

Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири в публикациях журнала «Нефтяное хозяйство»

В.М. Ревенко, В.А. Попов, С.Н. Бастриков
(ОАО «СибНИИНП»)

Проблемы разработки и эксплуатации на начальном этапе освоения нефтяных месторождений Западной Сибири

В начальный период освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции были открыты крупнейшие высокопродуктивные месторождения с запасами в сотни миллионов тонн и дебитами скважин более 100 т/сут: Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Правдинское, Мамонтовское, Федоровское и другие, а также гигантское Самотлорское месторождение с запасами в миллиарды тонн нефти и с дебитами скважин до 1000 т/сут и более. На том этапе имелась возможность вводить в разработку большие объемы высокопродуктивных запасов, что привело к излишней эйфории и ряду просчетов, которые существенно усложнили процесс разработки месторождений. В органах политического управления страной сформировалось мнение о возможности открытия в Тюменской области несколько десятков Самотлоров и доведения добычи нефти до 500 - 600 млн. т/год.

Исходя из такой концепции, предполагалось, что длительное время будет разбуриваться в основном высокопродуктивные участки и требуемая добыча будет достигнута с использованием редких сеток и сравнительно небольшим фондом скважин. Падение добычи по мере выработки высокопродуктивных зон намечалось компенсировать вводом новых высокопродуктивных гигантов, а ввод в разработку низкопродуктивных пластов, обширных водоплавающих и подгазовых зон откладывался на достаточно удаленную перспективу. Извлекать жидкость на поверхность предполагалось длительное время фонтанным способом.

Основные проблемы в области разработки месторождений виделись, наряду с поверхностным обустройством, в технологии и организации буровых работ в условиях промышленно не освоенных, заболоченных северных территорий. В данном направлении и были сосредоточены основные усилия и ресурсы.

В период становления регионального нефтедобывающего комплекса (конец 60-х – начало 70-х годов) перед буровиками Западной Сибири стояла основная задача - в короткие сроки построить как можно больше скважин, поэтому во главу угла ставился 1 м проходки. Наверное, в то время такая задача была оправдана, хотя отраслевые наука и техника не могли в полной мере обеспечить качество строительства скважин, эффективное вскрытие пластов, не говоря уже о решении проблем охраны окружающей природной среды и недр.

Сложные географические и климатические условия Тюменского Севера потребовали применения небывалых в миро-

вой практике масштабах кустового способа разбуривания нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами и разработки качественно новых технологий их строительства. Возникли технико-технологические и экономические проблемы, связанные с качеством выполнения проектных профилей, пересечением стволов бурящихся и ранее пробуренных скважин, прихватами бурильного инструмента, снижением эксплуатационной надежности внутрискважинного оборудования (ВСО). Проявилось противоречивое влияние кустового метода разбуривания месторождений на технологические и экономические показатели.

В этот период ученые отраслевых институтов (ВНИИБТ, Гипротюменнефтегаз и др.) принимали непосредственное участие в проводке кустовых наклонно направленных скважин и практическом обучении технологов буровых управлений, внедрении новых технологий и техники, новых методов забойного ориентирования бурильной колонны, отклоняющих компоновок, конструкций и профилей наклонно направленных скважин. Большая работа проводилась по предупреждению аварий и осложнений.

Уже в 1966 г. Усть-Балыкской конторой бурения, при участии сотрудников Гипротюменнефтегаза, ВНИИБТ и технологической службы Главтюменнефтегаза с рекордным в то время отклонением забоя от вертикали 1258 м была успешно пробурена скв. 531, а в 1967 г. построен первый в Западной Сибири куст из пяти скважин, который положил начало широкому применению этого прогрессивного метода на других месторождениях.

Большую помощь во внедрении новых технических решений в производство оказывали Виктор Иванович Муравленко – начальник Главтюменнефтегаза и Мидхат Назифуллин – его заместитель по бурению. Именно в этот период получил интенсивное развитие турбинный способ бурения с гидромониторными долотами в условиях наклонно направленного строительства скважин с кустовых оснований, были разработаны передвижные буровые установки в крупноблочном исполнении БУ-3000 ЭУК для кустового бурения.

В области технологии бурения основное внимание уделялось разработке рациональных режимов бурения, которые бы наиболее полно учитывали возможности применяемого оборудования. В период 1966-1969 гг. эти задачи решались на основе промысловых исследований. Изучалось влияние некоторых режимных параметров (осевой нагрузки, расхода промывочной жидкости) на механическую скорость бурения. Проводились испытания различных типов забойных двигателей и породоразрушающего инструмента. Естественно, что

на страницах журнала «Нефтяное хозяйство» отражены все проблемы того периода, в том числе разработки принципиально новых технических решений и технологий при строительстве скважин, основные из них:

- лежнево-песчаные основания и дороги для монтажа и перетаскивания буровых установок, а в дальнейшем – использование для этих целей гидронамыва грунта;

- разработка техники и технологии кустового наклонно направленного бурения скважин, позволившего сконцентрировать в пределах искусственной площадки на болотистой местности до 16-80 скважин;

- создание и внедрение гидромониторных долот и высокомоментных турбобуров с турбинами точного литья;

- переход от амбарной к емкостной циркуляционной системе в сочетании с ситоциклоном очисткой бурового раствора от твердой фазы;

- внедрение эффективных реагентов для обработки бурового раствора.

