ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА РОССИЙСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ



БОГДАНОВ
Владимир Леонидович

ОАО «Сургутнефтегаз»

В современных экономических условиях России исключительно важно всемерное повышение полноты извлечения нефти, особенно в осложненных условиях эксплуатации месторождений, за счет внедрения прогрессивных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Наряду с примерами успешного применения новых технологий горизонтального бурения, гидроразрыва, заводнения, гидродинамических, физико-химических и тепловых методов воздействия на пласт, в частности, в ОАО «Сургутнефтегаз», в целом по России эффективность нефтедобычи уступает передовому зарубежному уровню. Главные причины – отсутствие комплексного, системного подхода к решению проблем нефтедобычи, низкая информационная обеспеченность реализации новейших технологий на местах. Совершенно необходимо скорейшее освоение современного компьютеризованного моделирования процесса эксплуатации месторождения с опорой на отечественный научный потенциал и профессионализм персонала.

In the present economic situation it is extremely important for Russia to make oil production as effective as possible, especially in complicated conditions by introducing state-of-the-art technologies thereby increasing oil yield. Despite various examples of the successful application of new technologies in horizontal drilling, hydraulic fracturing, water flooding and the hydrodynamic, physio-chemical and thermal methods, for example, by 'Surgutneftegaz', the oil yield in Russia is generally rather low. This is because we do not have a systematic approach to the problems of oil production and introduce advanced technologies too slowly. It is imperative that we, without delay, put into operation computer-aided models of field exploration using domestic potential and specialists.

* * *

На рубеже тысячелетий Россия, как и другие нефтедобывающие страны мира, встретилась с острейшей проблемой скорого исчерпания запасов богатых нефтяных месторождений, благоприятно расположенных и относительно неглубоко залегающих, которые в недавнем прошлом обеспечивали быструю окупаемость капитальных вложений и высокую экономическую эффективность нефтедобычи.

Возникла настоятельная необходимость снижения безвозвратных потерь нефти в недрах, всемерного повышения полноты ее извлечения, в частности, из глубокозалегающих сложнопостроенных нефтеносных горизонтов с неоднородными коллекторскими свойствами, на длительно эксплуатируемых, истощенных месторождениях, эффективного освоения широко распространенных залежей тяжелых и высоковязких

нефтей. Повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) на нерентабельных сегодня месторождениях до 0,65-0,7 за счет внедрения передовых технологий равноценно открытию и освоению новых богатых нефтяных месторождений.

Накопленный мировой практикой опыт создания и внедрения прогрессивных технологий повышения нефтеотдачи позволяет условно разделить их на следующие основные группы:

- бурение горизонтальных и многозабойных эксплуатационных скважин;
- применение направленного гидроразрыва пласта;
- массированное законтурное и внутриконтурное заводнение залежи;
- применение гидродинамических, механических, физико-химических, тепловых методов воздействия на пласт и их комбинаций;
- внутрипластовая переработка высоковязких и тяжелых нефтей.

Широта и эффективность практической реализации существующих и создаваемых новых технологий повышения нефтеотдачи на месторождениях России сдерживаются ее сложным экономическим положением, суровым климатом, громадными расстояниями, бездорожьем, непомерно высокими транспортными тарифами, постоянно возрастающей дороговизной нового оборудования и материалов, несовершенством налоговой системы, разобщенностью регионов и другими неблагоприятными факторами.

Вместе с тем применение новых и новейших технологий в нефтяной отрасли России в современных условиях совершенно необходимо. Являясь одной из основных бюджетообразующих отраслей экономики страны, эта отрасль в наши дни перестает быть источником устойчивых поступлений средств в федеральный бюджет. В 90-х гг. снизился ввод в действие новых месторождений, отсутствовали ресурсы для капитальных вложений и добыча нефти падала по причине истощения разрабатываемых месторождений. Нефтяные компании заинтересованы в максимальной прибыли любой ценой, в связи с чем из эксплуатации выводятся нерентабельные скважины. По данным на 1 июля 1999 г., около 50 % эксплутационных скважин практически простаивают.

Основными резервами нефтедобычи остаются полнота выработки запасов, ресурсы трудноизвлекаемой нефти и повышение среднего дебита скважин. Многие нефтяные компании перед угрозой полной остановки добычи стали проявлять инвестиционную активность для проведения опытно-промышленных работ по выбору наиболее эффективных систем разработки месторождений и высокопродуктивных технологий воздействия на пласт.

