр. Нужны законопроекты об аренде земли, о государственных и муниципальных землях и другие.

В федеральный закон «О недрах» необходимо включить нормы, принимающие во внимание специфику предоставления и использования земельных участков в нефтегазовом комплексе. В целом необходим, конечно, федеральный закон «О нефти», который ликвидировал бы пробелы в регулировании как полностью хозяйственных отношений в нефтегазовом секторе экономики России, так и в сфере землепользования.

В законодательстве отдельных государств указанная специфика землепользования учитывается в большей мере.

Например, в законе «О недрах» Кыргызской Республики содержится специальный раздел, нормы которого регламентируют отношения между недропользователями и владельцами земельных прав, а в законе «О нефти и газе» имеются специальные статьи, регулирующие отношения, связанные с возникновением сервитута в земельных и горных отводах; отношения между лицензиатом и владельцами земельных прав при осуществлении деятельности в нефтегазовой отрасли; а также регламентирующие порядок разрешения споров между лицензиатом и владельцами земельных прав.

В модельном законе «О трубопроводном транспорте», принятом Межпарламентской Ассамблеей государств-участников СНГ 19.04.2001 г., в статьях 15 – 19 регламентируются отношения по предоставлению земельных участков для объектов магистральных трубопроводов, даются определения терминов – «земли трубопроводного транспорта», «охранные зоны объектов трубопроводного транспорта», «сервитуты».

VII. Целесообразно включить в Градостроительный кодекс нормы, определяющие специальный порядок получения разрешения на строительство сооружений обустройства месторождений нефти и газа, в том числе скважин, а также урегулировать отдельно порядок регистрации законченных строительством скважин.

Очевидно, что требуется совершенствование российского законодательства в сфере регулирования рассматриваемых отношений по следующим направлениям.

Необходимо внести соответствующие изменения в ст. 48.1 Градостроительного кодекса. А также необходим специальный нормативный акт, в котором регламентируются порядок проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий по особо опасным объектам, на которых ведутся горные работы. Представляется, что следует дополнить Закон о регистрации прав на недвижимое имущество специальной главой «Государственная регистрация прав на недвижимое горное имущество и сделок с ним», в которой следует прописать правила такой регистрации, в частности, в этой главе должен содержаться примерный перечень недвижимого горного имущества (в этом перечне должны быть указаны сооружения, к числу которых нами отнесены нефтяные скважины); должен быть определен орган, осуществляющий регистрацию; указано место регистрации; установлен порядок регистрации.

Кроме того, целесообразно разработать и принять подзаконные нормативные акты, в которых следовало бы детально изложить правила осуществления проектирования, в том числе экспертизы проектной документации на скважины как вид горного имущества, строительства скважин и регистрации прав на скважины, в зависимости от вида сооружения, а также определить процедуры ведения кадастрового и горно-технического учета; предусмотреть сроки передачи сооружений в случае истечения срока лицензии на право пользования участком недр, реорганизации, ликвидации хозяйствующего субъекта или смены собственника.

Вышеизложенное с очевидностью свидетельствует о том, что в России необходим, конечно, Горный кодекс, в рамках которого должен быть определен правовой режим горного имущества, в том числе скважин, бурящихся при

осуществлении геолого-разведочных работ и разработке нефтяных (газовых) месторождений.

VIII. Целесообразно закрепить в законодательстве о недрах правило о разработке Стратегии развития минерально-сырьевого комплекса региона, на основе региональных Стратегий целесообразна разработка средне- и долгосрочных сбалансированных программ изучения МСБ и развития добывающего секторов промышленности. Последние должны быть увязаны со стратегическими сырьевыми программами по всем видам полезных ископаемых, которые разрабатывает в настоящее время МПР России.

В заключение необходимо отметить большое значение науки в разработке и осуществлении государственной политики в сфере природопользования и охраны окружающей среды, включая проблемы организации научного обеспечения природопользования и охраны окружающей среды, определения приоритетных направлений НИОКР, внедрения результатов научных исследований.

В Институте проблем экологии и недропользования АН РТ проводятся научно-исследовательские и аналитические работы по проблемам недропользования, природопользования, экологии и экономики хозяйствующих субъектов нефтегазового комплекса; научно-исследовательские работы, направленные на повышение эффективности правового обеспечения нефтегазового комплекса в целях оптимального использования минеральных ресурсов; научно-правовая экспертиза законопроектов и иных документов правового характера; подготовка проектов нормативных актов по регулированию отношений в сфере недропользования, охраны окружающей среды, а также в сфере природоресурсного, горного, земельного, экологического, гражданского законодательства.

Литература

Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э. *Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых*. М.: Недра. 1993. 138.

R.N. Salieva. Regional problems of law system in the sphere of exploring natural sources.

The paper deals with the regional problem of exploring natural sources (i.e. the extreme depletion of deposits; a large amount of hardly extractable reserves; residual sources; the presence of deposits of bitumen. We shall present an attempt of shaping the trends of perfection of law system in the sphere of exploring natural sources. We concentrate on determining the criteria and the status of regional sources; on adopting the regional Programme of state support for small business in the sphere of oil extraction and production. Our main concern is developing and adopting mining laws and laws concerning natural bitumen and oil.

Key words: regional problem of exploring natural sources, law system in the sphere of exploring natural sources, regional sources, natural bitumen, small business in the sphere of oil extraction and production.

Роза Наильевна Салиева

Д.ю.н., профессор, чл.-корр. РАЕН.
Зав. лабораторией правовых проблем недропользования и экологии Института проблем экологии и недропользования АН РТ.



420087, Россия, Казань, ул. Даурская, 28 (а/я 32).
Тел.: (843) 298-59-65.

ФОРСИРОВАННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ ИЗ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО ПЛАСТА С НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТЬЮ И ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

На основе математического и численного моделирования изучается влияние форсированного отбора жидкости на нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта, содержащего нефть с неньютоновскими свойствами и подошвенную воду. Приведены результаты исследования циклического режима работы изолированной вертикальной скважины, влияния форсировки на эксплуатационные характеристики, как одиночной горизонтальной скважины, так и системы вертикальных скважин.

Ключевые слова: математическое моделирование, фильтрация, трещиновато-пористый пласт, неньютоновская нефть, подошвенная вода, форсированный отбор, нефтеотдача.

Опытные работы по форсированному отбору жидкости из добывающих скважин на залежи 303 были начаты по инициативе ОАО «Татнефть» и НГДУ «Ленингорскнефть». Перед авторами была поставлена задача: объяснить механизм форсированного отбора жидкости (ФОЖ) в условиях этой залежи с особыми горно-геологическими характеристиками и дать рекомендации с целью повышения показателей текущей разработки и повышения коэффициента нефтеизвлечения для промышленного применения. Выполненный в предыдущие годы совместно с НГДУ «Ленингорскнефть» и НТУ «ТНГ-Групп» комплекс промысловых и гидродинамических исследований скважин в процессе ФОЖ позволил обосновать возможный его механизм и сформулировать критерии выбора скважин для перевода на форсировку. Были начаты математические исследования и выполнены первые численные эксперименты для вертикальной скважины (Дияшев и др., 2007; Дияшев, 2008).

В 2008 году в разработанные алгоритмы и программы расчета фильтрационного процесса внесены изменения, учитывающие упругость пористой среды и жидкости, а также циклический режим работы скважины на форсированном отборе. Одним из основных элементов новизны применяемых математических моделей являются учет аномалии вязкости неньютоновских нефтей и двойной пористости среды.

Построена новая математическая модель для варианта вскрытия пласта горизонтальной скважиной, в которой рассматривается вертикальное сечение, проходящее ортогонально направлению ствола скважины.

Построена трехмерная математическая модель с целью исследования процесса фильтрации при ФОЖ системой скважин. Модель реализована в рамках пакета программ НИМФА (Базин и др., 2006; Базин и др., 2008).

В статье приводится краткий анализ результатов вычислительных экспериментов по названным трем моделям.

Вертикальная скважина. ФОЖ на циклическом режиме. Исходные данные для расчетов взяты близкими к параметрам скв. 38237, для которой на основе модели двух-

фазной фильтрации неньютоновской нефти без учета упругости пласта и флюида методами численного эксперимента был исследован ФОЖ при стационарном режиме работы скважины (Дияшев и др., 2007; Дияшев, 2008). В новой модели, учитывающей упругость пористой среды и фаз, коэффициенты сжимаемости приняты равными для нефти $6 \cdot 10^{-4}$, воды $2,8 \cdot 10^{-4}$ и породы $1,5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Разница плотностей воды и нефти составляет 200 кг/м³, вязкость воды – 1 мПа·с. Зависимость обратной величины вязкости $Y = 1/\mu_2$ неньютоновской нефти от модуля градиента скорости фильтрации $X = |V|$ имеет вид:

$$Y(X) = \begin{cases} Y_2 + aX^b e^{-cX}, & X \in (0, X_A), \\ Y_1, & X > X_A. \end{cases}$$

Значения параметров Y_1 , Y_2 , a , b и c определяются из экспериментальных данных по величинам вязкости нефти с неразрушенной (μ_2) и разрушенной (μ_1) структурой, по координатам X_D и X_A точек перегиба и максимума функции $Y(X)$: $c = X_A/(X_A - X_D)^2$, $b = X_A \cdot c$, $a = (Y_1 - Y_2)X_A^b \cdot e^{cX_A}$. При расчетах $\mu_2 = 100$ мПа·с, $\mu_1 = 20$ мПа·с, модуль градиента скорости фильтрации предельного разрушения структуры $X_A = 0,02$ м/сут., координата точки перегиба $X_D = 0,01$ м/сут. В начальный момент времени $t = 0$ в четырех верхних слоях пятислойный пласт содержит подвижную нефть и связанную воду, а нижний пятый пропласток насыщен водой.