Методам и технологиям решения возникших проблем рассматриваемого периода посвящено огромное число статей, включая статьи ученых и специалистов, внесших значительный вклад в развитие отрасли.

Решение перечисленных технологических задач позволило успешно проводить огромный объем буровых работ в Западной Сибири, что обеспечивало плановый и сверхплановый рост добычи.

Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири на этапе достижения и удержания максимума добычи нефти

По мере ведения геолого-разведочных работ вместо гигантских нефтяных открывались газовые месторождения. Однако, исходя из политической конъюнктуры, необходимой корректировки перспективных уровней добычи нефти проведено не было, и вся нагрузка легла на ранее открытые крупные месторождения. Высокие плановые задания по добыче нефти требовали уплотнения сеток скважин в высокопродуктивных зонах, форсирование отборов жидкости, усиления системы поддержания пластового давления (ППД), активного вода в разработку трудноизвлекаемых запасов низкопродуктивных пластов, обширных водоплавающих и подгазовых зон. Соответственно усложнились задачи не только у геологов-разработчиков, но и у буровиков и добычников.

Так, в области бурения дополнительно требовалось решать проблемы проводки стволов для формирования по разрезу нескольких объектов разработки, часто при наличии газовых шапок, и пластов, находящихся в активной эксплуатации, которая сопровождалась как повышенными, так и пониженными пластовыми давлениями. Необходимо было добиваться более высокого качества строительства скважин, снижения степени загрязнения призабойных зон и получения более высоких притоков нефти в низкопроницаемых, высокорасчлененных пластах, улучшения качества крепления скважин на участках с тонкими разделами между нефтеносными, водоносными и газоносными прослоями. Вследствие применения активных систем ППД возникли проблемы с разрушением колон и др. В области добычи нефти проблемы были связаны с форсированием отборов, падением пластовых давлений, переходом на режим разгазирования, прорывом газа из газовых шапок, организацией и функционированием активных систем ППД. Быстрое обводнение скважин требовало массового перехода на механизированный способ добычи.

Отрасль была практически не готова к проявившимся проблемам и осложнениям. Фактически не было необходимого добычного оборудования, материалов, реагентов и технологий. Для преодоления возникших проблем предпринимались

огромные усилия по адаптации и активному использованию требуемых технических средств и технологий, а также по созданию отечественных аналогов.

Все возникшие проблемы, методы и результаты их решения нашли самое активное и широкое отражение на страницах журнала «Нефтяное хозяйство».

Геология и разработка

Основной задачей, которую должны были решать геологи и разработчики на данном этапе, было увеличение отборов нефти на ранее введенных месторождениях.

Концептуальные вопросы перспективы добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, обобщение получаемых результатов и предложения по дальнейшему совершенствованию технологий разработки активно обсуждались и освещались в многочисленных публикациях журнала ведущими учеными и специалистами отрасли. Это работы Э.М. Халимова, В.В. Гнатченко, В.Е. Лещенко, П.Ф. Храмова, В.Е. Гавуры (Миннефтепром); Ф.Г. Аржанова, Ю.Б. Фаина, А.С. Кувшинова («Главтюменнефтегаз»); Н.К. Праведникова, Е.П. Ефремова, А.Г. Телишева (СибНИИ НП) и других авторов. В результате принятых мер перспективные планы по добыче нефти, вплоть до конца 80-х годов двадцатого столетия были выполнены.

Наряду с концепциями и комплексным обобщением полученных результатов публиковались многочисленные статьи по специальным вопросам разработки. Укрупнено можно выделить ряд наиболее актуальных в данный период тем.

Усиление систем разработки

В сложившихся условиях выполнение установленных плановых заданий было возможным только за счет ускоренного ввода новых месторождений в разработку и постоянного увеличения темпов отборов нефти на разрабатываемых месторождениях. Ситуация требовала усиления систем разработки, которое проводилось в направлении разукрупнения эксплуатационных объектов, перехода от рядных систем к блочно-замкнутым, а затем к очагово-площадным. Этой теме в журнале посвящено большое число статей, например, работы В.У. Литвакова, И.Ф. Ефремова («Нижневартовскнефтегаз»), С.С. Николаева («Красноленинскнефтегаз»), Р.Е. Софина (НГДУ «Урайнефть»); М.Л. Сургучева, Б.Т. Баишева, Н.Н. Егурцова (ВНИИ); В.М. Ревенко, М.Г. Гарипова, Г.К. Белевича (СибНИИ НП) и других авторов.

Так как усиления систем разработки проводилось в ускоренном режиме, фактически без этапа опытно-промышленных работ, публикации по методике обоснования решений и получаемым промысловым результатам имели большую практическую ценность.

Разработка низкопроницаемых коллекторов

Разведанного объема высокопродуктивных запасов было недостаточно для поддержания перспективных уровней добычи без вовлечения в активную разработку низкопроницаемых объектов юрских и ачимовских отложений, а также низкопроницаемых интервалов и зон глинизации коллекторов вышележащих и разрабатываемых горизонтов. К сожалению, высокие удельные затраты на добычу нефти из низкопроницаемых объектов, невысокое качество насосного и другого оборудования, отсутствие в отрасли необходимых технических средств для проведения гидроразрывов пластов (ГРП) и других высокотехнологичных работ не позволяли удовлетворительно решать проблему разработки низкопроницаемых коллекторов. Поиску приемлемых решений данной проблемы были посвящены работы И.Ф. Ефремова («Томскнефть»), Н.А. Прокошева (НГДУ «Быстринскнефть»); Н.К. Праведникова, В.М. Ревенко, А.К. Багаудинова, Л.С. Бриллианта (СибНИИ НП) и других авторов.