Наиболее активно новейшие технологии и технические средства повышения нефтедобычи используются в совместных предприятиях, финансируемых за счет займов международных финансово-кредитных компаний. Привлечение и внедрение перспективных зарубежных и отечественных разработок позволяют компаниям повышать добычу нефти на месторождениях со сложным геологическим строением, с высокой степенью обводненности и трудноизвлекаемыми запасами.

Одной из наиболее перспективных технологий повышения нефтеотдачи является глубокое дренирование продуктивных коллекторов с помощью бурения горизонтальных и многозабойных скважин. Опыт ее применения на ряде месторождений России пока не оправдал надежд на высокую эффективность, достигнутую в мировой практике. Более половины из пробуренных в стране горизонтальных скважин не обеспечивает проектной производительности, что связано, прежде всего, с техническими проблемами направленного бурения и вскрытия пласта.

Горизонтальные скважины сооружались и эксплуатировались в 19 нефтедобывающих регионах страны на 58 месторождениях. Продолжительность бурения горизонтальных стволов в 1996 г. колебалась от 15 суток до 6 месяцев, а время их освоения – от 1 до 6 месяцев, длина горизонтальных стволов – от 27 м (АНК «Ноябрьскнефтегаз») до 735 м (АНК «Башнефть»).

Сметная стоимость строительства горизонтальных скважин больше стоимости вертикальных в 2,5-4,0 раза (в среднем 3,2 раза) [2]. Этот показатель в США составляет 2 раза, в Канаде 2,2 раза [17].

В АО «Татнефть» для повышения эффективности разработки сложнопостроенных залежей с неоднородными низкопроницаемыми коллекторами пробурено более ста скважин с длиной горизонтального ствола 200-400 м и восстановлено несколько старых скважин врезкой боковых горизонтальных стволов длиной 40-60 м по продуктивному пласту. Успех оценивается на уровне 70 % от ожидаемого, достигнуто повышение дебита в 1,5-2 раза [1].

Анализ результатов эксплуатации 143 горизонтальных скважин в 17 нефтегазодобывающих акционерных обществах по данным 1995 г. [3] показал, что только 60 % этих скважин обеспечили повышение дебита на 30-35 % в сравнении с вертикальными. Дебиты нефти 34-40 % горизонтальных скважин оказались ниже, чем сопоставимых вертикальных скважин: либо резко возрастала обводненность, либо происходило то и другое одновременно.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» сооружение горизонтальных скважин было начато в 1991 г. для совершенствования технологии разработки маломощных пластов (5-10 м) низкой или неравномерной проницаемости и тонких нефтяных оторочек (8-12 м) между подошвенной водой и газовой шапкой [5, 10]. На начало 1997 г. на Федоровском месторождении введены в эксплуатацию 49 горизонтальных скважин. Средний дебит нефти по ним составил 47,9 т/сутки, что в 3,7 раза выше, чем по сопоставимым вертикальным скважинам (13 т/сутки). При этом в пересчете на 1 т нефти горизонтальные скважины отбирают меньше воды (в 2,8 раза) и прорывного газа (в 1,7 раза), чем вертикальные. Однако при увеличении длины ствола горизонтальной скважины на 489 м (от 2111 до 2600 м) при длине горизонтального участка 550 м средняя стоимость строительства возросла в 2,9 раза, хотя и несколько ниже, чем в среднем по России (3,2 раза) [2]. За счет совершенствования техники и технологии, в частности упрощения конструкции скважины (900 млн руб. экономии), на Федоровском месторождении планируется пробурить 1003 горизонтальные скважины, поскольку они дают увеличение КИН в 1,8 раза: от 0,12 до 0,21.

За рубежом для оценки экономической эффективности горизонтальных скважин применяется отношение относительной (с учетом расходов на строительство) продуктивности горизонтальных и вертикальных скважин. Его среднее значение в США составляет 1,6, в Канаде 1,86 [17]. По данным за 1995 г., этот показатель в России не превышает 1,0 [2].

Для повышения эффективности строительства и эксплуатации горизонтальных скважин необходимо внедрение новых в мировой практике технологий, обеспечивающих проводку скважин по оптимальным траекториям и целевому направлению в нефтенасыщенные залежи с сохранением естественных коллекторских свойств. В нашей стране часто практикуется «экономия» на использовании относительно дорогостоящих следящих систем, замена их примитивной аппаратурой инклинометрии, что оборачивается в конечном итоге громадными нерациональными затратами и безвозвратными потерями нефти.