| Q , тыс. м ³ | q , м ³ | | | Θ , % | | | $Q_{н}$, тыс. м ³ | | |
|---------------------------|----------------------|----|----|--------------|----|------|-------------------------------|----|------|
| | I | II | ГС | I | II | ГС | I | II | ГС |
| 7,50 | 15 | 0 | 15 | 90,0 | 0 | 90,0 | 1,38 | 0 | 1,38 |
| 10,00 | 15 | 0 | 15 | 91,3 | 0 | 91,3 | 1,61 | 0 | 1,61 |
| 15,00 | 15 | 0 | 15 | 92,9 | 0 | 92,9 | 2,03 | 0 | 2,03 |
| 20,00 | 15 | 0 | 15 | 94,1 | 0 | 94,1 | 2,32 | 0 | 2,32 |
| 25,00 | 15 | 0 | 15 | 94,8 | 0 | 94,8 | 2,60 | 0 | 2,60 |
| 30,00 | 15 | 0 | 15 | 95,4 | 0 | 95,4 | 2,84 | 0 | 2,84 |
| 40,00 | 15 | 0 | 15 | 96,2 | 0 | 96,2 | 3,27 | 0 | 3,27 |
| 50,00 | 15 | 0 | 15 | 96,8 | 0 | 96,8 | 3,61 | 0 | 3,61 |
| 60,00 | 15 | 0 | 15 | 97,2 | 0 | 97,2 | 3,91 | 0 | 3,91 |
| 75,00 | 15 | 0 | 15 | 97,6 | 0 | 97,6 | 4,30 | 0 | 4,30 |

Табл. 1. Характеристики работы ГС без форсировки.

Исходный (не форсированный) дебит скважины составляет 10 м³/сут., при котором расчеты выполнены за период времени 860 суток до 90 %-й обводненности продукции. Далее скважина переводится на режим ФОЖ. В качестве примера, результаты расчетов приведены на момент времени, когда из пласта было отобрано 30000 м³ нефти, а форсированный отбор жидкости составлял 200 м³/сут., т.е. при 20-кратной форсировке.

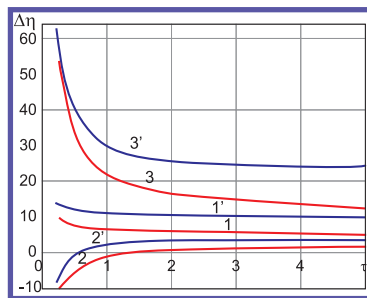
При циклической работе скважины необходимо выбрать как период работы, так и время её простоя. Очевидно, в период простоя происходит растекание конуса подошвенной воды, поднявшегося к интервалу перфорации скважины. Этот процесс идет достаточно медленно из-за высокой вязкости нефти с неразрушенной структурой. В то же время, при пуске скважины в работу конус поднимается значительно быстрее не только за счет величины градиента давления, но и за счет того, что в окрестности скважины в этом случае вытесняемая нефть имеет разрушенную структуру, т.е. более подвижна. Поэтому период простоя скважины должен быть больше времени ее работы.

Проведены две серии вычислительных экспериментов. В первой серии период τ_2 простоя скважины в два раза больше периода τ_1 ее работы при форсированном режиме, а во второй – $\tau_2 = 4\tau_1$.

На рисунке 1 показано влияние периода работы скважины на изменение (в процентах) нефтеотдачи пласта (линии 1, 1'), блоков (линии 2, 2') и трещин (линии 3, 3'), отнесенные к соответствующим значениям нефтеотдачи при ФОЖ на стационарном режиме (базовый вариант). Кривые 1, 2, 3 и 1', 2', 3' – результаты расчетов в первой и второй сериях экспериментов, соответственно.

Из рисунка видно, что нефтеотдача пласта возрастает с уменьшением продолжительности периода работы скважины τ_1 и увеличением периода простоя τ_2 . Так, в первой серии экспериментов прирост отобранной из пласта нефти составил 5,4 % при $\tau_1 = 5$ сут. и 10,2 % при $\tau_1 = 0,25$ сут., а во второй серии – 10,2 % и 13,7 %, соответственно. В то же время, при $\tau_1 > 2$ сут. увеличение длительности периода работы скважины приводит к весьма медленному снижению прироста нефтеотдачи пласта. Например, этот прирост отличается при $\tau_1 = 2$ и 5 сут. на 0,2 пункта как в первой, так и во второй серии экспериментов.

Нефтеотдача трещин, наоборот, снижается с уменьшением τ_1 , что связано с усилившимся перетоком нефти из блоков в трещины. Более того, если при $\tau_1 = 5$ сут. она больше на 2 % (в первой серии), то при $\tau_1 = 0,25$ сут. она

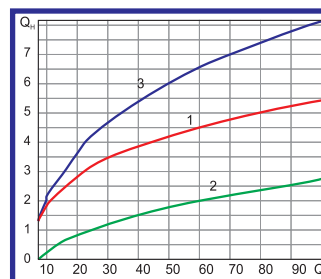


меньше нефтеотдачи трещин базового варианта на 9,8 %.

Циклический режим приводит к значительному увеличению нефтеотдачи блоков. Так, в первой серии экспериментов её прирост составил 12,6 % при $\tau_1 = 5$ сут. и 53,9 % при $\tau_1 = 0,25$ сут., а во второй серии – 24,6 % и 56,7 %, соответственно. Это, несомненно, связано с работой упругих сил и существенным ростом перетоков между блоками и трещинами.

Так как функция Δη (τ₁, τ₂) стремится к максимуму при

Рис. 2. Зависимость количества добытой нефти Q_н (тыс. т) от объема Q (тыс. т) извлеченной жидкости при K_φ=30: 1 – группа I, 2 – группа II, 3 – ГС.



наименьших значениях τ₁ с увеличением τ₂, выбор оптимального циклического режима работы скважины

по одному критерию – максимум нефтеотдачи пласта – не может быть сделан однозначно. Для решения этого вопроса необходимо уточнить критерий оптимальности, включив в него дополнительные условия. С другой стороны, циклическое воздействие на пласт в широком диапазоне изменения периодов τ₁ и τ₂ обеспечивает увеличение его нефтеотдачи. При этом следует стремиться по возможности уменьшить τ₁ и увеличить τ₂. Это, между прочим, приведет и к уменьшению отборов жидкости.

Анализ процесса фильтрации при ФОЖ горизонтальной скважиной (ГС). Проведена серия вычислительных экспериментов для исходных условий, близких к параметрам горизонтальной скв. 38234Г. Согласно данным ГИС по всей длине ствола ГС пласт весьма неоднороден: он имеет участки с высокой проницаемостью, участки с меньшей на порядок проницаемостью и слабопроницаемые участки. Высокопроницаемые участки объединим в первую группу, участки со средней проницаемостью – во вторую группу, а слабопроницаемые участки – в третью группу. При этом средневзвешенная проницаемость участков третьей группы более чем на порядок меньше средневзвешенной проницаемости участков второй группы. Очевидно, доля дебита, полученная с участков ствола скважины третьей группы, весьма мала и ею можно пренебречь. Таким образом, дебит скважины формируется за счет участков двух первых групп.

Численные расчеты проводились при следующих исходных данных. Трещиновато – пористый пласт состоит из трех слоев. Верхний слой вскрыт добывающей ГС на расстоянии 2,5 м от кровли пласта. Первая группа участков имеет длину L_I = 25 м, вторая L_{II} = 40 м. Два верхних слоя содержат подвижную нефть и связанную воду, а ниж-

| Q, тыс. м ³ | q, м ³ | | | Θ, % | | | Q _н , тыс. м ³ | | |
|------------------------|-------------------|--------|--------|------|-------|------|--------------------------------------|------|------|
| | I | II | ГС | I | II | ГС | I | II | ГС |
| 7,50 | 15 | 0,00 | 15,00 | 90,0 | 0,00 | 90,0 | 1,38 | 0,00 | 1,38 |
| 10,41 | 450 | 68,00 | 518,00 | 81,5 | 51,30 | 77,5 | 1,93 | 0,32 | 2,25 |
| 16,49 | 450 | 112,00 | 562,00 | 89,2 | 72,60 | 85,9 | 2,36 | 0,70 | 3,06 |
| 22,81 | 450 | 120,00 | 570,00 | 92,1 | 80,70 | 89,7 | 3,08 | 1,00 | 4,08 |
| 29,26 | 450 | 132,00 | 582,00 | 93,6 | 84,70 | 91,6 | 3,42 | 1,25 | 4,67 |
| 35,80 | 450 | 140,00 | 590,00 | 94,4 | 87,50 | 92,8 | 3,72 | 1,46 | 5,18 |
| 49,14 | 450 | 152,00 | 602,00 | 95,5 | 90,80 | 94,3 | 4,21 | 1,82 | 6,03 |
| 62,84 | 450 | 172,00 | 622,00 | 96,1 | 92,70 | 95,2 | 4,63 | 2,12 | 6,75 |
| 76,98 | 450 | 180,00 | 630,00 | 96,7 | 94,20 | 96,0 | 5,00 | 2,39 | 7,39 |
| 98,32 | 450 | 192,00 | 642,00 | 97,2 | 95,50 | 96,7 | 5,45 | 2,72 | 8,17 |

Табл. 2. Характеристики работы ГС при K_φ = 30.

