

но устанавливается ниже 20 мг/л. Для достижения этого показателя, помимо установок по обессоливанию нефти, строят установки по извлечению из нее сероводорода.

Жестких норм на остаточное содержание влаги и тяжелых углеводородов после установок по осушке и очистке нефтяных газов на промыслах США не существует. В каждом случае температура точки росы и конденсации углеводородов после установок должна быть ниже минимальной температуры, устанавливаемой на отдельных участках газосборных сетей. Только при соблюдении этих требований можно предотвратить возникновение в газосборных сетях и газопроводах гидратных и конденсатных пробок, нарушающих их нормальную работу.

Отделившийся из газа после его охлаждения конденсат обычно закачивается в нефтепровод или направляется на дальнейшую переработку. При закачке конденсата в нефтепровод осуществляется его стабилизация до упругости паров, близкой к упругости паров нефти. Кислые газы после установки очистки поступают на переработку для получения элементарной серы, а в случае небольших объемов газа сжигаются на факеле.

К качеству подготовки сточных вод при их закачке в продуктивные пласты предъявляются более жесткие требования по содержанию нефти и механических примесей. Для предотвращения коррозии трубопроводов и насосного оборудования закачиваемая в пласт вода подвергается деаэрации с доведением содержания кислорода до следов. В случае сброса сточных вод в открытые водоемы осуществляется аэрация воды с доведением содержания кислорода в ней до нормативного уровня.

Технологическая схема подготовки и ее аппаратное исполнение выбираются в зависимости от требований к качеству подготовки нефти, газа и воды, которые различаются не только по странам, но и по регионам.

Подготовка нефти и газа на нефтяных промыслах, особенно на месторождениях США и Канады, помимо обеспечения качества нефти и газа в соответствии с требованиями нефтегазопроводных компаний, предусматривает обеспечение максимального по объему выхода нефти из продукции скважин. Этому способствует возвращение в товарную нефть значительного объема конденсата после его стабилизации, а также условия сдачи нефти нефтепроводным компаниям и нефтепере-

рабатывающим заводам в объемных единицах — баррелях (один баррель равен $0,159 \text{ м}^3$).

Максимальный объем выхода товарной нефти на установках подготовки прежде всего обеспечивается в результате применения многоступенчатой сепарации вплоть до концевой горячей ступени. Оптимизация выхода нефти достигается регулированием числа применяемых ступеней сепарации, а также соответствующего давления на каждой из них. Кроме того, отсепарированный газ последовательно возвращается при помощи компрессоров из каждого сепаратора в стоящие рядом сепараторы более высокого давления.

При проектировании установок подготовки нефти, газа и воды, которые являются единым технологическим объектом, применяют различные виды оборудования и аппаратуры. В состав оборудования для подготовки нефти входят сепараторы, агрегаты (печи), нагреватели-деэмульсаторы, отстойники и электрогидраторы. В случае содержания в нефти сероводорода, меркаптанов и других сернистых соединений в пределах, превышающих нормы, на установке предусматривается оборудование по очистке нефти от сероводорода: газовые сепараторы, компрессоры, холодильники, контактные колонны для осушки газа, оборудование для регенерации гликоля и т.д. Если в газе содержатся сероводород и углекислый газ, предусматривается оборудование для очистки газа от этих компонентов. В комплект оборудования для подготовки сточных вод входят нефтеловушки с постоянным отбором улавливаемой нефти, фильтры, установки для умягчения и деаэрации воды.

Сепараторы. В настоящее время созданы сепараторы на различные давления и производительности, с различными внутренними, в том числе съемными, устройствами, приспособленными для обеспечения качественной сепарации продукции скважин с различными физико-химическими свойствами. Это сепараторы для обычных нефтей, высокопенистых нефтей, нефтей с высокими и низкими газовыми факторами, высокозастывающих нефтей; сепараторы для сброса свободной воды (трехфазные) и отделения механических примесей, поступающих с продукцией скважин.

Нефтегазовые сепараторы выпускаются различной производительности (до $15 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ по нефти), однако производительность сепараторов для пенистых и высоковязких нефтей

резко падает (в десятки раз) в связи с увеличением времени пребывания таких нефтей в аппарате по сравнению с обычными нефтями.

Если раньше нефтепромысловые сепараторы изготовлялись на срок 15...20 лет, то в настоящее время созданы сепараторы, рассчитанные для работы в самых суровых климатических условиях в течение 50 лет. Один такой сепаратор уже несколько лет эксплуатируется на месторождении Прадхо-Бей (Аляска). Внутренние секции, из которых состоит сепаратор, по мере выхода из строя могут заменяться через люк.