Анализ причин частого и обильного обводнения горизонтальных скважин показывает, что были допущены просчеты еще на этапе проектирования: недоучет особенностей строения нефтеносного горизонта ведет к ошибочному выбору направления и длины горизонтального участка ствола.

Недостаточная информация о строении, коллекторских свойствах, насыщении пласта, вскрытого горизонтальной скважиной, часто приводит к отрицательным последствиям, поскольку ответственнейший процесс заканчивания таких скважин вплоть до настоящего времени традиционно выполняется с применением устаревших способов и средств.

Существенно меньший, в сравнении с прогнозным, фактический дебит горизонтальных скважин объясняется чаще всего снижением проницаемости коллектора за счет его кольматации в процессе вскрытия

или цементирования хвостовика эксплуатационной колонны.

Опыт ведущих зарубежных фирм убедительно показывает, что важнейшим резервом повышения полноты извлечения нефти за счет создания дренажных зон большой протяженности горизонтальными скважинами является освоение технологии вскрытия нефтяных коллекторов в равновесном или неравновесном режиме (на депрессии).

Компания «Кэнэдиен Фракмастер» ведет активную работу в ряде стран по внедрению горизонтального бурения на депрессии с применением гибких труб. В настоящее время «Фракмастер» решает вопрос о предоставлении российским предприятиям услуг по внедрению этих новейших технологий.

Несмотря на выполненные в России передовые теоретические и экспериментальные разработки в области гидравлического разрыва пласта [4, 6, 9, 16], практическое его применение на месторождениях крайне ограничено из-за низкой эффективности, поскольку на промыслах метод не совершенствовался, начиная с 1960-х гг. Однако применение в Западной Сибири современных зарубежных технологий гидроразрыва убеждает в его высокой эффективности.

Анализ применения гидроразрыва продуктивных пластов в Башкортостане, Татарстане, Удмуртии показал, что необходимо применять не массированное воздействие, приводящее к усиленной обводненности продуктивных горизонтов, а селективное, направленное с ограничением используемых давлений и расходов для устранения неконтролируемого развития трещин по направлению и высоте. Применение подобной «селективной» технологии невозможно без оперативного контроля методами объемной и скважинной геофизики.

Гидроразрывы на месторождениях Пермской области, проведенные совместным российско-германо-бельгийским предприятием «МеКаМинефть», подтверждают безусловную целесообразность применения этого метода для повышения дебита скважин на сложных геологических объектах. Начав с нуля, это совместное предприятие в 1996 г. реализовало 1128 тыс.т нефти [15].

Российско-американское предприятие «Черногорское» в Западной Сибири за счет применения современной технологии гидроразрыва получило увеличение суточного дебита скважин в четыре раза [15]. В качестве жидкости разрыва используется нефть, загущенная химическими реагентами HGA-37 (нефтяной гель) и HGA-44 (активатор). Трещины закрепляются пропантом, концентрация которого в зависимости от стадии закачки изменяется от 100 до 1000 кг/м^3.

Теория и накопленный передовой опыт показывают, что наибольшую эффективность гидроразрыв обеспечивает не на отдельно взятых скважинах, а в качестве метода разработки месторождения или эксплуатационного объекта в целом с многовариантным его применением в системе скважин для всего поля.

Это положение убедительно подтверждается опытом ОАО «Сургутнефтегаз», на месторождениях которого в 1993-1996 гг. выполнено 315 гидроразрывов, в том числе 269 в добывающих и 46 в нагнетательных скважинах. В результате дополнительная добыча составила 952,7 тыс.т нефти, из которых около 282 тыс.т только за счет стимулирования окружающих скважин. В связи с длительным положительным проявлением эффекта гидроразрывов практически до конца эксплуатации скважин общее увеличение добычи нефти оценивается в 1536 тыс.т, что составляет 4,9 тыс.т на скважино-операцию [13].

Анализ полученных результатов и расчеты показывают, что за счет повышения степени выборочно направленного (селективного) воздействия гидроразрывов стимулирование дебита окружающих скважин может обеспечить кратный от достигнутого прирост добычи нефти.

Следует отметить, что эффективность гидроразрывов в добывающих скважинах оказалась в 3-4 раза выше, чем в нагнетательных [13].