ний содержит только воду. Разность плотностей воды и нефти равна 200 кг/м^3 ; вязкость воды – $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость нефти – $\mu_2 = 150 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ для неразрушенной структуры и $\mu_1 = 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ для разрушенной структуры, $X_d = 0,01 \text{ м/сут.}$, $X_D = 0,005 \text{ м/сут.}$

Фильтрационно-емкостные параметры слоев: толщина – 15 м , 3 м , 2 м ; пористость блоков – $0,15$, $0,1$, $0,1$, пористость трещин – $0,03$, $0,02$, $0,1$; средневзвешенная абсолютная проницаемость блоков для участков I-ой группы – $0,64$, $0,001$, $0,1 \text{ мкм}^2$, для участков II-ой группы – $0,08$, $0,0002$, $0,1 \text{ мкм}^2$; абсолютная проницаемость трещин для I-ой группы – $1,1$, $0,01$, $0,1 \text{ мкм}^2$; для II-ой группы – $0,14$, $0,002$, $0,1 \text{ мкм}^2$; связанная водонасыщенность блоков – $0,2$, $0,2$, 0 ; трещин – $0,1$, $0,1$, 0 ; предельная водонасыщенность блоков – $0,8$, $0,8$, 1 ; трещин – $0,9$, $0,9$, 1 ; фазовые проницаемости – кубические для блоков и линейные для трещин.

Во всех вычислительных экспериментах исходный нефторированный дебит ГС равен $15 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В Табл. 1 приведены основные показатели работы (дебит скважины q , обводненность Θ , количество Q_H накопленной нефти) для I-ой, II-ой групп участков и всего ствола ГС в зависимости от количества Q добытой жидкости (колонка 1). В данном случае дебит II-ой группы участков практически равен нулю, так что разработка ведется только за счет участков I-ой группы.

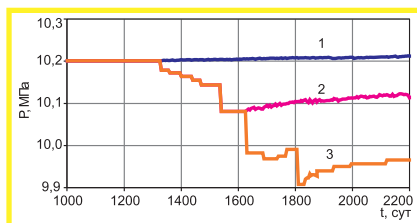
С целью оценки влияния форсировки на работу участков I-ой и II-ой групп расчеты проводились при фиксированном дебите q_I I-ой группы. Так как перепад давления существенно снижается по мере роста обводненности дебита, а обводнение участков обеих групп происходит асинхронно, то дебит q_{II} является переменным. Коэффициент K_ϕ форсировки задается как отношение q_I^ϕ/q_I . Расчеты выполнены при $K_\phi = 5, 10, 20$ и 30 . Результаты расчетов для последнего варианта приведены в Табл. 2.

Анализ результатов расчетов показывает, что дебит q_{II} увеличивается со временем и к концу разработки пласта возрастает почти в три раза по сравнению с начальным этапом. В результате его доля в суммарном дебите ГС монотонно изменяется от 13% до 30% . Обводненность I_{II} участков II-ой группы все время остается ниже I_I . По мере выработки пласта это различие хоть и уменьшается, но все равно составляет несколько пунктов. Именно это приводит к снижению обводненности всей ГС.

Рис. 2 иллюстрирует вклад участков I-ой и II-ой групп в накопленное количество нефти, полученное с помощью ГС, в зависимости от количества отобранной жидкости при $K_\phi = 30$.

Как видно из Табл. 2, доля накопленной нефти за счет подключения участков II со временем возрастает и достигает трети от величины Q_H . Величина этой доли зависит от интенсивности форсировки. Она составляет 27% , 27% , 30% и 33% при $K_\phi = 5, 10, 20$ и 30 соответственно, т.е. чем больше форсировка, тем больше доля накопленной нефти за счет подключения участков II. Это связано с тем, что по

Рис. 3. Графики изменения забойного давления P в скважине W37998: 1 – базовый вариант, 2 и 3 – перевод на ФОЖ первых 4^х и все 8 скважин (Табл. 3).



мере увеличения депрессии растет работающая часть ствола скважины благодаря преодолению предельного градиента давления.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что ФОЖ ГС позволяет существенно повысить нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта как за счет участков первой группы, так и за счет подключения к разработке участков с меньшей проницаемостью, т.е. увеличения эффективной длины горизонтального участка скважины. Кроме того, этот эффект приводит к некоторому снижению обводненности ГС. Наибольший прирост нефтеотдачи достигается при максимально возможной форсировке отбора жидкости.

ФОЖ при работе системы скважин. Анализ взаимодействия скважин при форсированном отборе жидкости проведен на примере участка 303-й залежи, содержащего 9 добывающих скважин. Площадь участка – $1,25 \text{ км}^2$. Средняя толщина пласта – $24,5 \text{ м}$. Пласт состоит из трёх пропластков. При этом нижний пропласток – водоносный. Запасы нефти в рассматриваемой области на начальный момент времени составляют 469100 м^3 . Начальный объем пор в пласте – 3266500 м^3 . Фильтрационно-емкостные параметры трещиновато-пористого пласта отвечают параметрам рассматриваемого участка. Проницаемость слабопроницаемого пропластка подбиралась с помощью специально проведенных вычислительных экспериментов таким образом, чтобы темп обводнения скважин соответствовал промысловым данным. Скважины работают в режиме заданного дебита.

Вычислительные эксперименты проводились с целью оценки взаимовлияния скважин при ФОЖ и влияния такого режима работы скважин на нефтеотдачу пласта.

В таблице 3 приведены значения начальных дебитов (второй столбец), а также форсированные дебиты и моменты перевода скважин на ФОЖ.

На рисунке 3 показан график изменения забойного давления на наблюдательной (не форсируемой) скважине W37998. Здесь хорошо прослеживается некоторое сниже-

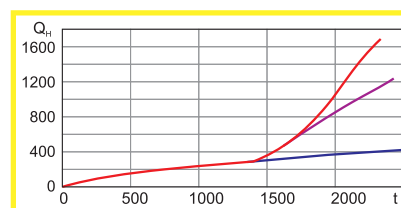


Рис. 4. Количество добытой нефти при переводе скважин на режим ФОЖ: 1 – базовый вариант, 2 – ФОЖ 1, 3 – ФОЖ 2.

ние давления, вызванное переводом других скважин на форсированный режим. Например, при переводе скважины W37984 на ФОЖ ($t = 1535 \text{ сут.}$) давление упало на $0,07 \text{ МПа}$, затем – на $0,08 \text{ МПа}$ при $t = 1625 \text{ сут.}$ (перевод скв. W17550 на ФОЖ) и на $0,05 \text{ МПа}$ при $t = 1805 \text{ сут.}$ (перевод скв. W37983 на ФОЖ). Отметим, что на графике забойного давления нашли четкое отображение влияние перевода на ФОЖ только ближайших скважин. Аналогичная картина наблюдается на всех скважинах.

Проанализированы значения обводненности Θ , накопленных количеств жидкости Q и нефти Q_H , а также забойного давления P по каждой скважине на моменты, предшествующие переводу очередной скважины на форсированный отбор. Перевод скважины на ФОЖ приводит к смещению границы разделения потоков между скважинами и увеличению области, в которой линии тока направ-

| Скважина \ t, сут. | q | 1325 | 1395 | 1465 | 1535 | 1625 | 1685 | 1745 | 1805 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| W35878 | 5 | 136 | | | | | | | |
| W37984 | 6 | | | | 132 | | | | |
| W37969 | 9 | | | 114 | | | | | |
| W35877 | 10 | | 90 | | | | | | |
| W35854 | 4,1 | | | | | | | 80 | |
| W37985 | 10 | | | | | | 125 | | |
| W17550 | 27,7 | | | | | 250 | | | |
| W37983 | 8 | | | | | | | | 250 |
| W37998 | 5 | | | | | | | | |

Табл. 3. Дебиты скважин (q , м³/сут.) в моменты (t , сут.) их перевода на ФОЖ.

лены к рассматриваемой скважине. Область «питания» соседних скважин сужается, что приводит к увеличению скорости фильтрации в этой области и, как следствие, к некоторому увеличению зоны, содержащей нефть с разрушенной структурой. В свою очередь, уменьшение вязкости нефти приводит к увеличению ее доли в фильтрационном потоке. В результате обводненность соседних скважин несколько снижается.

Количество добытой нефти со всего участка в зависимости от времени показано на Рис. 4. Увеличение отбора нефти более чем в 3,6 раза обусловлено как темпом отбора жидкости из пласта за счет форсировки, так и значительным увеличением количества нефти в суммарном объеме добытой жидкости.

Таким образом, данный анализ показывает, что перевод скважин на ФОЖ оказывает положительное влияние на добычу нефти и обводненность других скважин, не переведенных на такой режим работы. Увеличение темпа отбора жидкости из пласта может привести к некоторому падению давления в нем, которое, вероятнее всего, зависит от проницаемости водоносного слоя. ФОЖ позволяет весьма существенно увеличить нефтеотдачу пласта.

Выводы. Установленный на основе экспериментальных исследований на скважинах механизм увеличения нефтеотдачи при ФОЖ получил подтверждение на основе математического моделирования процесса с учетом неьютоновских свойств нефти, двойной пористости и наличия подошвенной воды. Анализ результатов вычислительных экспериментов показал:

- циклические режимы ФОЖ обеспечивают увеличение коэффициента нефтеизвлечения, причем технологический эффект процесса тем выше, чем меньше время отбора жидкости и больше продолжительность простоя скважины;

- характер проявления неьютоновских свойств нефтей наиболее наглядно иллюстрируется на примере горизонтальных скважин: при переводе ГС на режим ФОЖ увеличивается работающая длина ствола скважины благодаря преодолению предельного градиента давления на участках с низкой проницаемостью пластов. Следствием этого является снижение обводненности дебита ГС и увеличение коэффициента нефтеизвлечения;

- перевод отдельных скважин участка на режим форсированного отбора не оказывает отрицательного влияния на работу окружающих их скважин. Более того, за счет изменения фильтрационных потоков обводненность продукции последних может и снижаться;

- эффективность ФОЖ увеличивается с ростом степени форсировки.

Литература

Базин А.А., Бакулин В.Е., Величко О.М. и др. Методика и пакет программ НИМФА как инструмент создания постоянно действующих моделей бассейна подземных вод. Наука – фундамент решения проблем технологического развития России. *Сб. статей всемирного семинара*. Казань: ООО «ТАНДЕМ». 2006. 122 – 146.