Нагреватели (печи), отстойники и электродегидраторы.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях за рубежом нашли вертикальные и горизонтальные нагреватели-деэмульсаторы, где нагрев нефтяной эмульсии совмещается с сепарацией и отстоем. Вертикальные нагреватели-деэмульсаторы находят применение при подготовке небольших объемов нефти на суше и морских платформах. Производительность одного аппарата может достигнуть 600 м³/сут по нефти. Считается, что применение вертикальных нагревателей-деэмульсаторов экономически эффективно при производительности установок подготовки нефти до 2000 м³/сут. Вертикальные нагреватели-деэмульсаторы наиболее экономичны по сравнению с другими аппаратами по удельной капиталоемкости на 1 м³ подготовленной нефти. Кроме того, их монтаж требует меньшей площади, что очень важно при размещении промышленного оборудования на морских платформах. Основными недостатками вертикальных нагревателей-деэмульсаторов являются небольшая тепловая мощность и ограниченная площадь отстойной зоны, что лимитирует их производительность.

Горизонтальные нагреватели-деэмульсаторы в отличие от вертикальных имеют большую тепловую мощность и площадь поперечного сечения отстойной зоны. Кроме того, процессы коалесценции глобул воды и их осаждение происходят быстрее при вертикальном потоке нефти в аппарате. Соответственно производительность одного горизонтального нагревателя-деэмульсатора намного выше по сравнению с вертикальным аппаратом и может, в зависимости от стойкости нефтяной эмульсии, достигать 3000 м³/сут по нефти. В последние годы некоторые фирмы начали выпускать горизонтальные нагреватели-деэмульсаторы, в отстойной секции которых

монтируются электроды для подачи в них высокого напряжения промышленной частоты или постоянного напряжения (15000...25000 В). При этом электрическое поле промышленной частоты эффективно при разрушении нефтяных эмульсий с содержанием воды до 20 %, а электрическое поле постоянного тока — мелкодисперсной эмульсии, оставшейся после подачи переменного напряжения. Фактически при оснащении горизонтальных нагревателей-деэмульсаторов электродами их отстойная часть превращается в электродегидратор промышленной частоты (при переменном напряжении) или в электростатический дегидратор (при постоянном токе).

Использование горизонтальных нагревателей-электродегидраторов (включая электростатические) находит все большее применение для подготовки нефтей, добыча которых осуществляется путем паротеплового воздействия или внутрискластового горения. Добываемая продукция склонна к пенообразованию, обладает высокой вязкостью, термохимические меры подготовки таких нефтей крайне неэффективны. Применение электродегидраторов промышленной частоты и электростатических дегидраторов позволило решить эту проблему, однако их производительность в этом случае значительно ниже, чем при подготовке обычных легких нефтей.

При подготовке больших объемов нефти (более 15-20 тыс. м³/сут) применение совмещенных аппаратов становится неэкономичным, и процессы нагрева и отстоя осуществляются в отдельных аппаратах. Для нагрева нефтяной эмульсии обычно используются блочные автоматизированные печи повышенной тепловой мощности, а для отделения воды от нефти — отстойники или электродегидраторы (включая электростатические). Такие же отстойники или дегидраторы применяются при обессоливании нефтей. Процесс обессоливания (если при обезвоживании нефти не удастся снизить содержание солей до приемлемого уровня) осуществляется подачей в поток нефти пресной воды. Это приводит к снижению концентрации солей в глобулах остаточной воды и растворению солей в нефти, если последние содержатся в ней в кристаллической форме.

Применение электродегидраторов на установках подготовки нефти позволит осуществлять процессы обезвоживания и обессоливания при пониженных температурах продукции. Во многих случаях не требуется подогрева продукции скважин, поступаю-

шей на установку, что значительно удешевляет процесс. Кроме того, подготовка нефти без нагрева или при пониженных температурах способствует максимальному сохранению в нефти легких углеводородов, что при принятых условиях сдачи нефти в объемных единицах увеличивает выход нефти из продукции скважин.

В последние годы зарубежные компании обеспокоены потерями тепла с дымовыми газами при промышленной подготовке нефти. КПД нагревателей и печей можно поднять строгим регулированием подачи воздуха в горелки, установки экономайзера на дымовых трубах и турбулентного скруббера в верхней секции жаровой трубы. Это способствует улучшению процесса горения, снижению температуры дымовых газов и повышению КПД печей.

Оборудование для удаления H_2S из нефти. Разработано несколько технологических схем для выделения H_2S из нефти. Наиболее приемлемой для промышленных условий является отдувка H_2S из нефти углеводородным газом, осуществляемая в колонне, оснащенной тарелками (обычно не более 24). В нижнюю часть колонны подается углеводородный газ, не содержащий H_2S , а сверху противотоком — очищаемая нефть. В результате контакта газа и нефти, находящихся в колонне в неравновесном состоянии, растворенный в нефти H_2S переходит в газ и удаляется из верхней части колонны. Очищенная от H_2S нефть отводится из нижней части колонны. Продувочный газ перед подачей в колонну очищается от H_2S .