Отмеченное обстоятельство косвенно подтверждает тот факт, что давно и широко применяемая технология повышения нефтедобычи путем традиционной закачки воды

практически исчерпала свои возможности и не оправдывает затрат, которые несут нефтедобывающие предприятия при ее применении. «Холодное» заводнение приводит, в основном, к прогрессивному росту обводненности с незначительным увеличением добычи нефти лишь в начальный период воздействия за счет интенсивного отбора жидкости.

Снижение эффективности этой технологии по мере освоения все более геологически сложных объектов обусловлено, прежде всего, анизотропией проницаемости пород коллектора, которая препятствует равномерной выработке пласта и способствует образованию целиков нефти. Другая причина заключается в нарушении согласного залегания пластов-коллекторов, их выклинивании или литологическом замещении, что приводит к образованию тупиковых зон и стратиграфических ловушек.

Решить проблему повышения нефтеизвлечения в таких ситуациях в какой-то мере можно за счет избирательного воздействия вытесняющим агентом с непрерывным отслеживанием характера распределения нефтенасыщения и его изменения во времени в процессе разработки.

В Татарстане успешно применяются гидродинамические и физико-химические методы повышения нефтеотдачи с использованием избирательного полимерного заводнения, полимерно-дисперсионных систем, чередующегося нагнетания нефти и воды. Их модификации, адаптированные к конкретным условиям добычи, применяются на 1800 участках с фондом скважин, превышающим 9000 единиц. Это позволило только в 1997 г. дополнительно добыть 2,38 млн т нефти (или 9,5 % годовой добычи) [17].

Дополнительной добыче нефти на старых промыслах с заводненными коллекторами успешно способствует метод эфирцеллюлозного воздействия, применяемый ЗАО «Тотальпетро» на участках Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений «Татнефть». Эфиры целлюлозы закупоривают промытые зоны пласта и изменяют направление фильтрационных потоков, что позволяет вовлечь в разработку ранее недоступные запасы. Технологический регламент и нормы закачки эфиров целлюлозы разработаны институтом ТатНИПИНефть; используется импортное оборудование, поставляемое английской фирмой «Бейкер Си-Эй-Си» (Baker CAC).

Эффект от применения эфиров гидроксиэтилцеллюлозы марки «Натросол-250 HHR-R» на 619 добывающих скважинах составил 379 т нефти на 1 т импортного реагента [15].

Для снижения фильтрационных сопротивлений и увеличения каналов фильтрации в карбонатных коллекторах широко и успешно применяются технологии кислотной и пенокислотной обработки скважин с добавлением различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в количестве 0,1-0,5 %. В последнем случае в скважину нагнетается водород или углекислый газ, которые способствуют также снижению вязкости и повышению текучести нефти. На одну обработку затрачиваются несколько тонн соляной кислоты, но результативность таких операций достаточно высока [8]. Заводненность пластов может, однако, привести к значительному снижению эффекта кислотного воздействия.

Технологии повышения извлекаемости нефти за счет воздействия на пласт различных растворителей в России не нашла широкого применения из-за высокой стоимости растворителей на углеводородной основе и эффективных ПАВ.

Применение углекислого газа в качестве растворителя при значительном заводнении залежей дает хорошие результаты. Ввод углекислого газа в пластовую систему снижает поверхностное натяжение на границе нефть – вода, что способствует увеличению коэффициента вытеснения. Кроме того, при насыщении нефти углекислым газом ее вязкость и различие подвижности нефти и воды существенно снижаются, а коэффициент охвата пласта возрастает. Воздействие CO_2 на карбонатный коллектор способствует увеличению проницаемости пласта (примерно в 2 раза). Максимальная нефтеотдача достигается при закачке большого объема газа в виде оторочки. Расход CO_2 можно снизить путем обогащения им закачиваемой

в пласт воды. При давлениях нагнетания воды растворяется до 2 % CO_2, а прирост нефтеотдачи при закачке карбонизированной воды достигает 14-15 %.

Отсутствие природных запасов углекислого газа поблизости от залежей нефти, сложность и высокая стоимость компримирования и транспортировки промышленных отходов CO_2 на нефтепромыслы препятствуют внедрению этого метода в практику. Он проходит пока опытно-промышленные испытания в Ставропольском крае, где имеются природные залежи углекислого газа.