Базин А.А., Бакулин В.Е., Величко О.М. и др. Применение пакета программ НИМФА для моделирования нефтяных месторождений. Супервычисления и математическое моделирование. *Тезисы X Международного семинара*. Саров. 2008. 26 – 27.

Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф. и др. Форсированный отбор жидкости в карбонатных коллекторах с двойной пористостью. *НХ*. №6, 2007. 77 – 81.

Дияшев Р.Н. Краткая информация о работе членов Волго-Камского регионального отделения РАЕН. *Сб. докладов «Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана»*. Азнакаево. 2008. 40 – 60.

R.N. Diyashev, R.S. KHisamov, A.N. Chekalin, V.M. Konyukhov. **Forced fluid extraction from fractured and porous reservoir with non-newtonian oil and bottom water.**

An influence of the forced fluid extraction on the oil recovery factor of fractured and porous reservoir, saturated with non-Newtonian oil and bottom water, is studied by mathematical and computer simulations. The results of investigation of cyclic regime of the isolated vertical well are presented. An influence of the forced extraction on the exploitation characteristics both isolated horizontal well and system of vertical wells is numerically studied.

Key words: mathematical modeling, filtration, fractured and porous reservoir, Non-Newtonian oil, bottom water, forced extraction, oil recovery factor.

Расим Нагимович Дияшев
профессор, член РАЕН, Советник генерального директора ООО «ТНГ-Групп».



423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул.Ленина, д. 75.
Тел.: (85594) 4-23-15.

Чекалин Анатолий Николаевич
д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазная многокомпонентная фильтрация.



420008, Россия, Казань, ул. Университетская, 17.
Тел./Факс: (843) 292-75-24 / 238-22-09.

Конохов Владимир Михайлович
д.ф.-м.н., профессор кафедры прикладной математики Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазные течения в пористых средах и скважинах.



420008, Россия, Казань, ул. Университетская, 17.
Тел./Факс: (843) 292-75-24 / 238-22-09.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ВЫСОКОЙ ВЫРАБОТАННОСТИ ЗАПАСОВ НЕФТИ С УЧЕТОМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ

Рассмотрены возможности использования экономических критериев позволяющих рассчитать вариант максимального охвата фонда скважин комплексом геолого-технических мероприятий для интенсивного развития нефтедобычи.

Ключевые слова: добыча, обводненность, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), геолого-технические мероприятия (ГТМ), фонд скважин, выработанность запасов.

1. Прогноз развития экономики Республики Татарстан в перспективе до 2020 года ориентирован на ежегодную добычу более 30 млн. т углеводородного сырья, поэтому велика государственная ответственность ОАО «Татнефть» в стабилизации добычи нефти на уровне 25 – 26 млн. т.

В соответствии с концепцией развития ОАО «Татнефть» принят интенсивный вариант развития нефтедобычи, который достигается выполнением комплекса передовых технологий воздействия на трудноизвлекаемые запасы и расширенного применения геолого-технических мероприятий (ГТМ) в добывающих скважинах для обеспечения стабилизации добычи в перспективе.

Поставленная цель является сложнейшей с точки зрения эффективной, рентабельной разработки месторождений ОАО «Татнефть» при высокой выработанности запасов нефти в поздней стадии.

2. Месторождения ОАО «Татнефть» с выработанностью запасов более 80 % обеспечивают 16,1 млн. т добычи и месторождения с выработанностью 70 – 80 % 4,4 млн. т из общей добычи 25,7 млн. т.

Средний дебит нефти скважин Ромашкинского месторождения составляет 4,1 т/сут., в целом средний дебит действующего фонда ОАО «Татнефть» – 4,2 т/сут.

3. Основным резервом добычи нефти, являются трудноизвлекаемые запасы. Ввиду высокой выработанности базисных пластов большая доля остаточных запасов таких месторождений как Ромашкинское, Бавлинское, Сабанчинское, Ново-Елховское, Первомайское, Бондюжское уже относятся к категории трудноизвлекаемых.

Общая тенденция разработки месторождений ОАО «Татнефть» – доля добычи нефти из категории трудноизвлекаемых запасов будет возрастать. **Сегодня это та ресурсная база, которую необходимо разрабатывать на всю оставшуюся перспективу.**

Добыча нефти на участках месторождений с трудноизвлекаемыми запасами водонефтяных зон и заводненных коллекторов имеет свои отличительные особенности и требует применения индивидуальных технологических и экономических решений для оптимизации процесса нефтедобычи. Поэтому основная задача акционерного общества – технологическое освоение трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых коллекторов, остаточных запасов нефти обводненных зон.

Планируемая нефтеотдача неизменна лишь в рамках

определенного периода времени. С развитием технологического прогресса, совершенствованием средств освоения запасов, разработке новых технических решений появляется возможность вовлечения ранее недоступных ресурсов нефти (Муслимов, 2003). Это определяет главную стратегию ОАО «Татнефть» – внедрение прогрессивных технологий по всему циклу нефтедобычи: бурение, эксплуатация, капитальный ремонт скважин, методы увеличения нефтеизвлечения, методы заводнения.

Основные задачи управления разработкой на выработанных месторождениях:

- выделение комплекса ГТМ, от результатов которых в наибольшей степени зависит эффективность разработки месторождения в целом и на перспективу;

- определение набора современных технологий и технических средств, обеспечивающих увеличения нефтеизвлечения на выработанных месторождениях;

- своевременная компенсация снижения добычи на выработанных месторождениях путем регулирования и замещения части падения добычи вводом в активную разработку трудноизвлекаемых запасов.

Проблемы текущего периода в области разработки месторождений: стабилизация обводненности или отборов жидкости без снижения объемов добычи по старым месторождениям; активизация выработки запасов заводненных коллекторов при существующих благоприятных ценах и налогах по высоковыработанным месторождениям; увеличение темпов отборов трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН) из глинистых и карбонатных коллекторов.

Для обеспечения полной отработки активных запасов ВНЗ устанавливается регулирование отбора жидкости и закачки при непрерывном контроле количественных параметров циклического заводнения.

Применяются современные технологии: бурение горизонтальных и многозбойных скважин, технология создания боковых зарезок из строго фонда, гидроразрывы пластов, кислотные обработки.

Выполняется дополнительная инвестиционная программа за счет средств по дифференциации НДС для обеспечения добычи 300 – 350 тыс. т.

Сокращение отбора жидкости за счет регулирования отборов составляет до 12 млн. т в год. Добыча жидкости на 1 тонну нефти за период 1999 – 2008 гг. составляет 5,8 – 6 т.

4. Целесообразность применения комплекса техноло-

гий в части стимуляции дебитов нефти, водоизоляции с целью сокращения отбора попутной воды, совершенствования системы заводнения не вызывает сомнения ввиду единственности разработанных методов для коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. Однако текущая экономическая ситуация всегда находится в противоречии к потребностям в проведении опережающих ГТМ долговременного действия.

Устойчивое функционирование системы разработки месторождений нефти обеспечивает выполнение требования: **эффективность любого короткого периода разработки должна благоприятно влиять на последующий процесс разработки.** Поэтому необходима непрерывная оценка реакции эксплуатационного объекта на различные ГТМ и расчеты их эффективности.

Основная цель поздней стадии разработки – добиться продления периода рентабельной разработки месторождения или отдельного участка.

Принципиальные решения зародились и формировались по мере накопления опыта разработки уникального, многопластового Ромашкинского месторождения.

Несмотря на критические периоды в экономике ОАО «Татнефть» удалось сохранить принципы управления разработкой путем комплексного воздействия на пласт разнообразными ГТМ, физическими, химическими методами повышения нефтеизвлечения (Муслимов, 2003).

За период с 1990 по 2008 год на 73,8 % фонда проведены ГТМ.

За последние 8 лет достигнута стабилизация и даже рост добычи благодаря управлению разработкой путем воздействия комплексом ГТМ, современных технологий: ежегодный прирост от всех мероприятий составляет 1,2 – 1,3 млн. т.

В настоящее время в ОАО «Татнефть» утверждены общепризнанные критерии применения до 40 – 50 различных МУН, но возможности известных технологий для трудноизвлекаемых запасов по большинству из них снижаются. За счет технологий МУН ежегодная дополнительная добыча составляет более 11500 тыс. т нефти или 44,8 % общей добычи ОАО «Татнефть», в том числе: за счет третичных методов МУН – 5100 тыс. т, гидродинамических методов 6400 тыс. т.

Совершенствование технологии заводнения необходимо продолжать за счет изменения условий воздействия на пласт или регулирования разработки.

Под регулированием следует понимать выполнение комплекса мероприятий, обеспечивающих поддержание определенного заданного режима, целенаправленное изменение условий дренирования продуктивных пластов (Хисамов, 2008).

При этом необходимо учитывать целый ряд особенностей, это:

- процесс разработки при анализе рассматривается как некий средний для залежи в целом или её части. В действительности каждый отдельный элемент залежи, каждая скважина работает с отступлением от среднего;
- часто нет возможности воздействия на пласт из-за технических причин или воздействие неоптимальное;
- оптимальное регулирование за пределами наших возможностей, пласт неоднороден, возни-

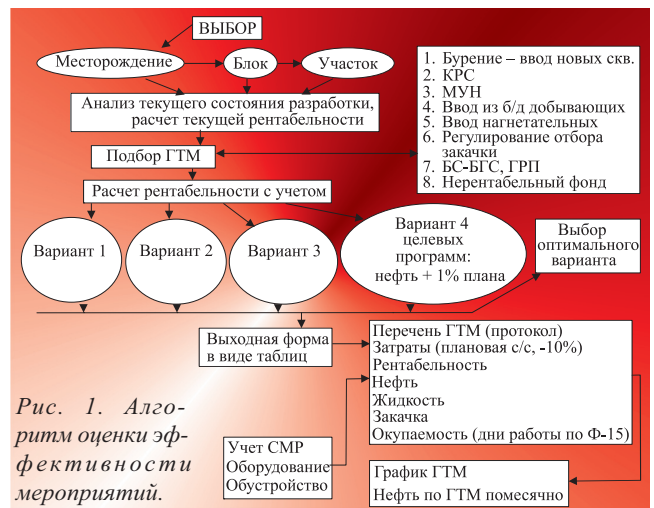


Рис. 1. Алгоритм оценки эффективности мероприятий.