Выполненные исследования и накопленный промысловый опыт послужили в последующие периоды основой для работ по активному вовлечению в разработку значительного объема низкопродуктивных запасов.

Разработка подгазовых зон и залежей с повышенным газо-содержанием

Необходимость выполнения установленных плановых заданий заставляла ускоренно вводить в разработку высокопродуктивные запасы прилегающих к газовым шапкам и подгазовых зон на Самотлорском, Варьеганском, Северо-Варьеганском, Лянторском и других нефтегазовых месторождениях. Сразу же возникла проблема осложнений, связанных с развитием режимов разгазирования, прорывами газа из газовых шапок, гидратообразованием, нефтеотдачей и др. На месторождениях с разной степенью успешности проводился огромный объем работ по предотвращению или снижению отрицательных последствий повышенных газопроявлений.

Этой работе посвящены публикации В.М. Юдина, В.Е. Лещенко, В.Е. Гавуры (Миннефтепром); А.С. Кувшинова, Н.Е. Павлова, («Главтюменнефтегаз»), Н.Я. Медведева («Сургутнефтегаз»); М.Л. Сургучева, А.К. Курбанова, В.В. Исайчева, Г.Ю. Шовкринского (ВНИИнефть); Е.П. Ефремова, А.Г. Телишева, В.М. Ревенко, Г.М. Ярышева, В.И. Шилова, А.Г. Малышева (СибНИИИМП) и других авторов.

Приобретенный в Западной Сибири опыт несомненно найдет применение в процессе освоения нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и шельфа.

Разработка водонефтяных зон и недонасыщенных коллекторов

Одновременно с подгазовыми зонами активно вводились в разработку водонефтяные зоны и объекты с пониженной нефтенасыщенностью, значительное число которых было открыто в Ямало-Ненецком автономном округе.

Разработка запасов данной категории осложнялась быстрым ростом обводненности и небольшой накопленной добычей на пробуренную скважину. Повышению эффективности разработки водонефтяных зон и недонасыщенных коллекторов в геологических условиях Западной Сибири посвящены публикации Р.Н. Мухаметзянова, А.С. Блоха, А.Т. Кондратюка, В.Е. Гавуры, В.В. Белоногова («Ноябрьскнефтегаз»), М.В. Павлова (НГДУ «Муравленковскнефть»), В.А. Ревнивых («ЗапСибнефтегеофизика»), П.И. Забродина, А.Г. Ковалева, В.А. Казакова (ВНИИ), В.П. Сонича, А.С. Касова (СибНИИИМП) и других авторов.

Накопленный опыт не теряет актуальности и широко применяется на месторождениях, находящихся в длительной разработке.

Регулирование разработки месторождений

Высокие темпы отборов, применение с самых ранних стадий разработки активных систем ППД естественно привели к высоким темпам обводнения скважин, поэтому решению задачи снижения водопритоков и водонефтяного фактора уделялось много внимания. Активно применялись методы регулирования процессов разработки включающие изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Технологиям и результатам их внедрения посвящено большое число публикаций разных авторов, в том числе В.У. Литвакова, Н.С. Галеева, Н.П. Дунаева, Н.С. Кувшинова («Главтюменнефтегаз»), О.А. Московцева («Юганскнефтегаз»), Р.В. Коробовкина (НГДУ «Юганскнефть»), Л.М. Копылова, С.С. Николаева, А.И. Мельникова, Р.А. Данилина («Красноленинскнефтегаз»); В.В. Исайчева, В.А. Казакова, В.П. Андреева (ВНИИ); М.Ф. Свищева, А.Г. Телишева, А.И. Вашуркина, В.С. Евченко, А.Н. Янина, Е.Л. Кисарева,

М.Г. Гарипова, Г.К. Белевича (СибНИИИМП), А.А. Вайгель, Ю.М. Свищева (НижневартовскНИПИнефть).

К началу 90-х годов двадцатого столетия технологии регулирования процессов разработки были доведены до уровня стандартных и обязательных геолого-технических мероприятий.

Все перечисленные процессы в области геологии и разработки развивались в едином комплексе с процессами в области строительства скважин, добычи и подготовки нефти.

Строительство скважин

В X и XI пятилетках объемы бурения увеличивались чрезвычайно высокими темпами. В этот период ученые и специалисты добывающих предприятий все настойчивее поднимали вопрос о качестве строительства скважин. Вопросы повышения качества строительства скважин были рассмотрены многими авторами, в том числе А.Г. Аветисовым, А.А. Арутюновым, А.Н. Бурькиным, Г.Т. Вартумяном, А.Т. Кошелевым, А.И. Пеньковым, В.И. Рябченко (ВНИИКРНефть); А.Ф. Федоровым, К.М. Солодким, А.Г. Калинин, А.С. Повалихиным (ВНИИБТ).

Общественность и административные органы стали поднимать вопрос о компенсации за нанесенный ущерб окружающей природной среде. Это потребовало от нефтяных компаний – владельцев лицензионных участков, применения новых технологий и форм организации работ, снижающих отрицательное техногенное воздействие на территории производственной деятельности. Появились публикации по решению данной проблемы В.И. Рябченко, В.Ю. Шеметова, Н.А. Кушнаренко (ВНИИКРнефть). Исследования этих и других авторов легли в основу многих основополагающих руководящих документов, методических пособий и нормативных актов в области охраны окружающей среды при строительстве скважин.