В настоящее время на вооружении нефтедобытчиков имеется широкое разнообразие методов и средств искусственной интенсификации нефтеотдачи, различные технологии воздействия на продуктивный пласт вытесняющими и вымывающими жидкостями, обработки призабойной зоны пласта для повышения притока и снижения обводненности добываемого продукта. Во всем мире исследования и разработки в этом направлении непрерывно расширяются.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» за 1989-1996 гг. выполнено более 23,3 тыс. скважино-операций по воздействию на продуктивные горизонты. Применено более 50 различных технологий воздействия на пласты через добывающие и около 60 технологий через нагнетательные скважины, ежегодно испытываются 4-6 новых технологий [13]. За указанный период в результате более 10,6 тыс. операций через добывающие скважины дополнительно получено 8,9 млн т нефти. Наиболее эффективными оказались обработка призабойной зоны с применением соляной, плавиковой кислот, ПАВ, акустическое и вибровоздействие. Вследствие повышения обводненности многократное воздействие в одних и тех же скважинах сопровождается снижением их эффективности. Прирост добычи нефти на скважино-операцию снизился с 1,3 тыс.т в 1989 г. до 0,4 тыс.т в 1996 г., а себестоимость дополнительно полученной нефти при этом оказалась на 6 % выше среднестатистической.

За тот же период около 12,4 тыс. операций через нагнетательные скважины по закачке малых и средних объемов химреагентов и физическому воздействию на пласты обеспечили дополнительную добычу около 19,1 млн т нефти. Эти результаты превышают показатели, достигнутые на других месторождениях Западной Сибири [13]. Однако недоучет геологических факторов и несоблюдение технологических регламентов привели к случаям малоэффективного (до 30 %) и даже отрицательного результата воздействий.

Тем не менее, в ОАО «Сургутнефтегаз» в период 1997-2000 гг. выполнено около 16 тыс. скважино-операций и дополнительно добыто около 20 млн т нефти. В качестве основных сохраняются оправдавшие себя методы воздействия на пласт через добывающие скважины: соляно- и глиносолянокислотные обработки, применение ПАВ, растворителей, акустическое, вибро- и имплозийное воздействие, а через нагнетательные скважины – закачка растворов химреагентов (ПАВ, ПАА, КМЦ), вязкоупругих, полимер- и волокнисто-дисперсных, структурированных систем, кислотосодержащих составов, применение волнового воздействия. Для очистки призабойной зоны использовались глубокие депрессии. Кроме того, будут применяться принципиально новые средства и способы искусственного повышения нефтеотдачи [12, 13].

В некоторых нефтеносных провинциях России распространены термические методы воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. Там до половины объемов прироста добычи обеспечивается с их помощью [8]. Эти методы широко используются при разработке месторождений высоковязких, парафин- и битумсодержащих нефтей в терригенных коллекторах. Россия обладает запасами вязкой тяжелой нефти до 9 млрд т (на первом месте Канада – 50 млрд т). Применяются методы воздействия паром, электропрогрев призабойной зоны и ее обработка горячей нефтью, конденсатом, другими углеводородами.

В Башкортостане в течение ряда лет проводился прогрев призабойной зоны паром с применением передвижных установок. Реального эффекта такая обработка не дала, и метод используется для борьбы с ас-

фальтено-смолопарафиновыми отложениями (АСПО) в скважинном оборудовании и устьевых коммуникациях [7].

Простейший технологический прием (прокачка нефти с температурой 80-100 °С) позволяет в лучшем случае очистить насосно-компрессорные трубы от АСПО и промыть забой, но влияния на очистку призабойной зоны практически не оказывает. Длительная прокачка горячей нефти в течение 20-25 ч позволяет поднять температуру на 3-5 °С выше пластовой в ограниченной части призабойной зоны скважины, что недостаточно и экономически нецелесообразно [7].

Электроразогрев призабойной зоны, в частности, с помощью поднасосных электронагревателей сопротивления малоэффективен. Нагревательные элементы электросопротивления в агрессивной среде скважинных флюидов недолговечны, часто выходят из строя вследствие нарушения изоляции. После отключения электронагревателя призабойная зона быстро остывает и даже удаление расплавленного парафина из призабойной зоны до его застывания удается не всегда. Сильная обводненность скважин и нефтяных пластов на поздней стадии разработки также снижает эффективность электропрогрева.

Применение опускаемых на грузонесущем кабеле электронагревателей требует длительных простоев скважин, что влечет потери нефти, которые зачастую не компенсируются некоторым приростом дебита, достигнутым в результате прогрева [7].

Получил распространение комбинированный пароводяной метод теплового воздействия на пласт, заключающийся в том, что создаваемая парогенератором оторочка продвигается в пласт нагретой водой [14]. Закачка водяного пара в скважину с поверхности сопровождается большими потерями теплоты на бесполезный прогрев верхних горизонтов пород. На 1 т дополнительно добытой нефти в нашей стране затрачивается более 3 т пара, а в ряде случаев – до 6 т.