кают трудности технологического характера, режим не устанавливается, это затрудняет контроль процесса.

На каждой стадии разработки объемы закачки воды должны быть строго регламентированы и взаимосвязаны с темпами отбора жидкости. Неконтролируемая закачка на участках месторождения способствует опережающей выработке отдельных, наиболее продуктивных пластов, что приводит к неравномерной выработке запасов, уменьшению объемов добычи нефти и снижению конечной нефтеотдачи.

Финансовый ущерб от излишних объемов закачки воды исчисляется многими миллионами рублей, что с очевидностью свидетельствует о необходимости более детального подхода к контролю заводнения, проведения дифференцированных расчетов по отдельным участкам пластов с различными геолого-физическими свойствами и обязательного контроля за реализацией принятых решений.

5. Совершенствование заводнения в настоящем и в будущем останется основной задачей при выработке остаточных запасов нефти.

В истории развития разработки линейная внутриконтурная система заводнения дополнялось очаговым нагнетанием, поперечным разрезанием и сегодня в зависимости от геолого-физических условий преобразилась во множество модификаций нестационарного, циклического методов регулирования в сочетании с технологиями увеличения нефтеотдачи (МУН), переменной направления фильтрационных потоков. В осуществлении метода участвует до 87 % нагнетательных скважин.

За счет метода нестационарного заводнения ежегодно дополнительно добывается 2,8 – 2,9 млн. т нефти.

Эффект от внедрения метода с неизменной технологи-

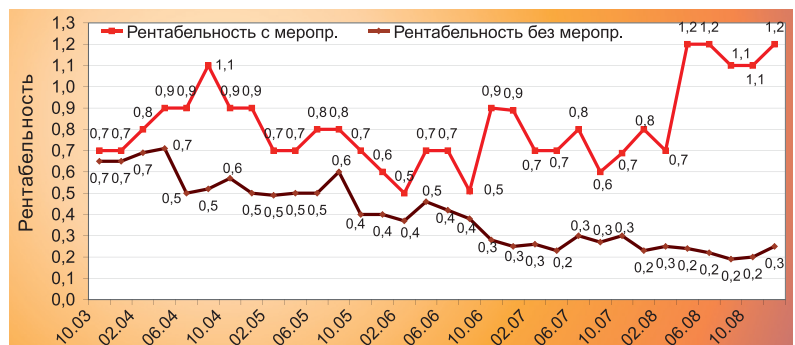


Рис. 2. Показатели по рентабельности вариантов эксплуатации залежи Пионерского месторождения.

ей со временем падает, в этом случае необходимо оперативно внедрять другие модификации нестационарного заводнения, непрерывно усиливать систему ППД, продолжать системное применение технологий МУН при нестационарном заводнении (Хисамов, 2008).

6. Нужно сформулировать принципы регулирования разработки нефтяных месторождений:

– Отбор нефти из пластов надо производить там, где сосредоточены наибольшие остаточные запасы; мы имеем дело со сложными многопластовыми объектами, чисто нефтяные зоны остаются вблизи полностью обводненных скважин, нельзя гарантировать отбор нефти из удаленных от скважин зон и необходимо бурить эксплуатационные и нагнетательные скважины там, где сосредоточена нефть.

– Интенсификация разработки менее продуктивных пластов и участков должна служить основой регулирования разработки нефтяных месторождений с неоднородными пластами и объектами, тогда эффективность разработки нефтяных месторождений существенно улучшается. Обработка пластов скважин реагентами с целью восстановления или повышения их продуктивности, усиление перфорации отдельных интервалов или дополнительного вскрытия пластов – это способы регулирования фильтрации жидкости и разработки различных зон, позволяющие повышать охват пластов или объектов дренированием.

– Только изменение направления потоков жидкостей может позволить вовлечь в разработку застойные зоны пласта, стационарные условия фильтрации жидкости приводят к образованию зон слабого дренирования.

К динамическим методам регулирования относятся все способы воздействия на пласты, которые можно свободно и многократно повторять в течение процесса разработки: изменение режима работы скважин, изменение отборов, объемов нагнетания, перенос нагнетания с одних скважин на другие и т.д. Способ регулирования режимов отдельных обводненных скважин необходим, его нужно развивать. Многолетняя практика показала, что целесообразно обводненную скважину эксплуатировать непрерывно на умеренных режимах до высокой (85–90%) обводненности. Неэффективно резко форсировать высокообводненные скважины, потому что они забирают на себя значительную долю пластовой энергии, рабочего агента, а в основной зоне залежей замедляется разработка.

Скважины выключаются при разной обводненности, и за критерий оптимальности принимается получение максимальной добычи нефти не только на данном этапе, но и за весь период разработки месторождений.

8. Основными принципами совершенствования и комплексного воздействия на остаточные запасы нефти истощенных месторождений является выделение обособленных участков с максимальной концентрацией остаточных запасов, организация самостоятельной системы разработки; регулируемое воздействие на зоны с различными типами остаточных запасов. Вовлечение в разработку запасов из отдельных песчаных линз, малопродуктивных и глинистых коллекторов может производиться по одной и той же схеме: организация самостоятельной замкнутой или очаговой системы заводнения (Хисамов, 2008). Сегодня каждая залежь месторождения требует индивидуального подхода в организации системы разработки по схеме:

– последовательный ввод скважин под нагнетание с

последующим созданием системы разработки отдельных элементов, участков;

– осуществление программы довыработки остаточных запасов по результатам геолого-гидродинамического моделирования путем внедрения комплекса ГТМ по выбранному участку, совершенствование разработки всего участка в длительной перспективе.

В настоящих условиях одной из задач управления разработкой становится оперативная оценка эффективности разработки нефтяного месторождения, залежи, блоков, используя экономические нормативы. Анализ за ходом эксплуатации добывающих скважин является важным инструментом обеспечения финансовой устойчивости компании, так как эксплуатация высокообводненных скважин приводит к резкому увеличению затрат.

9. Участок, залежь, месторождение должны рассматриваться в качестве объекта оценки результатов ГТМ при условии: участок залежи условно изолирован. При площадном заводнении рекомендуется выделить участок как самостоятельный элемент системы разработки, используя граничные условия закачки, границы глинистых коллекторов и неколекторов.

Для быстрой оценки экономической эффективности проведения различных мероприятий используется показатель «рентабельность» – отношение чистой прибыли, полученной за весь срок проявления технологического эффекта, к полным производственным затратам. Применение технологии не предусматривается, если её расчетная рентабельность ниже заданной, и затраты не окупаются.

10. Оперативная оценка эффективности разработки нефтяных залежей, отдельных блоков, участков, как условно обособленных геологических объектов разработки, производится по нижеследующему алгоритму (Рис. 1).

Исходными параметрами для расчетов являются себестоимость добычи нефти по НГДУ за месяц, технологические показатели работы скважин по объектам разработки.

На основании показателя рентабельности по НГДУ последовательно вычисляется рентабельность по месторождениям, блокам, участкам. Выбирается залежь одного нефтяного горизонта, один из ее блоков или участок. Производится расчет текущей рентабельности на основании показателей разработки за периоды: текущий месяц, квартал, год.

Определяются низкорентабельные блоки, участки, залежи. Проводится оптимизация разработки объекта путем подбора комплекса ГТМ, задавая разные величины отборов, объемы закачки.

Выбирается следующий участок месторождения и по аналогичной схеме оптимизируется работа скважин, которые на нем эксплуатируются.

Рассчитывается прогнозная рентабельность по всему эксплуатационному объекту предприятия.

Сопоставительный анализ вариантов использования новых технологий на конкретных месторождениях при различных экономических условиях позволяет получить ответ – выгодно ли предприятию внедрение данного процесса, возможно ли управление разработкой для выполнения показателей реального проекта разработки (Рис. 2).

Расчеты позволяют сделать вывод о возможности применения комплекса технологий воздействия на пласт в управлении процессом разработки конкретных участков, залежей, месторождений, при различных наборах ГТМ и

ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛИЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Статья посвящена оценке интенсивности проявления аномально-вязких свойств пластовых нефтей месторождений Республики Татарстан. Следствием проявления нефтями аномально-вязких свойств является образование в пласте зон пониженной фильтрации или застойных зон, уменьшение полноты вытеснения нефти и увеличение затрат на добычу. Вязкости нефтей с неразрушенной пространственной структурой до десятка и более раз превышают вязкости этих же нефтей с полностью разрушенной структурой. Интенсивность проявления аномалий вязкости и подвижности нефтей во многом зависит от количества и состава растворенного газа. Даны количественные оценки реологических и фильтрационных характеристик пластовых нефтей, учет которых повысит надежность проектирования разработки и промышленного обустройства месторождений с неьютоновскими нефтями.

Ключевые слова: нефть, вязкость, аномалия, напряжение, асфальтены, фильтрация, разработка.

Эффективность процесса разработки нефтяных залежей, эксплуатация технологического оборудования скважин во многом зависят от состава и свойств нефти, в частности от содержания в ней высокомолекулярных компонентов – смол, асфальтенов, парафина. Эти компоненты

являются основными структурообразующими соединениями и обуславливают проявление нефтями аномально-вязких свойств. Последнее оказывает заметное влияние на фильтрацию нефти, на полноту ее вытеснения из породы.