Оборудование для очистки газа от H_2S и CO_2 . Для очистки газа от H_2S и CO_2 применяются химическая абсорбция, физическая абсорбция и адсорбция. На нефтяных месторождениях наибольшее распространение получил процесс с использованием моноэтаноламина (МЭА), при котором содержащиеся в газе H_2S и CO_2 поглощаются в жидком абсорбенте. Поглощение H_2S и CO_2 в МЭА происходит в контактной колонне, в которую снизу подается газ, сверху — противотоком МЭА. По мере растворения H_2S и CO_2 в МЭА последний выводится с нижней части колонны и подается в десорбер для регенерации МЭА. Очищенный от H_2S и CO_2 газ выводится с верхней части колонны и направляется на осушку. Установки по очистке газа от H_2S и CO_2 рас-

считаны на различные производительности (до 6...8 млн м³/сут) и давления (до 8,5 МПа).

Установки по осушке газа. Для осушки газа на промыслах применяют абсорбцию жидкими и твердыми поглотителями, низкотемпературную сепарацию и закачку ингибиторов против отложения гидратов. Наибольшее распространение на промыслах нашел процесс с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ), позволяющий снизить температуру точки росы водяных паров в газе на 65...67 °С. Технологическая компоновка оборудования для осушки газа с использованием ТЭГ аналогична установке очистки газа от H₂S и CO₂, только в этом случае вместо МЭА в качестве абсорбента используется ТЭГ. Производительность установок по осушке газа от водяных паров различна (до 6 млн м³/сут), и давление — до 8,5 МПа.

Осушка газа с использованием процесса низкотемпературной сепарации (НТС) особенно приемлема, когда давление потока газа превышает 14 МПа. В этом случае перед сепаратором в поток газа рекомендуется подавать раствор ДЭГ для предотвращения образования гидратов в сепараторе. Для отделения потока газа от жидкой фазы, а в жидкой фазе — отделения конденсата от раствора ДЭГ объем сепаратора должен быть значительным, чтобы свести потери гликоля и конденсата к минимуму. Конденсат, полученный на установках НТС, можно подвергнуть стабилизации, что обычно производится в газофракционирующей колонне. На установках НТС одновременно с осушкой газа снижают температуру конденсации легких углеводородов в газе. После осушки газа на установках с применением ТЭГ снижение температуры конденсации осуществляется путем охлаждения газа с применением холодильных агентов. Наибольшее применение на промыслах в качестве холодильного агента получил пропан.

Оборудование для очистки сточных вод. Оборудование для очистки сточных вод содержит: нефтеловушки, фильтры и в случае необходимости установки для умягчения воды и деаэразаторы. Нефтеловушки представляют собой отстойники, в которых всплывшая нефть непрерывно удаляется с поверхности воды. В настоящее время применяют различные конструкции нефтеловушек в закрытых емкостях для ускорения механического отделения воды от нефти. Наибольшее распространение

получили нефтеловушки с использованием газовой флотации, позволяющие очищать от нефти (механических примесей) большие объемы сточных вод при сравнительно небольшой вместимости флотатора. В настоящее время выпускаются флотаторы на различную производительность — до 10...11 тыс.м³/сут по воде, при этом вместимость флотатора не превышает 65 м³.

Фильтры. После удаления нефти в воде может оставаться значительное количество взвешенных веществ. При закачке такой воды в продуктивные пласты возможно постепенное затухание приемистости нагнетательных скважин. Для удаления взвешенных частиц из воды применяют фильтры. Наибольшее распространение на промыслах получили многослойные песчаные фильтры, в которых размеры частиц фильтрующего песка уменьшаются сверху вниз. Такая сортировка фильтрующего материала позволяет значительно повысить производительность фильтров. Выпускаются фильтры на различные производительности — до 16 тыс.м³/сут по воде при вместимости фильтра не более 28 м³.

Деаэраторы. Для удаления кислорода из сточных вод при необходимости осуществляется продувка воды углекислотным газом под вакуумом или с применением химических реагентов. Химические методы удаления кислорода хотя и не требуют сложного оборудования, но при больших объемах воды эксплуатационные расходы возрастают.

В некоторых районах мира из-за недостатка пресной воды может возникнуть проблема удаления растворенных солей из сточных вод. Умягчение воды обычно осуществляется с использованием натрий-цеолит-катионных обменных процессов, при которых из воды удаляются ионы магния и кальция. Получаемая при этом умягченная, относительно чистая вода может служить в качестве питательной воды для парогенераторов (при паротепловых воздействиях на пласт), а также подаваться в ирригационную систему в засушливых районах.

С точки зрения подготовки нефти представляет большой интерес обустройство месторождения Прадхо-Бей (Аляска), где построено шесть пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды производительностью около 40000 м³/сут по нефти каждый. Все оборудование пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды в модульном исполнении. Начинка модулей технологическим оборудованием производилась на заводах и бар-

жами доставлялась в залив Прадхо Бей, далее транспортировалась к пунктам сбора. Масса отдельных модулей достигает 2000 т. Каждый модуль обеспечивается системой обогрева, вентиляции и противопожарными устройствами. Пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды комплектуется следующими основными модулями: распределительных гребенок, нефтегазовых сепараторов, электродегидраторов, компрессоров, осушки газа, очистки воды и контроля и управления.