Достигнутый прогресс в области бурения скважин стал основой для достижения добычи нефти на уровне 1 млн. т/сут.

Технология добычи и подготовки нефти

Основным фактором, сдерживающим добычу нефти, являлось техническое отставание отрасли. Так, для легких нефтей высокодебитного Самотлорского месторождения отсутствовали высокопроизводительные насосы, а имеющиеся не могли надежно работать из-за высоких газовых факторов. Постоянно происходили срыв подачи и выход насосов из строя. Газосепараторов и диспергирующих устройств для ЭЦН не было. В этих условиях более рациональным являлся газлифтный способ добычи нефти, но необходимое отечественное оборудование не производилось, а вопрос закупки его за рубежом решался крайне медленно. Кроме того, в нефтепромысловом оборудовании происходило отложение солей и парафина. Оборудование для сепарации нефти и газа на ДНС и КСП из-за высоких газовых факторов не обеспечивало качество разгазирования нефти. Газ с большим количеством нефти поступал в газопроводы, предназначенные для транспорта его на ГПЗ или другим потребителям. Создаваемые в газопроводах нефтяные «пробки» приводили к аварийным ситуациям. Требовалась остановка скважин и продувка газопроводов от нефти в атмосферу, при этом терялось много нефти и загрязнялась окружающая территория.

В этот период СибНИИИМП и ВНИИнефть совместно с нефтедобывающими предприятиями был проведен огромный объем работ по исследованию и выбору рациональных способов эксплуатации нефтяных скважин. В качестве основного способа добычи нефти из высокодебитных скважин Самотлорского и Федоровского месторождений был выбран газлифт. Исследования по применению этого способа эксплуатации скважин на указанных месторож-

денях отражены на страницах журнала специалистами Главтюменнефтегаза: Ф.Г. Аржановым, Г.С. Ли, В.А. Башиным, А.Е. Кавказовым, СибНИИНП: Н.С. Марининым, В.А. Поповым, Е.П. Эрээ, Н.П. Гречневим, В.А. Леоновим; ВНИИнефти: Р.А. Максutowим, А.Р. Капланом и другими.

Извлечение из недр запасов нефти в условиях ППД нагнетаемой в пласт водой сопровождалось отложением солей и парафина в насосно-компрессорном оборудовании, образованием гидратных пробок, развитием заносного биоценоза и коррозией нефтесборных сетей. Особенно значительно проблема отложения солей ЭЦН осложняла добычу нефти на Самотлорском месторождении. Насосы выходили из строя за 7-15 сут с начала работы. Острота и нерешенность проблемы отражена в публикации Ф.Г. Аржанова, Н.П. Дунаева и Р.И. Медведского.

Комплексное изучение проблемы солеотложения и механизма ингибирования роста кристаллов было выполнено специалистами Гипротюменнефтегаза, а в последующем - СибНИИНП под руководством Г.М. Ярышева, учеными Уральского государственного института во главе с В.М. Балакиным и специалистами Академии наук под руководством Е.Н. Дьяконовой. За неполных два года были созданы отечественные ингибиторы солеотложения типа ПАФ (летний и зимний), ОЭДФ, твердые ингибиторы солеотложения и организовано их производство на Новочебоксарском химкомбинате. Отечественные ингибиторы солеотложения не только не уступают импортным по эффективности, но и являются одновременно ингибиторами коррозии, повышают нефтеотдачу и улучшают деэмульсацию. Созданный в процессе решения проблемы солеотложения научный потенциал позволяет и в настоящее время решать стоящие перед нефтедобывающей отраслью проблемы.

Для решения проблем, сдерживающих развитие добычи, сбора и подготовки нефти, специалистами СибНИИНП, «Гипротюменнефтегаза» и «Главтюменнефтегаза» были подобраны объекты для создания опытно-промышленных полигонов на Усть-Балыкском и Самотлорском месторождениях. На полигонах совершенствовались технология и техника, испытывались и отработывались новые разработки.

Выполненные на опытно-промышленных полигонах исследования позволили решать проблему сбора и подготовки товарной нефти на действующих месторождениях, обустроенных с использованием традиционного нефтепромыслового оборудования. Результаты исследований явились основой создания новой технологии, разработки, проектирования и внедрения на месторождениях блочных автоматизированных установок для сбора, транспорта нефти, обеспечивающих глубокое обезвоживание и обессоливание нефти с одновременной подготовкой нефтяного газа и очисткой сточных вод для целей ППД.

По сравнению с ранее применявшимися разработанная система обеспечивала сокращение сроков ввода месторождений в 2-3 раза, экономию капитальных вложений в 1,5-2 раза, высокую эффективность в эксплуатации. Все эти разработки в различные годы были опубликованы в журнале «Нефтяное хозяйство».

Созданные промысловая техника и технология в области добычи, сбора и подготовки продукции скважин и их внедрение в производство стали основой для ускоренного и эффективного освоения нефтяных месторождений Западной Сибири.

Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири на этапе перехода к рыночной экономике

В целом в период первого этапа развития на территории Западной Сибири в кратчайшие исторические сроки был соз-

дан мощный нефтедобывающий комплекс, рассчитанный на добычу нефти на уровне не ниже 400 млн. т/год.