При разработке месторождений парафинистых неф-

Окончание статьи А.С. Султанова «Регулирование процесса разработки ...»

контролируемых экономических показателях.

Масштабы применения тех или иных технологий увеличения извлекаемых запасов нефти определяются в зависимости от поставленных целей и экономической целесообразности.

Использование экономических критериев позволяет рассчитать вариант максимально возможного охвата фонда скважин комплексом ГТМ, для интенсивного развития нефтедобычи.

Выводы

1. Интенсификация добычи нефти заводненных зон, трудноизвлекаемых запасов возможна при регулировании процесса разработки с применением комплекса технологий воздействия, использовании новых технологических и технических средств.

2. Необходимо создание регулируемой, контролируемой по технологической и экономической эффективности системы разработки при исходной предпосылке: объект разработки, состоящий из множества элементов самостоятельной разработки.

3. Необходимо непрерывное совершенствование, усиление системы заводнения путем организации самостоятельных участков в пределах ранее выделенных эксплуатационных объектов. Создание интенсивной системы разработки с бурением горизонтальных, многозабойных скважин, резки боковых ответвлений, скважин малого диаметра, гидроразрыва пласта, одновременно-раздельная эксплуатация пластов установкой ОРЭ. Управляемое, циклическое воздействие на пласт, в т.ч. с применением МУН, изменения фильтрационных потоков.

4. Организация участков самостоятельной разработки и системы воздействия в пределах линз, создание 5 – 7 точечных элементов с очаговым заводнением исходя из геологических особенностей. Выделение самостоятельных

участков разработки с организацией заводнения пластовой водой (глинистость > 3 – 5%).

5. Благоприятным экономическим условием для стабилизации добычи для «старых», выработанных месторождений и для сверхвязкой нефти на ближайшие три года является снижение налоговой нагрузки и другие стабилизационные программы на Федеральном уровне.

Литература

Муслимов Р.Х. *Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения*. Казань: КГУ. 2003. 596.

Хисамов Р.С. *Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти*. Альметьевск: ТатАСУнефть. 2008. 177.

A.S. Sultanov. **Regulation of the process of oil field development with high depletion level of oil reserves with respect to economic criteria.**

The author studies possibilities of using economic criteria allowing calculation of the option of the maximal coverage of the well stock by a set of geological and technical actions in order to intensify oil production.

Key words: production, enhanced oil recovery (EOR), geological and technical actions (intervention), well stock, depletion of oil reserves.

Альфат Салимович Султанов

К.т.н., зам. главного геолога по производству – начальник технологического управления по разработке нефтяных и газовых месторождений ОАО «Татнефть». Научные интересы: совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, внедрение технологий повышения нефтеотдачи пластов.

423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел.: (8553) 307-245, Факс: (8553) 307-485.

тей с использованием заводнения было отмечено изменение состава и свойств нефти в пористой среде и в скважинах при охлаждении и выделении из нее растворенного газа. Охлаждение нефтей до температуры ниже температуры насыщения парафином сопровождается образованием пространственных структур и проявлением нефтями структурно-механических свойств. Подобные структуры образуются в нефтях и при высоком содержании асфальтово-смолистых веществ. Вязкость таких нефтей оказывается непостоянной, зависящей от величины действующих напряжений сдвига. Аномалии вязкости особенно заметны при малых скоростях сдвига. Такие нефти называют аномальными или неньютоновскими. Аномалии вязкости при фильтрации нефтей в пористых средах приводят к нарушению закона фильтрации Дарси и проявлению нефтями аномалий подвижности.

Аномалии вязкости нефти, нарушения закона Ньютона и закона Дарси при фильтрации часто бывают причиной низкой нефтеотдачи пласта. Анализ результатов разработки большого числа месторождений аномально-вязких нефтей показал, что для этих залежей нефтеотдача значительно ниже, чем при фильтрации, когда аномалии подвижности не наблюдаются. Это было подтверждено нашими исследованиями путем анализа и обобщения практических результатов разработки достаточно большого числа месторождений Башкортостана и других регионов. Однако до настоящего времени при проектировании разработки нефтяных месторождений эти факторы надлежащим образом не учитываются.

Экспериментальные исследования включали изучение процессов течения аномально-вязких нефтей в капилляре и фильтрации в естественных образцах горных пород. По данным опытов строились реологические линии в координатах: «напряжение сдвига (τ) – скорость сдвига (γ)» и «градиент давления ($\text{grad } P$) – скорость фильтрации (V_f)».

Исследования аномально-вязких свойств пластовых нефтей проводили на лабораторной установке, позволяющей определять реологические характеристики нефти в свободном объеме и пористой среде. При изучении течения нефтей через капилляр градиенты скорости сдвига составляли $1,1 \cdot 10^{-2} \div 5,2 \cdot 10^4 \text{ с}^{-1}$, напряжения сдвига $4,5 \cdot 10^{-4} \div 90 \text{ Па}$. Скорости фильтрации нефтей в процессе экспериментов изменялись в пределах $3 \cdot 10^{-3} \div 15 \cdot 10^3 \text{ м/год}$, градиенты давления – $2 \cdot 10^{-4} \div 2 \text{ МПа/м}$.

Типичный график зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига аномально-вязкой нефти приведен на Рис. 1. В большинстве случаев кривые по форме аналогичны кривым С. Оствальда, полученным для структурированных жидкостей. По классификации академика П.А. Ребиндера кривые consistency такой формы характерны для жидкообразных структурированных систем.

Полную кривую consistency можно разделить на три участка: «о-а», «а-б» и «б-в». Характерными для границ участков являются критические напряжения сдвига, определяющие условные границы характерных систем: границу прочности структуры τ_r для области течения нефти с практически неразрушенной структурой и границу предельного разрушения структуры нефти τ_m . По графикам находят два напряжения: критическое напряжение сдвига начала разрушения структуры (ПДНС) – τ_r и критическое напряжение сдвига предельного разрушения

структуры (НСПРС) – τ_m . Оба этих параметра используются при проведении инженерных расчетов процессов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

При напряжениях сдвига меньше τ_r (участка «о-а») график зависимости « γ - τ » практически линейный, т.е. движение нефти в капилляре происходит при постоянной вязкости μ_0 (Рис. 1б). Область «о-а» называется областью с практически неразрушенной структурой в нефти. При напряжениях сдвига больше μ_m (участок за точкой «б».) изменение скорости сдвига в зависимости от τ также происходит по линейному закону. Здесь нефть движется с ньютоновской вязкостью μ_m , что соответствует состоянию течения нефти с полностью разрушенной структурой. В пределах напряжений сдвига от τ_r до τ_m вязкость нефти переменна и по терминологии П.А. Ребиндера называют эффективной вязкостью.

Для оценки аномалий вязкости и подвижности нефти нами дополнительно введены две численные характеристики: индекс аномалий вязкости (ИАВ), определяемый как отношение вязкости нефти с неразрушенной структурой μ_0 к вязкости нефти с предельно разрушенной структурой μ_m ; и индекс аномалий подвижности (ИАП), определяемый как отношение подвижности нефти с предельно разрушенной структурой $(k/\mu)_m$ к подвижности нефти с неразрушенной структурой $(k/\mu)_0$.

С целью обоснования реологических характеристик аномальных нефтей для описания особенностей процесса филь-

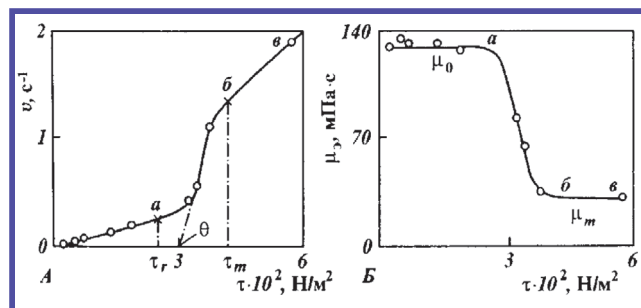


Рис. 1. Реологические характеристики нефтей Таймурзинского месторождения. Зависимость скорости сдвига (А) и эффективной вязкости (Б) от напряжения сдвига.

трации в пористой среде были проведены исследования в естественных образцах нефтенасыщенных пород. Типичный график зависимости скорости фильтрации аномальной нефти от градиента давления приведен на Рис. 2.

Для описания процессов фильтрации необходимо определять следующие реологические характеристики аномально-вязких нефтей:

- градиент динамического давления сдвига (ГДДС) – H ;
- градиент давления предельного разрушения структуры (ГДПРС) – H_m ;

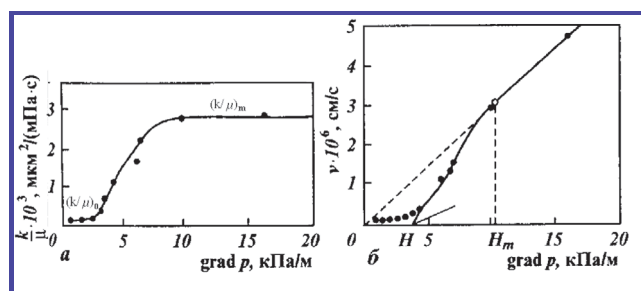


Рис. 2. Изменение подвижности (а) и скорости фильтрации (б) пластовой нефти.

- коэффициент подвижности нефти практически неразрушенной структуры – $(k/\mu)_0$;
- коэффициент подвижности нефти с предельно разрушенной структурой – $(k/\mu)_m$.