На Гремихинском месторождении в Удмуртии сравнительно успешно реализуется технология импульсно-дозировочного теплового воздействия на пласт (ИДТВ). Продуктивный карбонатно-поровотрещинный коллектор залегает на глубине 1200 м. Пластовое давление 12,5 МПа, температура 28 °С. Вязкость пластовой нефти 80-180 мПа·с. Технология ИДТВ заключается в циклической закачке в пласт планируемого объема теплоносителя определенными порциями (импульсами), поочередно с импульсами ненагретой воды. Достигнутые результаты не соответствуют проектным показателям повышения нефтеотдачи, поскольку прогрев пласта не достигает температуры подвижности нефти. Причина в том, что применяемые парогенераторы УПГГ-9/120 и УПГ-60/160 работают, в основном, в водогрейном режиме.

Тепловой метод успешно применяется на Ярегском нефтяном месторождении в Республике Коми, разработка которого ведется шахтным способом. Месторождение представлено пологим пластом продуктивных песчаников мощностью до 30 м, залегающим на глубине 180-200 м. Коэффициент нефтенасыщенности пласта от 0,42 до 0,98, пористость 24 %, проницаемость 3-5 мкм^2. Пластовое давление 1,5 МПа, температура 6 °С. Вязкость нефти при пластовых условиях 10-15 тыс.мПа·с, содержание серы 1 %, парафина 0,5 %.

Двухгоризонтальная система теплового воздействия на пласт, переход от нагнетания пара к закачке попутной горячей воды с последующей подачей ненагретой воды за определенный цикл позволяют снизить удельный расход пара до 2 т/т и получить коэффициент нефтеотдачи до 50 %.

Несмотря на ряд достоинств термических методов повышения нефтеотдачи, в нашей стране большинство из них находятся в стадии опытно-промышленных экспериментов. Эффективность их применения в значительной мере зависит от наличия специальной промысловой теплоэнергетической техники. Первое поколение этой техники не отвечало поставленным задачам и существенно уступало мировым образцам по температуре выходящего теплоносителя, расходу топливно-энергетических ресурсов, КПД, металлоемкости и др.

Промышленное внедрение тепловых методов повышения добычи нефти требует более высоких капитальных вложений и затрат по сравнению с гидродинамическими и физико-химическими методами. Поэтому реализация тепловых методов в существующей экономической обстановке ведет к снижению прибыли нефтяных компаний. В США практикуется система льгот, включающая снижение налогов и компенсацию затрат из бюджета для компаний, ведущих разработку месторождений с высокими затратами на освоение новых технологий. К сожалению, в России опытно-промышленные работы по термическому воздействию на нефтеносные пласты в последние годы не только не расширились, но постепенно сворачиваются. В настоящее время в России термические методы повышения нефтеотдачи пластов применяются на 22 промысловых объектах, в том числе горячее заводнение – на четырех, а влажное внутрипластовое горение – только на одном объекте.

Оценка состояния ресурсов показывает, что объемы вовлечения в разработку сложнопостроенных и глубокозалегающих месторождений высоковязких и тяжелых нефтей в новом тысячелетии в России будут непременно увеличиваться. Созданный в последние годы научно-технический потенциал по технологиям повышения нефтеотдачи термическими методами будет востребован в ближайшем будущем. Это, в основном, комбинированные технологии теплового воздействия с физико-химическими методами, технологии, основанные на сочетании закачки в пласт теплоносителя и окислителя, позволяющие реализовать процесс эффективного повышения нефтеотдачи на глубинах свыше 1500 м в широком диапазоне свойственных нефтяным залежам природных условий.

Проводятся испытания новых энергосберегающих технологий на базе теплогенерирующих установок по выработке нового рабочего агента – парогазового теплоносителя в широком диапазоне температур и давлений для комплексного термического и термохимического воздействия на нефтяной пласт. Парогазовая смесь – комбинированный теплоноситель, содержащий водяной пар (50-60 % по массе) и газообразные агенты: азот (до 38 %), углекислый газ (до 12 %).

В последние годы в лабораториях и на месторождениях России ведутся детальные исследования процессов вытеснения нефти и опытно-промышленные испытания новейших технологий повышения текущей и конечной нефтеотдачи пластов. В качестве наиболее организационно, экономически и экологически перспективных выделяются технологии электрогидравлического, гидроакустического, сейсмического и вибросейсмического воздействия, методы гидрофобизации и гидрофилизации призабойных зон, обработка скважин термобаровоздействием.