Принципиальная схема подготовки нефти и газа приведена на рис. 4. Так как температура продукции скважин, поступающей на установку, около $+80^{\circ}\text{C}$, подготовка нефти осуществляется без подогрева. На установке предусмотрены четыре ступени сепарации при давлениях соответственно 4,67; 0,775; 0,667 и 0,717 МПа. На первой ступени сепарации отделяется основной объем газа и пластовой воды. Затем нефть поступает во вторую ступень сепарации, где определяется дополнительное количество газа и воды. Отсюда нефть движется в сепаратор 4, смонтированный выше электродегидратора 5. Отделение газа в этом сепараторе при меньшем, чем в электродегидраторе, давлении исключает образование в нем газовых пузырьков и повышает эффективность работы электродегидратора. Обезвоженная в электродегидраторе нефть с объемным содержанием воды менее 0,2 % направляется в промежуточный холодильник 6, затем на последнюю ступень сепарации 7. Нефть из конечного сепаратора 7 насосом 9 после охлаждения в холодильнике 10 до $+60^{\circ}\text{C}$ поступает в магистральный нефтепровод. Объем нефти определяется на узле учета перед магистральным нефтепроводом. Отделившаяся вода из сепараторов 1, 3 и 7 и электродегидратора поступает на установку очистки.

Газ первой ступени сепараций после воздушного холодильника 19 и скруббера 18 осушается раствором ТЭГ в контактной колонне 17 и после нагрева в теплообменниках газ-газ 20 поступает на прием компрессоров для закачки в газовую шапку, а из сепаратора последней ступени после холодильника 8 и сборной емкости 26 — в компрессор газа низкого давления. После охлаждения в воздушном холодильнике 24 газ движется в сепаратор 23, затем в скруббер 22 и вместе с газом второй ступени сепарации компрессором 21 дожимается до давления второй ступени сепарации и после охлаждения в холодильнике 20 смешивается с газом первой