Определение перечисленных характеристик аномальных нефтей позволит рассчитать местоположение границ возможных зон проявления нефтями аномально-вязких свойств, что очень важно на стадиях проектирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Нефти представляют сложную систему, состоящую из компонентов с различными свойствами. Проведенные исследования показали, что интенсивность проявления аномально-вязких свойств определяется содержанием в составе нефтей высокомолекулярных компонентов и легких газов (азот, метан). В наших экспериментах с пластовыми нефтями турнейского яруса и бобриковского горизонта месторождений Татарстана количество основных структурообразующих компонентов – асфальтенов изменялось в пределах 5,2... 11,9% масс. Наряду с асфальтенами интенсивность проявления аномалий вязкости определяется наличием в составе нефтей силикагелевых смол и парафинов. Смолы и ароматические углеводороды нефти за счет большей полярности образуют на поверхности мицелл асфальтенов адсорбционные слои. Эти слои обладают стабилизирующим действием и во многом определяют способность нефтей проявлять структурно-механические свойства. Породы продуктивных пластов преимущественно были представлены известняками – турнейский ярус и песчаниками – бобриковский горизонт.

Реологические исследования пластовых нефтей проводились в условиях пропускания через медный капилляр нефтей по двум вариантам. Первый вариант – начиная с минимальных значений объемного расхода при постепенном его увеличении до достижения состояния полного разрушения пространственной структуры в объеме нефти (прямой ход). По второму варианту эксперименты начинались со значений расходов, соответствующих ньютоновской вязкости нефти с последующим уменьшением расходов до минимально возможных (обратный ход).

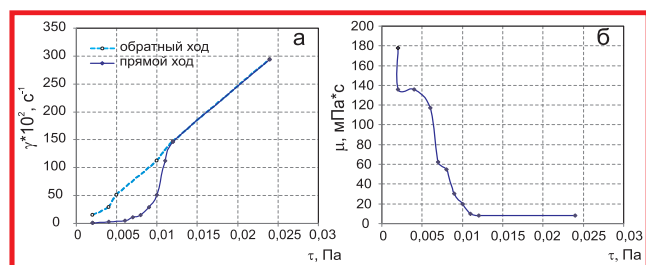


Рис. 3. Линии консистентности и эффективной вязкости пластовой нефти скв.6295 Алексеевского месторождения.

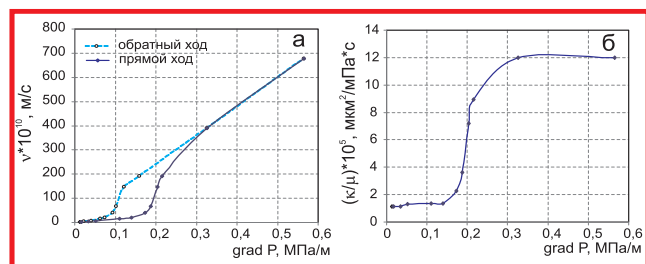


Рис. 4. Динамика скоростей фильтрации и подвижности нефти скв.6295 Алексеевского месторождения при различных градиентах давления.

Как показали анализы у большинства исследованных нефтей четко выражены структурно-механические свойства и аномалии вязкости. Линии консистентности и реологические кривые у нефтей имеют характерную форму, аналогичную кривым типа С. Оствальда (Рис. 3). Многие нефти являются тиксотропными системами, когда степень упрочнения структуры зависит от продолжительности нахождения пробы в покое до начала реологических исследований. С целью проведения опытов в одинаковых условиях все эксперименты по варианту прямого хода проводились с предварительным разрушением тиксотропной структуры нефти путем многократного перемешивания.

Из рисунка 3 видно, что эффективная вязкость нефти является величиной не постоянной и зависит от действующих значений напряжений сдвига. От минимального на-

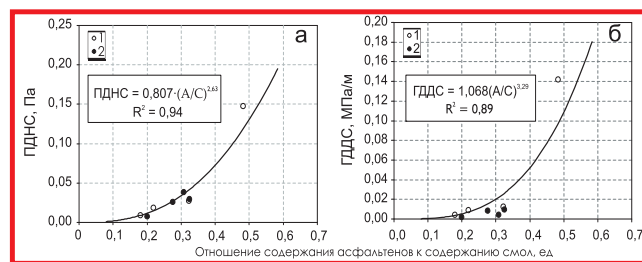


Рис. 5. Зависимость ПДНС (а) и ГДДС (б) нефтей от содержания асфальтенов и смол. 1 – Турнейский ярус, 2 – Бобриковский горизонт.

пряжения сдвига до напряжения, соответствующего m эффективная вязкость нефти скв.6295 Алексеевского месторождения уменьшилась в 21 раз. Таким образом, величина ИАВ для этой нефти составила 21.

Аномалии вязкости нефтей являются одной из основных причин проявления нефтями аномалий подвижности в процессе их фильтрации по каналам в пласте. При градиентах давления ниже H подвижность нефти минимальная. С увеличением градиентов давления подвижность нефтей постепенно увеличивается и достигает максимального значения, равного $(k/\mu)_m$ при градиентах давления больше H_m . Характерные зависимости – фильтрационные характеристики аномально вязкой нефти показаны на Рис. 4. Кроме аномалий вязкости на аномалии подвижности нефтей оказывает проницаемость породы. Наши эксперименты показали, что с уменьшением проницаемости образцов естественных горных пород величина H увеличивается. Как видно из Рис. 4, индекс аномалий подвижности нефти Алексеевского месторождения составил 10,4. Индекс подвижности нефти является следствием влияния проницаемости породы на процессы фильтрации аномально-вязкой нефти.

Аналогичным образом были определены реологические и фильтрационные характеристики пластовых проб нефтей по другим месторождениям. Сведения о результатах этих экспериментов представлены в Табл. 1.

Основные параметры, характеризующие реологические свойства проб пластовых нефтей, определяли с использованием экспериментальных зависимостей перепада давления на концах медного капилляра (длина 2,23 м, диаметр 0,4 мм.) от объемного расхода жидкостей. Для всех проб нефтей при пластовых температурах характерным являлось отличие форм линий течения от формы линии, свойственной ньютоновским жидкостям (Рис. 3). В определен-

ном интервале зависимости градиента скорости сдвига от действующих напряжений сдвига – нелинейная. Отклонения от закона Ньютона происходят вследствие образования в нефти объемной пространственной структуры из высоко-молекулярных компонентов нефти – асфальтенов, смол и парафинов. Такие структуры образуются в нефти даже при температурах выше температуры насыщения нефти парафинами – т.е. обусловлены асфальтенами. При малых значениях напряжений сдвига вязкость нефтей имеет максимальные значения, что соответствует движению нефти в капилляре с практически неразрушенной структурой. Начиная с некоторого значения напряжения сдвига, вязкость нефти уменьшается. Причиной этого является частичное разрушение структуры в нефтях. Разрушение структуры в нефтях продолжается вплоть до момента, когда значения напряжений сдвига достигнут значения, соответствующего напряжению сдвига предельного разрушения структуры (НСПРС). При больших значениях напряжений сдвига вязкости нефтей становятся минимальными и неизменными. На этих участках реологических линий вязкости нефтей можно считать ньютоновскими.

Для пластовых нефтей турнейского яруса (кроме пробы нефти Степноозерского месторождения) величины ПДНС при прямом ходе изменялись в пределах от 0,009 до 0,147 Па. Аналогичные значения ПДНС у нефтей, относящихся к бобриковскому горизонту изменялись от 0,007 до 0,029 Па. По максимальным значениям ПДНС отличались более, чем в 5 раз.

Все исследованные пробы нефтей содержат большое количество основных структурообразующих компонентов – асфальтенов. Это стало причиной того, что после предварительного покоя вязкости нефтей достигали больших значений. Вязкость нефтей турнейского яруса изменялась в пределах 82...893 мПа·с, а нефтей бобриковского горизонта – 270...846 мПа·с. Отличия вязкостей нефтей с неразрушенными и с полностью разрушенными структурами были значительны. Величины ИАВ составили: нефти турнейского яруса – 21,3, бобриковского горизонта – 15,9. Высокие отличия вязкостей с различными состояниями пространственных структур будут оказывать большое

влияние на реальные условия фильтрации нефтей в пласте и полноту их вытеснения.

Помимо исследований особенностей течения нефтей в капилляре изучали условия фильтрации нефтей в образцах естественных кернов. Кривые течения нефтей в породе также имели форму, характерную структурированным жидкостям. Вязкость и подвижность всех проб нефтей определялась значениями действующих градиентов давления (Рис. 4). В опытах по фильтрации нефтей не было отмечено наличие статических градиентов давления – процессы фильтрации нефтей начинались уже при малых значениях скоростей фильтрации. При этом подвижность нефтей была минимальной. При минимальных значениях градиентов давления фильтрация пластовых нефтей в каналах малых размеров происходила при постепенном росте подвижности. Это может быть следствием изменения структурной вязкости нефтей. Наиболее сильное увеличение подвижности нефтей происходило при значениях градиентов давления, соответствующих ГДДС. При этом зависимость скорости фильтрации от градиента давления становилась нелинейной. После достижения в опытах градиентов давления, равных ГДПРС, подвижность становилась максимальной и неизменной. На этих участках линий фильтрация нефтей подчинялась закону Дарси.

Количественные значения граничных градиентов давления у исследованных нефтей достигали (Табл. 1):

– ГДДС у нефтей турнейского яруса – от 0,008 до 0,284 МПа/м, у нефтей бобриковского горизонта – от 0,002 до 0,009 МПа/м;

– ГДПРС у нефтей турнейского яруса – от 0,011 до 0,378 МПа/м, у нефтей бобриковского горизонта – от 0,003 до 0,013 МПа/м.

Проявление нефтями аномалий подвижности сопровождалось значениями индекса аномалий подвижности (ИАП) от 1,2 до 17,0. Большие отличия в значениях ИАП могут быть связаны с количественным содержанием в составе нефтей высокомолекулярных углеводородов.