Начавшаяся политическая нестабильность не позволила реализовать принятые программы. В результате с 1989 по 1998 г. был допущен спад добычи нефти с 394 млн. до 187,8 млн. т/год. В 1999 – 2004 гг. в связи с повышением мировой цены на нефть наблюдался рост объема работ, что немедленно отразилось на динамике добычи нефти.

Анализ состояния дел в нефтедобывающем комплексе Тюменской области показывает, что достигнутое улучшение недостаточно для обеспечения дальнейшего роста и достижения целевых показателей Энергетической стратегии России. Приросты добычи нефти по Тюменской области в 2000-2004 гг. получены в основном за счет следующих факторов.

Во-первых, осуществлялся активный ввод в разработку Приобского месторождения (НК «ЮКОС»), Сугмутского месторождения (НК «Сибнефть»), Тяновского месторождения (НК «Сургутнефтегаз») и других объектов, находящихся на начальной стадии освоения. Новые скважины, как правило, осваивались с применением ГРП, а эксплуатация осуществлялась на форсированных режимах.

Во-вторых, практически все пробуренные до 1990 г. скважины имели неиспользуемые потенциалы добычи из-за отсутствия в отрасли технических средств, обеспечивающих хорошее вскрытие и освоение скважин, необходимую надежность и производительность оборудования при механизированной добыче. Начальные дебиты нефти были существенно ниже потенциальных. Из-за низких наработок на отказ насосных установок скважины многократно ремонтировались, а каждое глушение снижало текущий дебит на 10 – 20 %.

Как только добывающие предприятия получили возможность закупать современное оборудование, применение его позволило без больших капитальных вложений наращивать объемы добычи по ранее пробуренному фонду скважин.

К сожалению, эти резервы ограничены и начинают исчерпываться и все активнее проявляются проблемы, связанные с качеством текущей ресурсной базы, несоответствием базовых технико-экономических критериев реализуемых проектов разработки новым рыночным условиям, состоянием технического и технологического оснащения отрасли.

Качество текущей ресурсной базы

Основной объем запасов категории C_1 был введен в разработку до 1991 г. К настоящему времени высокопродуктивные запасы в значительной мере выработаны.

Дополнительно осложняет ситуацию происшедший в 90-е годы процесс массовых остановок скважин по техническим и экономическим причинам, приводивший к стихийному разуплотнению сеток скважин и разрушению систем заводнения. В результате расформировывались зоны стягивания, образовывались дополнительные целики заблокированной водой нефти, резко увеличивались темпы обводнения и падения добычи нефти.

Анализ показывает, что более 1/3 текущих запасов вырабатываются скважинами с дебитом ниже 5 т/сут, а доля относительно продуктивных запасов по скважинам с дебитом более 100 т/сут практически нулевая.

Из-за фактического отсутствия заинтересованности компаний в геолого-разведочных работах прирост запасов нефти за последние годы не покрывает добычу и списание запасов, не подтвержденных в ходе эксплуатационного бурения; при этом открывались преимущественно низкопродуктивные объекты с извлекаемыми запасами 1-5 млн.т.

Таким образом, перспективы добычи нефти на ближайшие 10 лет будут связаны с доразработкой старых месторождений.

Проблема несоответствия базовых технико-экономических критериев реализуемых проектов разработки новым рыночным условиям

В настоящее время с позиций экономики разработка месторождений Западной Сибири осуществляется в условиях действия двух противоречивых факторов. С одной стороны, экономическое регулирование нефтедобывающей отрасли уже осуществляется по новому законодательству переходного периода к рыночным отношениям. С другой стороны, разработка месторождений базируется на долгосрочных технологических решениях, принятых в период плановой экономики.

Запроектированные системы рассчитаны на непрерывное функционирование во многих случаях до конца разработки. Они могут успешно решать свои задачи только при соблюдении заложенных условий по материально-техническому и финансовому обеспечению. Заложенные в формировании проектных систем разработки концепции и критерии являются первоисточником складывающейся ситуации в нефтедобыче, поэтому кратко рассмотрим основные действовавшие положения.

Во-первых, ранее задача получения коммерческой прибыли на этапе добычи нефти не ставилась, нефть рассматривалась как давальческий сырьевой и топливный ресурс для народного хозяйства. Во-вторых, для освоения месторождений и их доразработки на поздних стадиях согласно долгосрочным программам обеспечения страны углеводородным сырьем выделялись целевые инвестиции, необходимые для реализации запроектированных технологий.

При постановке запасов на баланс страны и проектировании разработок действовали нормативы замыкающих затрат на объект разработки в 65 руб/т нефти и предельных эксплуатационных затрат на отключение скважин в 150 руб/т, что эквивалентно 100 долл/т по замыкающим затратам и 235 долл/т по предельным эксплуатационным. Практически это были нормативы прямых затрат на производство без налогообложения. На основе данных концепций и нормативов проектировались системы и технологии разработки.

Действовавшие ранее критерии позволяли:

- выделять на месторождениях несколько объектов разработки и организовывать избирательное воздействие на запасы, качественно различающиеся по технологиям извлечения;
- разбуривать объекты разработки по плотным сеткам (до 9 га/скв), которые обеспечивали охват процессом вытеснения на уровне 80 - 90 %;
- разбуривать краевые зоны с нефтенасыщенными толщами до 1 - 2 м;
- эксплуатировать скважины до 99%-ной обводненности и обеспечивать коэффициент заводнения, близкий к 100 %.