Вместе с тем следует признать, что эффективность применения даже самых современных технологий строительства и эксплуатации нефтяных скважин на российских месторождениях существенно уступает передовому зарубежному опыту. В наших условиях очень часто высокий уровень технологического обеспечения на отдельных этапах бурения, заканчивания скважин и их эксплуатации с использованием искусственных методов повышения нефтеотдачи не обеспечивает удовлетворительного конечного результата – устойчивой и высокорентабельной добычи углеводородного сырья. Основная причина – отсутствие комплексного, системного подхода к решению проблем нефтедобычи.

В этой связи решающее значение приобретает современный способ контроля за процессами разработки и эксплуатации месторождения на всем протяжении его активного существования с помощью объемной гидрогеологической и петрофизической компьютерной модели, построенной с использованием банка геофизической, геологической, гидрогеологической и нефтепромысловой информации, постоянно пополняющейся и непрерывно корректируемой. Достигнутый в мире уровень моделирования технологических процессов позволяет существенно поднять качество режимов вскрытия нефтяного пласта, строительства в заданном направлении эксплуатационных скважин, обосновывать, выбирать и оптимизировать соответствующие методы рентабельной разработки месторождений, опе-

ративно контролировать и управлять интенсифицирующими воздействиями для максимального извлечения запасов нефти из недр.

Разрозненность, несогласованность и узкопрофильный подход к решению возникающих конкретных задач ведет к дезинтеграции и низкой эффективности технического прогресса в отрасли. Решить эту проблему можно, стимулируя интеграционные процессы, в которых основная роль должна принадлежать информационному обеспечению. Оперативный всесторонний контроль и сопровождение отдельных этапов в едином технологическом процессе методами моделирования позволит создавать и использовать комплексные высокорентабельные технологии, включающие проектирование, разработку и эксплуатацию месторождений с учетом конкретных геолого-технических условий. Без этого невозможно оптимальное управление нефтеотдачей путем регулирования дебитов эксплутационных скважин, режимов нагнетания и направления движения вытесняющих нефть агентов, а также обоснование методов воздействия на пласт и призабойную зону, выбор объектов для применения гидроразрыва и направления горизонтальных стволов в сторону невыработанных запасов.

В течение последних нескольких лет ведущие нефтяные компании России создали комплексные группы по построению постоянно действующих геологических и гидродинамических моделей. Внедрение информационной системы анализа состояния и управления эксплуатацией нефтяных месторождений в АО «Татнефть» позволяет контролировать и регулировать процесс разработки на уровне скважин, участков, пластов и залежи в целом. Успешное функционирование всех подсистем АЛСАУ обеспечивается корпоративным банком данных в четырех центрах: ТатНИПИНефть, АО «Татнефтегеофизика», ТГРУ и ТатАСУнефть [1].

С 1993 г. специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» ведется построение геолого-гидродинамических моделей для анализа текущего состояния разработки его крупнейших нефтяных месторождений. Используется программный комплекс Granat, работающий в среде Windows'95. Структуры базы данных поддерживаются в виде DBF-файлов. В рамках программного комплекса объединено несколько систем с двумя главными функциями:

- построение геологических моделей с расчетом положения газо- и водонефтяных контактов, выделением литолого-фациальных зон и индексацией прослоев, построением геологических карт, профилей и схем корреляции;
- построение технологических моделей с расчетом плотности отбора и закачки, нефтенасыщенности, начальных и текущих запасов нефти, прогноза добычи нефти и состояния разработки участков залежи с выводом результатов расчета в виде карт и таблиц [12].

Использование получаемых материалов в значительной мере способствует принятию оптимальных решений по управлению разработкой месторождений.

В настоящее время большой объем геоинформационных услуг в России выполняется компанией «ПетроАльянс», учредителями которой являются корпорация Western Atlas – мировой лидер изучения месторождений нефти и газа и компания «МД Сейс». «ПетроАльянс» располагает всем необходимым оборудованием и самым высокопроизводительным в России вычислительным комплексом для выполнения трехмерной сейсморазведки и построения геологической модели объекта разработки.