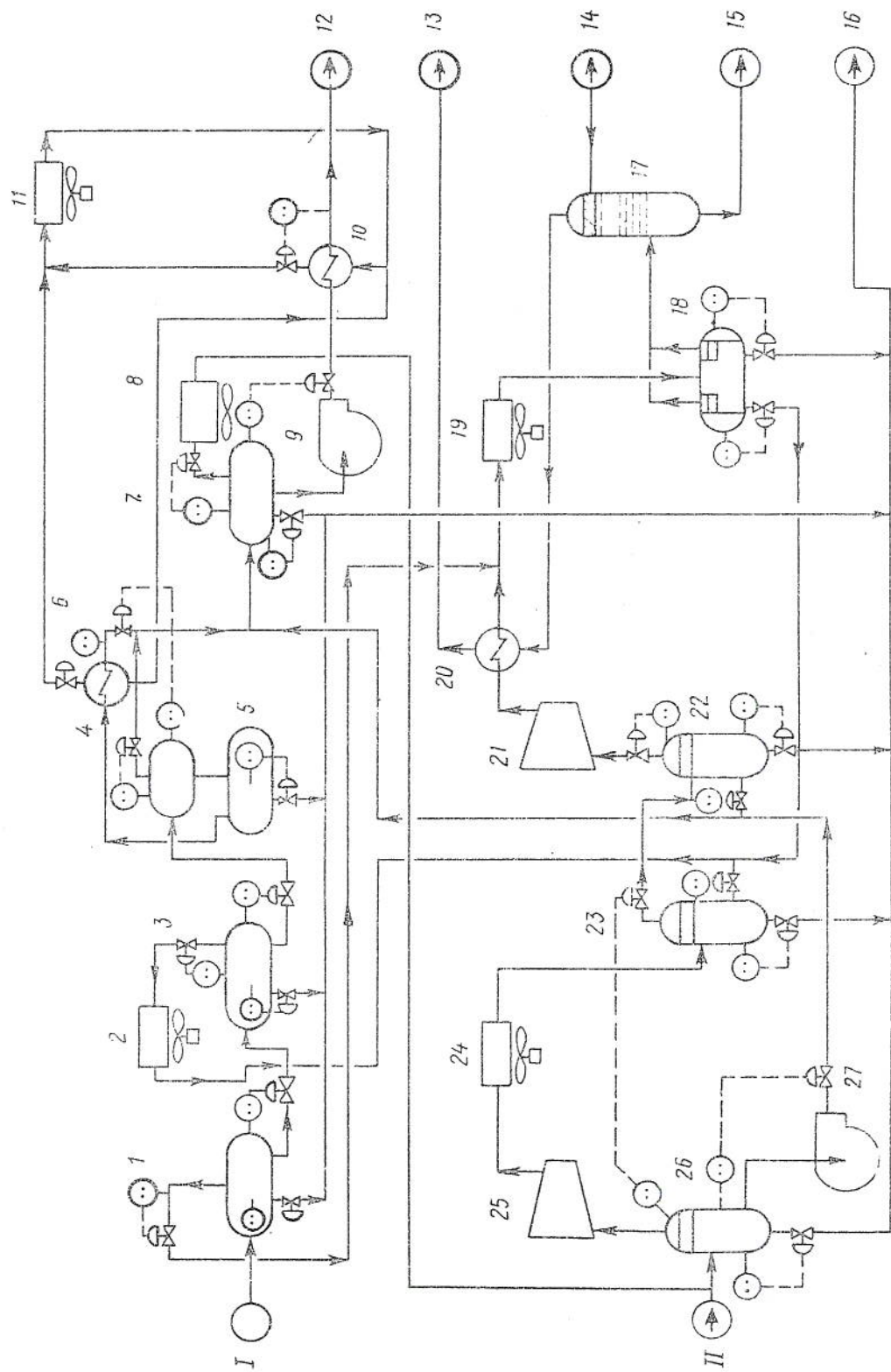


Рис. 4. Принципиальная схема подготовки нефти и газа:

1 - сепаратор первой ступени; 2, 8, 11, 19, 24 - воздушные холодильники; 3 - сепаратор второй ступени; 4 - сепаратор; 5 - электродегидратор; 6 - промежуточный холодильник нефти; 7 - концевой сепаратор; 9 - основной насос; 10 - холодильник; 12 - нефть в магистральный нефтепровод; 13 - газ на КС; 14, 15, 16 - линии подачи соответственно ТЭГ; ТЭГ на регенерацию; сточный вод на очистку; 17 - контактная колонна; 18 - скруббер высокого давления; 20 - теплообменник газ-газ; 21, 25 - центробежный компрессор; 22 - скруббер низкого давления; 23 - газовый сепаратор; 26 - емкость низкого давления; 27 - насос; 1 - продукция из скважин; П - газ после регенерации ТЭГ

ступени сепарации. Отделившийся конденсат из сборной емкости 26 насосом 27 откачивается на прием сепаратора последней ступени 7. Отделившийся конденсат из скрубберов высокого и низкого давлений 18, 22 и сепаратора низкого давления 23 сбрасывается по мере накопления в линию приема сепаратора последней ступени. Отделившаяся вода из этих аппаратов поступает на установку очистки воды. Подготовка сточных вод сводится к удалению нефти с последующей фильтрацией воды. Очищенная вода закачивается в продуктивный пласт, а уловленная нефть возвращается на прием сепараторов последней ступени.

Применение ступенчатой сепарации и возвращение уловленного конденсата из газа всех ступеней сепарации на прием последней ступени позволяют максимально увеличить выход товарной нефти по объему и соответственно уменьшить объем выхода газа на месторождении Прадхо-Бей. Из-за отсутствия магистрального газопровода весь нефтяной газ, за исключением расходуемого на нужды промысла, закачивается в газовую шапку продуктивного пласта для поддержания пластового давления и временного хранения. Охлаждение газа перед осушкой с последующим нагревом исключает возможность образования гидратных и конденсатных пробок в газопроводах до центральной компрессорной станции, осуществляющей закачку газа в продуктивный пласт.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ НТП В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Задачей внедрения достижений НТП в нефтегазодобыче является в первую очередь увеличение поставок углеводородного сырья требуемого вида и качества. В условиях государственно-монополистического капитализма эта задача подчинена единственной цели — максимизации прибыли действующих в отрасли фирм. Поэтому США не стремятся к наращиванию добычи нефти и газа любой ценой. Через механизм международного разделения труда они продолжают использовать для собственного экономического развития в нефтегазовой сфере значительную часть не только природных, но и производственных ресурсов развивающихся и промышленно развитых капиталистических государств. При этом цели оптимизации хозяйственной деятельности действующих в отрасли фирм, как правило, не

совпадают с целями оптимизации развития отрасли в целом по стране. Это несовпадение существует независимо от того, являются ли эти фирмы моно- или многоотраслевыми, вертикально интегрированными или горизонтально диверсифицированными, национальными или транснациональными. Таким образом, существующий уровень эффективности функционирования американской нефтегазодобычи не является в строгом смысле оптимальным, поскольку набор фирменных (ведомственных) оптимумов не дает в сумме оптимум народнохозяйственный. Для достижения последнего фирмы должны были бы отказаться от стремления к оптимальным параметрам собственной деятельности, что противоречит основополагающим принципам капиталистического предпринимательства, следовательно, неприемлемо и неприменимо на практике.