По результатам проведения экспериментов были построены зависимости основных показателей, характеризующих интенсивность проявления нефтями аномально-

| Показатели | Горизонт (ярус) | | | | | | | | |
|--|--------------------------|--------|--------|---------------|--------------|--------|--------|--------|--------|
| | турнейский | | | | бобриковский | | | | |
| | Месторождение (скважина) | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Реологические параметры | | | | | | | | | |
| ПДНС при прямом ходе, Па | 0,018 | 0,009 | 0,027 | 0,009...0,147 | 0,034 | 0,026 | 0,007 | 0,029 | 0,038 |
| ПДНС при обратном ходе, Па | 0,009 | 0,005 | 0,014 | 0,05...0,078 | 0,018 | 0,013 | 0,003 | 0,015 | 0,020 |
| НСПРС при прямом ходе, Па | 0,024 | 0,013 | 0,037 | 0,012...0,198 | 0,047 | 0,035 | 0,010 | 0,040 | 0,052 |
| НСПРС при обратном ходе, Па | 0,013 | 0,007 | 0,020 | 0,006...0,105 | 0,025 | 0,019 | 0,008 | 0,021 | 0,028 |
| Вязкость нефти с разрушенной структурой, мПа·с | 46 | 186 | 42 | 5...18 | 404 | 23 | 500 | 28 | 363 |
| Вязкость нефти с неразрушенной структурой, мПа·с | 893 | 803 | 508 | 82...330 | 6453 | 270 | 804 | 446 | 2230 |
| ИАВ | 19,4 | 4,3 | 12,1 | 14,6...21,3 | 15,9 | 11,7 | 1,6 | 15,9 | 6,1 |
| Фильтрационные параметры | | | | | | | | | |
| Проницаемость образца породы, мкм ² | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,003...0,010 | 0,018 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,386 |
| ГДДС при прямом ходе, МПа/м | 0,019 | 0,0084 | 0,0253 | 0,092...0,284 | 0,023 | 0,0081 | 0,0020 | 0,0094 | 0,0040 |
| ГДДС при обратном ходе, МПа/м | 0,009 | 0,0042 | 0,0126 | 0,046...0,142 | 0,011 | 0,0041 | 0,0010 | 0,0047 | 0,0020 |
| ГДПРС при прямом ходе, МПа/м | 0,026 | 0,0118 | 0,0342 | 0,123...0,378 | 0,031 | 0,0114 | 0,0033 | 0,0131 | 0,0060 |
| ГДПРС при обратном ходе, МПа/м | 0,013 | 0,0062 | 0,0174 | 0,062...0,189 | 0,016 | 0,0060 | 0,0027 | 0,0068 | 0,0032 |
| Подвижность нефти с разрушенной структурой $\mu\text{м}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ | 8,69 | 2,72 | 11,9 | 6,7...50,0 | 2,7 | 156 | 7,53 | 136 | 0,0071 |
| Подвижность нефти с неразрушенной структурой $\mu\text{м}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ | 1,34 | 1,47 | 0,8 | 0,48...4,59 | 0,17 | 9,2 | 5,25 | 11,5 | 0,0011 |
| ИАП | 6,5 | 1,8 | 14,9 | 10,6...16,2 | 16,0 | 17,0 | 1,2 | 11,8 | 6,3 |

Табл. 1. Реологические и фильтрационные параметры пластовых нефтей. 1 – Красногорское (скв.12607), 2 – Демкинское (скв. 4707), 3 – Березовское (скв.2142), 4 – Алексеевское (скв.6295, 6439), (6738, 6784), 5 – Степноозерское (скв.2252), 6 – Тюгеевское (скв.17523), 7 – Демкинское (скв.4664), 8 – Беркет-Ключевское (скв.11794), 9 – Степноозерское (скв.2037, 2156).

вязких свойств – ПДНС и ГДДС от содержания в составе проб нефтей асфальтенов и смол. Графики этих зависимостей представлены на Рис. 5. Как видно из рисунка величины граничных напряжений и давлений сдвига нефтей турнейского яруса и бобриковского горизонта хорошо согласуются с количественным содержанием асфальтенов (А) и смол (С). Эти зависимости с достаточной надежностью аппроксимируются эм-

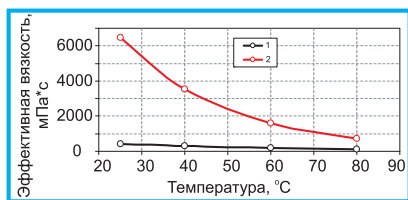
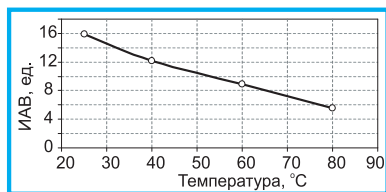


Рис. 6. Эффективная вязкость пластовой нефти скв. 2252 при различных температурах. 1 – с разрушенной структурой, 2 – с неразрушенной.

Рис. 7. Влияние температуры на ИАВ пластовой нефти скв. 2252.



пирическими кривыми и могут быть применены для прогноза интенсивности проявления нефтями аномалий вязкости и подвижности в пластовых условиях.

Из всех исследованных пластовых нефтей выделяются пробы нефти Степноозерского месторождения. Эти нефти обладают очень высокими значениями вязкости - при пластовой температуре динамическая вязкость дегазированной нефти из турнейских и бобриковских отложений достигала, соответственно, 810 и 986 мПа·с. Такие значения вязкости являются причиной потери текучести дегазированных нефтей при пластовых температурах. На базе проб дегазированных нефтей нами были рекомбинированы пробы пластовых нефтей путем растворения в объеме нефти требуемых количеств газообразных компонентов. Подготовленные таким образом пробы нефтей затем были подвергнуты исследованиям по определению реологических и фильтрационных параметров.

Как показали эксперименты, пластовые пробы нефтей приобрели текучесть, но при этом значения вязкости нефтей с неразрушенной структурой достигали огромных величин – 6453 мПа·с. Интенсивность роста эффективной вязкости рекомбинированных проб нефтей наиболее сильно произошла в пробе нефти из турнейских отложений. Вязкость нефти с неразрушенной структурой пробы бобриковского горизонта была практически в три раза меньше и составила 2230 мПа·с.

В связи с трудностями обеспечения условий текучести нефтей Степноозерского месторождения нами были проведены эксперименты по изучению влияния температуры на реологические параметры нефтей (Рис. 6, 7). Как видно из графиков нагрев нефтей до температуры 80 °С привел к уменьшению динамической вязкости нефти как с разрушенной, так и с неразрушенной структурой. Вязкость нефти с неразрушенной структурой (прямой ход) в результате нагрева до 80 °С уменьшилась в 9,1 раза и составила 712 мПа·с. Вязкость нефти с разрушенной структурой при таком же нагреве уменьшилась только в 3,2 раза и составила 127 мПа·с. Соответственно, ИАП нефти в результате нагрева также уменьшился приблизительно в три раза. Это означает, что влияние повышенной температуры сильнее сказывается на уменьшении вязкости нефтей с неразрушенной структурой, нежели вязкости нефти с разрушенной структурой.

Выводы

1. Отличительными особенностями исследованных проб нефтей турнейского яруса и бобриковского горизонта месторождений Татарстана являются:

– высокие значения плотности и вязкости дегазированной

ных нефтей, что объясняется повышенным содержанием в их составе асфальто-смолистых веществ;

– высокие значения вязкости пластовых нефтей при низких значениях газового фактора;

– при низких значениях газового фактора пластовых нефтей отмечено высокое содержание в попутном газе азота – компонента, способствующего интенсификации проявления аномально-вязких свойств.

2. Образцы исследованных нефтей при температуре, равной пластовой, обладают аномалиями вязкости и подвижности, и их можно отнести к классу неньютоновских нефтей.

3. Фильтрация исследованных нефтей через образцы естественных горных пород происходит при высоких значениях граничных градиентов давления, низких и переменных значениях подвижности нефти, что, безусловно, будет отрицательно сказываться на процессе извлечения нефти из пласта и должно учитываться при проектировании разработки залежей.

4. Уменьшение вязкости нефтей при повышении температуры происходит более интенсивно для нефтей с неразрушенной структурой, чем с рарушенной.

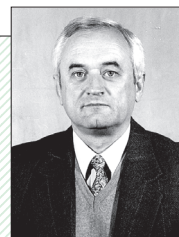
R.N. Diyashev, Y.V. Zeigman, R.L. Rahimov. Research on viscosity anomaly of formation oil on the fields of the Republic of Tatarstan

The article deals with the assessment of intensity of quasi-viscous properties displayed by formation oil on the fields of the Republic of Tatarstan. As a result of quasi-viscous properties, displayed by oil, low-filtration or stagnant zones are formed in the reservoir, oil displacement is reduced and production costs are increased. Oil viscosity with a non-destructive spatial structure exceed by a degree and even more the viscosity of oil of the same kind with a completely destructed structure. The intensity of viscosity anomaly display and oil mobility depends to a large extent on the quantity and composition of the dissolved gas. The article represents quantitative assessment of rheological and filtration properties of formation oil. Taking them into account shall increase reliability of development design and construction of facilities for the fields with non-Newtonian oil.

Keywords: oil, viscosity, anomaly, tension, asphaltenes, filtration, development.

Юрий Вениаминович Зейман

Профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений». Научные интересы: исследование особенностей фильтрации различных жидкостей в нефтегазонасыщенных средах, реология пластовых нефтей.



Уфимский гос. нефтяной технический университет. 450062, Россия, РБ, Уфа, ул. Космонавтов, 1. Тел.: (8347) 243-17-71.

Рустем Ленарович Рахимов

Начальник отдела геологии и разработки месторождений. Научные интересы: геология и разработка нефтяных месторождений.



ОАО «Татнефтеотдача», Россия, РТ, г. Альметьевск, ул. Шевченко, 9а. Тел.: (8553) 37-15-89.