В результате технологически обосновывались и утверждались в ГКЗ достаточно высокие коэффициенты извлечения нефти (КИН).

В настоящее время применение нефтяными компаниями низких корпоративных цен на нефть приводит к тому, что прямые производственные затраты, которые нефтедобывающее предприятие может использовать на добычу 1 т нефти, не превышают 20 долл. США. В результате для производства действуют существенные ограничения возможности освоения новых мощностей и доразработки имеющихся запасов нефти. В этих условиях, по проведенным оценкам около 2/3 разведанных запасов нефти фактически законсервировано.

В отношении текущей деятельности противоречия между старыми, реализованными в системах разработки принципами и новыми экономическими условиями приводят к неоправданному отключению скважин, отказу от необходимого усиления систем разработки, свертыванию производства. Если

подойти формально и не внести коррективы в систему государственного регулирования добычи нефти, в экономические критерии и систему налогообложения, то величина извлекаемых ресурсов в балансе по Западной Сибири должна быть существенно уменьшена, неизбежны спад добычи нефти, сокращение объема работ и финансовых потоков в регионе.

Необходимость широкомасштабного технического и технологического переоснащения отрасли

Наряду с корректировкой системы экономического и государственного управления нефтяной отраслью необходимо на основе новых наукоемких технологий и технических средств установить новые технологические цепочки организации работ по добыче нефти на месторождениях Западной Сибири, позволяющие снизить удельные затраты и восстановить ресурсную базу.

Основные усилия нефтяных компаний были направлены на легкие текущие ремонты скважин и внедрение более эффективных высоконапорных насосных установок для форсирования отборов жидкости. Одновременно начали применяться более дорогостоящие технологии по ГРП, бурению горизонтальных скважин, вторых стволов и др.

Дальнейший рост объема применения передовых технологий и технических средств на месторождениях Западной Сибири сдерживается высокой стоимостью оборудования, материалов и сервисных услуг. Применение новых технологий сдерживается также высоким риском получения отрицательных результатов из-за чувствительности технологий к качеству информации о геологическом строении объектов, физико-химических свойствах слагающих пород и насыщающих флюидов по результатам ранее проведенных техногенных воздействий на пласты. Практически весь объем новых дорогостоящих наукоемких технологий реализуется на участках пластов, не затронутых активным обводнением. Для высокообводненных зон эффективные технологии предстоит разработать. Однако нефтяные компании практически не финансируют научные исследования.

Анализ показывает, что в настоящее время, из всего объема разведанных геологических запасов категорий А+В+С₁ в активную разработку было вовлечено около 24 % запасов нефти. Около 22 % геологических запасов могут быть вовлечены путем совершенствования механизмов государственного регулирования порядка пользования нефтяными месторождениями, но для вовлечения в разработку 39 % геологических запасов необходимо проведение фундаментальных научных исследований, для 17 % - отработка новых технологий. Огромный объем предстоящих сложных наукоемких работ требует комплексной, скоординированной деятельности нефтяных компаний, производителей оборудования и материалов, научных и проектно-технологических институтов, работающих на нефтедобывающую отрасль.

Кратко рассмотрим основные результаты, тенденции и проблемы применения в нефтяных компаниях наиболее распространенных современных технологий по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов и отражение этих вопросов на страницах журнала «Нефтяное хозяйство».

Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), проблемы и имеющийся потенциал изложены в публикациях В.Е. Лещенко, В.Е. Гавуры, А.Н. Гриценко (Миннефтепром), Ю.Б. Фаина («Главтюменнефтегаз»), Н.Я. Медведева, В.Г. Шеметилло (ОАО «Сургутнефтегаз»), В.И. Релина (ОАО «Черногорнефть»); М.Л. Сургучева, Б.Т. Баишева, З.К. Рябининой, В.В. Воинова (ВНИИ); Н.К. Праведникова, М.Ф. Свищева, А.И. Вашуркина, В.П. Сонича (СибНИИИП) и других авторов.

Более детально рассмотрим основные направления МУН.

1. Физико-химические методы

С 1975 по 1990 г. в различном объеме были испытаны практически все известные группы МУН, в общей сложности около 100 технологий. Однако окончательных выводов от эффективности всех МУН, реализованных на данном этапе работ, сделано не было, так как отраслевые программы были прерваны. Период с 1990 по 1996 г. характеризуется свертыванием всех отраслевых программ как в области научных разработок, так и промыслового внедрения МУН. В этот период был совершен переход от применения элементов третичных методов, направленных в конечном счете на увеличение коэффициента вытеснения и требующих закачки больших объемов (1000 - 5000 м³) химических реагентов, к малообъемным (30 - 500 м³), т.е. фактически стала осуществляться обработка призабойных зон пласта в скважинах. Это обусловило низкую эффективность МУН, которая в настоящее время не превышает в среднем 2-3 тыс. т на скважино-операцию. Уже сейчас очевидно, что необходимо переходить от малообъемных к среднеобъемным (1200-1500 м³) закачкам и от одноплановых технологий к технологиям комплексного характера.