Наибольшие трудности представляет количественная оценка уровня НТП (производным является определение темпов НТП) и степени его влияния на эффективность производства продукции. В отечественной и зарубежной литературе предложено много разных методов такой оценки, некоторые из которых спорные и внутренне противоречивые и весьма трудоемкие. Поэтому широкое распространение получили сравнительно простые методы оценки уровня и темпов НТП. Метод, предложенный Ю.В.Куренковым, подробно описан и концептуально обоснован. Он базируется на том, что НТП — суть вытеснения ручного труда машинным. Поэтому можно принять, что соотношение C/V , где C — капиталовложения в активную часть основных фондов (машины и оборудование), V — затраты труда (выплаченная за год основная и дополнительная заработная плата), характеризует научно-технический уровень отрасли, а темп изменения этого уровня — темп или интенсивность НТП. В соответствии с расчетами научно-технического уровня нефтегазодобывающей промышленности США в опорные годы среднегодовой темп НТП в отрасли по периодам составил:

1960–1970 гг.	+3,4 %
1970–1975 гг.	–0,5 %
1975–1980 гг.	–5,8 %
1980–1985 гг.	–23,2 %

1960-1973 гг.	+4,0 %
1973-1985 гг.	-14,0 %
<hr/>	
1960-1985 гг.	-5,1 %

Расчет интенсивности НТП в нефтегазодобывающей промышленности США по изменению ее научно-технического уровня, измеренного отношением C/V , представлен в табл. 3 (в ценах 1983 г.).

Таблица 3

Показатели	Год					
	1960	1970	1973	1975	1980	1985
С (капиталовложения в машины и оборудование), млрд дол.	1,8	2,8	3,8	3,8	5,1	1,5
V (основная и дополнительная заработная плата), млрд дол....	6,58	7,33	8,36	10,20	18,49	20,27
С, дол.*	30,1	31,3	42,8	47,6	65,2	22,8
V, дол.*	109,8	81,8	94,3	127,7	236,4	308,1
C/V (показатель, характеризующий научно-технический уровень*).	0,274	0,383	0,454	0,373	0,276	0,074

* На 1000 дол. чистой продукции.

Из приведенных данных видно, что прошедшие четверть века четко подразделяются на два периода: до 1973 г. — растущей интенсивности НТП, после 1973 г. — ее снижения.

Прогрессирующее уменьшение интенсивности НТП после энергетического кризиса было столь велико (среднегодовые темпы этого снижения после 1973 г. в 3,5 раза превышали темпы роста интенсивности НТП до 1973 г.), что в целом за 1960-1985 гг. темп НТП оказался также отрицательным. В итоге, несмотря на рост за 1960-1973 гг. почти в 1,7 раза, рассчитанный таким образом научно-технический уровень нефтегазодобычи США снизился за последующие 12 лет бо-

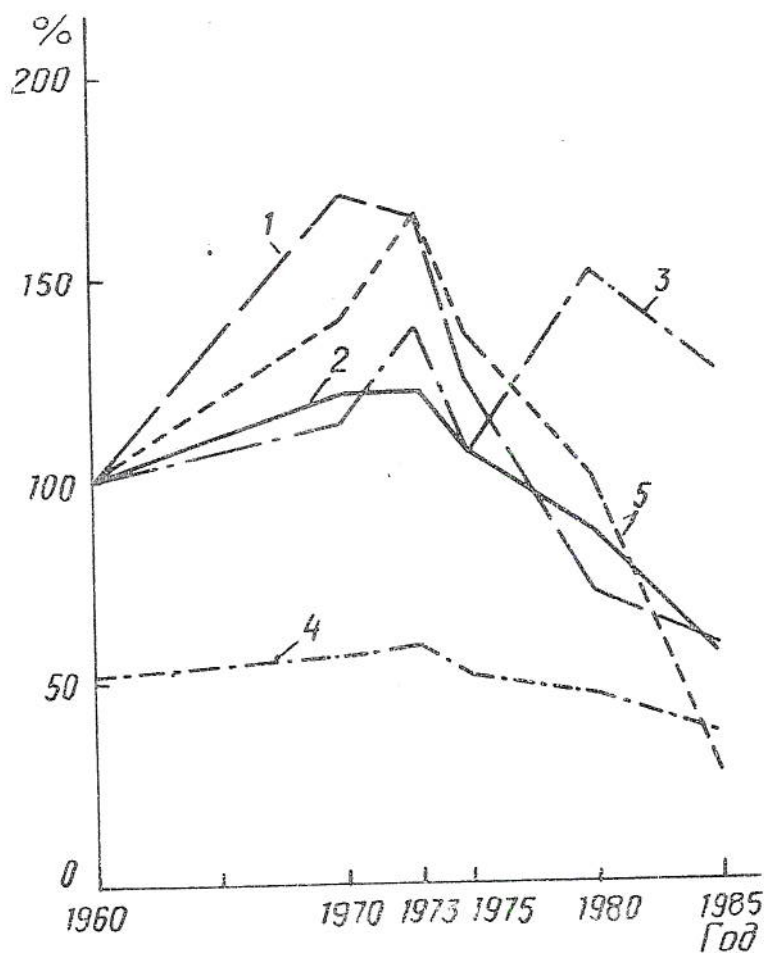


Рис. 5. Динамика показателей экономической эффективности функционирования нефтегазодобывающей промышленности США в 60-80-е гг.:

1 - производительность труда одного занятого работника; 2 - капиталотдача; 3 - материалотдача; 4 - отношение прибыли к стоимости отгруженной продукции; 5 - показатель технического уровня отрасли

лее чем в 6 раз, пройдя в 1980 г. уровень 1960 г., к 1985 г. - почти в 4 раза по сравнению с 1960 г. (рис. 5).