К сожалению, отечественные нефтяные компании недостаточно критически относятся к западным технологиям и не оценивают их реальной необходимости. В результате появляются многочисленные импортные компьютерные технологии, не оправдывающие затраченных на них средств. Даже дорогостоящая трехмерная сейсморазведка без наличия эффективных методов геологического и гидродинамического моделирования может не дать никакого эффекта.

Научно-методические разработки российских ученых и специалистов в области промысловой геофизики по своему уровню

превосходят зарубежные. Однако отсутствие надежной аппаратуры долго не позволяло реализовать эти разработки на производстве. Поэтому технология трехмерной сейсморазведки в России получила распространение лишь в последние несколько лет после появления современных технических средств (в основном, зарубежного производства): многоканальных телеметрических регистрирующих систем, цифрового компьютеризированного геофизического оборудования и специальных систем обработки и интерпретации данных.

К настоящему времени отечественными геофизическими фирмами АО НПП ВНИИГИС, НПФ «Геофизика», АО «Татнефтегеофизика» и другими разработана и доведена до уровня промышленного внедрения технология построения трех- и четырехмерной модели на основе применения данных геофизического мониторинга по так называемым «объемным» геофизическим методам наблюдения: сейсмографии, вертикальному сейсмическому профилированию (ВСП) и стандартным геофизическим исследованиям скважин (ГИС).

Основное внимание следует уделять развитию собственной базы новых технологий и технических средств в нефтяном секторе России, имеющей огромный научный потенциал с высоким профессионализмом и многолетним опытом персонала.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Галаев Р.Г.* Применение новых технологий на поздней стадии разработки месторождений Татарстана // Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 4.

2. *Голов Л.В.* Сравнение эффективности эксплуатации горизонтальных и вертикальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. № 7.

3. *Голов Л.В.* Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России / Л.В.Голов, С.Н.Волков // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. 1997. № 6.

4. *Дядькин Ю.Д.* Методика расчета и пути управления параметрами геотермального гидроразрыва // Технологические проблемы добычи геотермальной энергии и термальных вод: Сб. докладов международного симпозиума. СПб, 1995. Т.2.

5. *Ерохин В.П.*. Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» / В.П.Ерохин, К.Н.Харламов, В.И.Наумов и др. // Нефть Сургута. М.: Нефтяное хозяйство, 1997.

6. *Желтов Ю.П.* Механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1975.

7. *Каплан Л.С.* Развитие техники и технологии на Туймазинском месторождении / Л.С.Каплан, А.В.Семенцов, Н.Ф.Разгоняев / АНК «Башнефть». Уфа, 1998.

8. *Кудинов В.И.* Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов / В.И.Кудинов, Б.М.Сучков. Самара: Самарское кн. изд-во, 1996.

9. *Малышев А.Г.* Анализ влияния технологических факторов и механических свойств горных пород на эффективность ГРП / А.Г.Малышев, Г.А.Малышев, В.П.Сонин и др. // Нефть Сургута. М.: Нефтяное хозяйство, 1997.

10. *Медведев Н.Я.* Результаты проектирования и разработки объекта $АС_{4-8}$ Федоровского месторождения с применением горизонтальных скважин / Н.Я.Медведев, Б.Р.Саркисянц, Р.Г.Хисматов и др. // Там же.

11. *Медведев Н.Я.* Построение геолого-гидродинамических моделей для анализа разработки залежей нефти ОАО «Сургутнефтегаз» / Н.Я.Медведев, В.Г.Шеметилло, Д.В.Булыгин // Там же.

12. *Сонин В.П.* Перспективы создания в залежах с непредельным нефтенасыщением большеобъемных оторочек кислотосодержащих составов и мелкодисперсных наполнителей в растворах ПАВ, КМЦ и эмультала / В.П.Сонин, А.У.Зайнудинов, Р.А.Булатов // Там же.

13. *Сонин В.П.* Состояние и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / В.П.Сонин, Н.Я.Медведев, В.А.Мишарин и др. // Там же.

14. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: Сб. науч. трудов. М.: Наука, 1990.

15. *Хрулев С.* Совместные предприятия как полигон для новой техники // Нефть и капитал. 1997. № 6.

16. *Черемисин Н.А.* Результаты применения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Н.А.Черемисин, Г.А.Малышев, Н.Н.Сальникова и др. // Нефть Сургута. М.: Нефтяное хозяйство, 1997.

17. *Gregory Deskins.* Survey shows Successes, failures of horizontal wells / Gregory Deskins, William J.Mc.Donald, Thomas B.Reid. // Oil and Gas. J. 1995. Vol.93. № 25.