Практически все перечисленные вопросы нашли свое отражение на страницах журнала «Нефтяное хозяйство», в том числе в работах В.И. Грайфера, Г.К. Цымлянского («Главтюменнефтегаз»), А.П. Рязанова (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»), С.С. Николаева, А.И. Мельникова, Р.Е. Софина, В.А. Попова («Красноленинскнефтегаз»), А.М. Петракова, Л.Х. Каюмова (ОАО «Ноябрьскнефтегаз», НГДУ «Ватьеганнефть»); А.А. Боксермана, А.Т. Горбунова, В.Г. Оганджанца, С.А. Жданова, Д.П. Забродина (ВНИИнефть); А.И. Вашуркина (СибНИИ НП), А.Ш. Газизова (НОП «Союзнефтепромхим»), Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинова (Институт химии нефти СО РАН) и других авторов.

2. Водогазовое воздействие

Наличие значительных ресурсов газа и проблема его утилизации обусловили проведение исследовательских и опытно-промышленных работ по водогазовому воздействию (ВГВ). В ходе выполнения этой государственной программы были выделены достаточно большие материальные и финансовые ресурсы, организован опытный участок по закачке нефтяного газа в режиме ВГВ на Самотлорском месторождении. Этот промышленный эксперимент, к сожалению, не был завершен, но полученный опыт уникален.

Основные результаты проводимых работ изложены в статьях Н.К. Праведникова, М.Ф. Свищева, Е.П. Ефремова, А.И. Вашуркина, М.Е. Долгих, Г.В. Ложкина, А.С. Трофимова (СибНИИ НП), Г.К. Цымлянского («Главтюменнефтегаз»), С.В. Королева (НГДУ «Черногорнефть») и других авторов.

В связи с предстоящим освоением Восточной Сибири и шельфа к технологии ВГВ, несомненно, придется вернуться.

3. Тепловые методы

Открытие крупных запасов вязких нефтей на Русском и других месторождениях Тюменской области вызвало необходимость применения тепловых методов. Этой проблеме посвящены публикации Ф.Г. Аржанова, А.С. Кувшинова, Ю.Б. Фаина («Главтюменнефтегаз»), Н.К. Праведникова, А.И. Вашуркина, А.М. Цыбулько (СибНИИ НП), Н.Л. Раковского, П.Б. Садчикова (ВНИИнефть) и других авторов.

Вопрос применения тепловых методов не потерял свою актуальность. Данные методы получают развитие в ходе освоения еще не разрабатываемых залежей высоковязких нефтей в Западной Сибири.

4. Гидроразрыв пластов

Гидроразрыв пластов (ГРП) широко применяется на месторождениях Тюменской области как технология повышения

дебитов скважин. Для проведения проектно-технологических работ по ГРП выполнен большой объем исследований, созданы методики и комплексы программ анализа и проектирования ГРП, не уступающие западным аналогам.

✓ В настоящее время проведено около 10 000 ГРП и накоплен достаточный материал, позволяющий сделать следующие выводы.

✓ Метод ГРП достаточно чувствителен к особенностям геологических характеристик и стадии разработки пластов, в 30 % случаях обработка не дает желаемого эффекта.

✓ Устойчиво положительные эффекты при ГРП получены в скважинах, расположенных в нетронутых длительной разработкой литологических чисто нефтяных залежах с мощными глинистыми перемычками между нефтеносным и водоносными пластами.

✓ В водонефтяных зонах и на обводненных разрабатываемых участках ГРП приводит к быстрому росту обводненности, что обусловлено прорывом глинистых разделов трещиной гидроразрыва или стягиванием подошвенной воды по трещине большой высоты. Аналогично в газонефтяных зонах резко возрастают газовые факторы.

✓ Практически по всем скважинам с ГРП в процессе эксплуатации существенно снижаются начальные дебиты. Обычный срок продолжительности эффекта не превышает 2 - 3 года.

✓ Полностью отсутствует информация о том, что реально произошло с пластом и какова геометрия создаваемой трещины, невозможно достоверно прогнозировать последствия на длительную перспективу.

Ситуация с перспективой применения метода достаточно напряженная, так как уже возникает дефицит точек для эффективных ГРП.

Проблеме ГРП посвящено большое число публикаций, в том числе работы А.Н. Янина, С.В. Гусева, И.В. Шпурова, А.А. Кокорина, В.Е. Разуменко, В.Г. Горева, А.Р. Заболотнова (СибНИИ НП); А.К. Багаутдинова, А.В. Гавуры, В.Н. Панкова (ТомскНИПИнефть), Ф.А. Шарифуллина (АООТ «Нижневартовскнефтегаз»), И.С. Кольчугина («Юганскнефтегаз») и других авторов.

Таким образом, предстоит большой объем научных работ по адаптации ГРП к условиям текущей структуры запасов месторождений Западной Сибири. Целесообразно проводить эти работы, объединяя усилия всех заинтересованных компаний.

Горизонтальные скважины

Проблеме эффективности использования горизонтальных скважин (ГС) на месторождениях Западной Сибири посвящено большое число публикаций в журнале «Нефтяное хозяйство», в том числе работы А.Т. Горбунова, Д.П. Забродина, Т.А. Сулатнова, В.П. Табакова (ВНИИнефть), Р.Н. Мухаметзянова (ПО «Ноябрьскнефтегаз») и других авторов.