Эффективность НТП должна количественно определяться соотношением между изменением уровня НТП и соответствующим ему изменением абсолютного эффекта у производителей. Поскольку развитие нефтегазодобывающей промышленности США осуществляется на базе передовых достижений НТП, будем считать, что изменение эффективности производства является в конечном итоге результатом НТП в широком понимании последнего. Эффективность НТП определяется на основе изменения частных показателей экономической эффективности функционирования отрасли, в качестве которых рассматривается эффективность использования основных производственных ресурсов: средств, предметов труда и рабочей силы. Таким образом, эффективность НТП определяется через его влияние на производительность живого и продуктивность овеществленного труда, где анализируемыми показателями выступают производительность труда первого занятого, капиталотдача и материалотдача. Основные производственные ресурсы и

Таблица 4

Показатели	Год					
	1960	1970	1973	1975	1980	1985
Численность занятых, тыс. чел.	309,2	270,1	277,7	330,1	559,7	585,2
Основной капитал, млрд дол.	190,3	233,5	231,0	236,5	284,8	364,9
Материальные затраты, млрд дол.	29,9	38,9	32,2	37,4	25,8	26,0
Производительность труда,* 10 ³ дол./чел.	193,7	331,7	319,4	242,0	139,7	112,4
Капиталоотдача*, дол./10 ³ дол.	314,8	383,7	384,0	337,8	274,6	180,3
Материалоотдача*, дол./дол. ...	2,00	2,30	2,75	2,14	3,03	2,53

* По чистой продукции.

эффективность их использования в нефтегазодобывающей промышленности США в 60-80-е гг. (в ценах 1983 г.) представлены в табл. 4. Расчеты, приведенные в табл. 3 и 4, осуществлены по данным /8-14/.

Сопоставление динамики показателей эффективности использования основных производственных ресурсов (см. рис. 5) показало, что в целом за 25 лет повысилась лишь эффективность использования предметов труда, а средств труда и рабочей силы — снизилась. Переломным в динамике показателей эффективности было начало 70-х гг., вплоть до которого все они возрастали, после чего производительность труда и капиталотдача стали устойчиво снижаться, а материалоотдача резко колебаться при сохранении общей динамики повышения. При этом характер динамики производительности труда (и в меньшей степени — капиталотдачи) по сути совпадает с характером изменения научно-технического уровня отрасли.

Авторами проведены расчеты сравнительной во времени эффективности использования основных производственных ресурсов в нефтегазодобывающей промышленности США за 1960-1985 г. и по подпериодам. Сравнительная эффективность использования живого труда оценивалась по среднего-

довой экономии (перерасходу) трудовых ресурсов за счет изменения уровней производительности живого труда в указанные подпериоды; эффективность использования овеществленного труда — по среднегодовой экономии (перерасходу) средств и предметов труда за счет изменения уровней капитало- и материалоотдачи.

Абсолютная экономия (перерасход) основных производственных ресурсов в отрасли за период рассчитывалась по формулам:

рабочей силы, тыс.чел.:

$$\text{ЧП}_t / \text{ПТ}_0 - \text{ЧЗ}_t ;$$

капитальных ресурсов, млрд дол.:

$$\text{ЧП}_t / \text{КО}_0 - \text{ОК}_t ;$$

материальных ресурсов, млрд дол.:

$$\text{ЧП}_t / \text{МО}_0 - \text{МЗ}_t ,$$

где ЧП_t — чистая продукция отрасли в конечный год периода;

ПТ_0 — производительность труда первого занятого: в начальный год периода;

КО_0 — капиталоотдача в начальный год периода;

МО_0 — материалоотдача (по чистой продукции) в начальный год периода;

ЧЗ_t — численность занятых в отрасли в конечный год периода;

ОК_t — основной капитал в конечный год периода;

МЗ_t — материальные затраты в отрасли в конечный год периода.

Относительная экономия (перерасход) основных производственных ресурсов в отрасли за период рассчитывалась по формулам:

$$\text{ЧП}_t / \text{ПТ}_0 - \text{ЧЗ}_t / \text{ЧЗ}_t ,$$

$$\text{ЧП}_t / \text{КО}_0 - \text{ОК}_t / \text{ОК}_t ,$$

$$\text{ЧП}_t / \text{МО}_0 - \text{МЗ}_t / \text{МЗ}_t .$$

Для определения абсолютной среднегодовой экономии (перерасхода) абсолютная экономия (перерасход) основных производственных ресурсов за период делилась на число лет в периоде.