На бурение горизонтальных скважин в регионе возлагают большие надежды, но реальные результаты свидетельствуют о следующем. Для условий месторождений Тюменской области на 01.01.2000 г. из 247 пробуренных и эксплуатируемых более 1 года горизонтальных скважин 190 были пробурены на высокопроницаемый объект АС₄₋₈ Федоровского месторождения, около 20 ГС - на низкопродуктивный пласт АВ₁₋₂ Самотлорского месторождения, 12 ГС - на слабонасыщенные водонефтяные пласты Викуловской свиты Ем-Еговского месторождения, остальные скважины в качестве пробных пробурены по 1-2 на выбранном месторождении других компаний.

Положительный эффект получен в основном по результатам бурения высокопродуктивных пластов с достаточно большими нефтенасыщенными толщинами. В то же время бурение скважин на расчлененные низкопроницаемые пласты показало, что при реализуемых технологиях показатели ниже, чем по

обычным соседним. Следовательно, технология применения горизонтальных скважин на месторождениях Тюменской области с основными текущими запасами нефти находится на стадии проведения опытно-промышленных работ и требует значительных усилий по повышению ее эффективности.

Проектирование и моделирование

Весь накопленный опыт при освоении месторождений Западной Сибири в конечном счете формализуется в методики обоснования и принятия инженерных решений. От надежности проектных решений во многом зависят уровень затрат, добыча нефти и успешность инвестиций. Появившаяся в начале 90-х годов возможность приобретения за рубежом современной вычислительной техники качественно изменила технологию составления проектов разработки и геолого-технических мероприятий.

Вопросам, связанным с проблемой принятия надежных и эффективных инженерных решений проектирования посвящено огромное число работ. Так, в журнале «Нефтяное хозяйство» опубликованы статьи В.Е. Лещенко (Миннефтепром), Р.Х. Муслимова («Татнефть»), Г.Н. Гогоненко, С.Н. Птецова (ЦГЭ Миннефтепрома), Д.В. Булыгина, Н.А. Лебедева (ОАО «НИИНефтепромхим»), В.И. Некрасова, Р.Г. Рамазанова (ТПП «Когалымнефтегаз»), Е.П. Ефремова, В.А. Бадьянова, В.М. Ревенко, Л.С. Бриллианта (СибНИИИМП) и других авторов.

В настоящее время проектные решения формируются на основе установленных в процессе анализа разработки согласованных между собой моделей:

- о геологическом строении объектов разработки (3D геологическая модель);
- о закономерностях выработки и доминирующих факторах (модель механизма выработки запасов);
- о текущей структуре запасов (3D геолого-технологическая модель).

В ходе активного применения трехмерных компьютерных моделей возникли проблемы формирования эффективных решений по освоению и разработке месторождений, которые обусловлены:

- недостаточной изученностью объектов по этапам разработки;
- стохастичностью исходной информации;
- неопределенностью ограничений и параметров, регулирующих процесс разработки (экономических, организационных, технических и др.);
- накоплением ошибок при моделировании динамических процессов.

В связи с отмеченным, по мере развития науки и техники, накопления опыта методы проектирования будут постоянно совершенствоваться.

Таким образом, с начала освоения Западно-Сибирского нефтегазового территориально-производственного комплекса на рубеже XXI века пробурено более 130 тыс. добывающих скважин с объемом проходки более 300 млн. м, введено в разработку 187 месторождений. Народному хозяйству страны поставлено 8,5 млрд. т нефти. Созданный на территории Западной Сибири нефтедобывающий комплекс в последние десятилетия был и в ближайшие 20 лет будет основным районом добычи нефти в стране. Так, согласно Энергетической стратегии России на период до 2010 г. предусматривается, что регион должен будет обеспечивать около 60 % общего планируемого объема добычи. Для решения этой задачи нефтедобывающий комплекс области имеет необходимые ресурсную базу, промышленные мощности и инфраструктуру.

Весь сложный путь становления Западно-Сибирского нефтегазового территориально-производственного комплекса нашел широкое отражение на страницах журнала «Нефтяное хозяйство». Сохраненный в результате публикации опыт, методы решения сложнейших научных, технологических, технических и организационных проблем не потеряли своей актуальности и несомненно еще долгие годы будут помогать специалистам находить и реализовывать наиболее оптимальные решения в области бурения, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

«Оптима-интеграция» (ГК «Оптима») поздравляет всех сотрудников журнала «Нефтяное хозяйство» с 85-летием издания!

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Россия, 105082, Москва, Рубцовская наб., д. 3.
 Телефон: (095) 363-3653 Факс: (095) 363-3656 E-mail: info@optima.ru
 www.optima.ru

На протяжении многих лет «Нефтяное хозяйство» остается одним из самых авторитетных и влиятельных, освещающих события нефтегазовой отрасли — важнейшей в экономике России.

Со времени основания журнала его команда постоянно повышает планку своего профессионализма. Сегодня в «Нефтяном хозяйстве» трудятся высококлассный коллектив экспертов, предоставляющих читателям качественные и объективные аналитические материалы.

Из нашего журнала читатели стабильно и одновременно получают актуальную информацию о событиях и тенденциях развития нефтегазовой отрасли, о новых технологиях, оборудовании, ИТ-решениях.

Мы выражаем вам искреннюю благодарность за профессионализм и эффективное сотрудничество.

Желаем редакции «Нефтяного хозяйства» новых успехов в творчестве и бизнесе, дальнейшего процветания, успешной реализации планов и удачи во всех начинаниях!

Генеральный директор
Михаил Салтеев

Директор по работе с клиентами
Сергей Ланин

группа компаний optima