Результаты расчетов показали, что НТП оказывает заметное влияние на изменение масштабов вовлечения в отрасль основных производственных ресурсов. В большинстве случаев масштабы экономии (перерасхода) того или иного ресурса з.

сопоставимые пятилетние подпериоды составляют от 1/5 до 2/3 масштаба его использования в отрасли. В целом за период экономия материальных ресурсов превысила 1/4 уровня их использования в базисном году, а капитальные и трудовые ресурсы характеризовались перерасходом, превышающим 2/5 уровня их использования в базисном году. Абсолютная среднегодовая экономия материальных ресурсов в целом за период составила примерно 300 млн дол./год, но перекрывалась в 1,7 раза ежегодным перерасходом фонда заработной платы в результате "избыточного" потребления трудовых ресурсов на 10 тыс.чел./год. В то же время абсолютный среднегодовой перерасход капитальных ресурсов превышал 6 млрд дол. Абсолютная и относительная экономия (+) или перерасход (-) основных производственных ресурсов за счет изменения эффективности их использования в нефтегазодобывающей промышленности США в 60-80-е гг. приводится в табл. 5.

Наиболее динамичным было изменение масштабов экономии (перерасхода) трудовых ресурсов, наименее резкими колебаниями сопровождалось изменение масштабов экономии (перерасхода) материальных ресурсов. Изменение масштабов экономии (перерасхода) трудовых и капитальных ресурсов характеризуется заметной синхронизацией (см.табл. 5).

Перечисленные показатели являются частными, характеризуют с разных сторон результативность НТП на отдельных его направлениях. Для оценки общей эффективности НТП можно использовать интегральные показатели, определяющие соотношение затрат и результатов производства.

Из данных рис. 5 следует, что динамика этого показателя (представлены его абсолютные значения) в общем виде совпадает с динамикой других использованных в данной работе показателей, характеризующих интенсивность и/или эффективность НТП. До энергетического кризиса эти показатели улучшались, после, как правило, ухудшались. В первую очередь уменьшение эффективности относилось к использованию трудовых и капитальных ресурсов. В 70-80-е гг. доля зарплаты и амортизации в затратах на производство продукции отрасли увеличилась в 2 и 1,5 раза и превысила 25 и 40 % соответственно (рис. 6).

Таким образом, расчеты, базирующиеся на различных методических подходах, приводят к одинаковым выводам в отношении периодизации в движении показателей эффективности НТП.

Таблица 5

Показатели*	Год						
	1960- 1970	1970- 1975	1975- 1980	1980- 1985	1960- 1973	1973- 1985	1960- 1985
<u>Трудовые ресурсы</u>							
Абсолютная экономия (перерасход), тыс.чел.	192,5	-89,2	-236,6	-114,2	180,2	-379,2	-245,5
Относительная экономия (перерасход), %	62,3	-33,0	-71,7	-20,4	58,3	-136,6	-42,0
Абсолютная среднегодовая экономия (перерасход), тыс.чел./год	19,3	-17,8	-47,3	-22,8	13,9	-31,6	-9,8
<u>Капитальные ресурсы</u>							
Абсолютная экономия (перерасход), млрд дол.	51,1	-28,3	-53,3	-125,3	50,8	-193,5	-155,9
Относительная экономия (перерасход), %	26,9	-12,1	-22,5	-44,0	26,7	-83,8	-42,7
Абсолютная среднегодовая экономия (перерасход), млрд дол./год	5,1	-5,7	-10,7	-25,1	3,9	-16,1	-6,2
<u>Материальные ресурсы</u>							
Абсолютная экономия (перерасход), млрд дол. ...	14,9	-2,7	10,7	-4,3	12,2	-2,1	6,9
Относительная экономия (перерасход), %	49,8	-6,9	28,6	-16,7	40,8	-6,5	26,5
Абсолютная среднегодовая экономия (перерасход), млрд дол./год	1,5	-0,5	2,1	-0,9	0,9	-0,2	0,3

* Рассчитаны по данным /8-14/.

Установлено, что решающим фактором эффективности НТП является эффективность использования капитальных ресурсов, поскольку перерасход трудовых (в пересчете на заработную плату) и экономия материальных ресурсов в значительной степени компенсируют друг друга. Дальнейшее изменение эффективности НТП будет в большей мере зависеть от успешности решения проблемы уменьшения капиталоемкости нефтегазодобычи, а значит, и от направлений развития инвестиционного процесса в отрасли.

Нефтегазодобывающая промышленность США характеризуется нарастающей динамичностью инвестиционного процесса: после незначительного снижения в первой половине 80-х гг. (кризисные годы) коэффициент обновления в последующее время устойчиво растет. Обновление основного капитала носит в отрасли преимущественно интенсивный характер — большая часть капиталовложений идет не на расширение производственной базы отрасли, а на ее техническое перевооружение. В то же время наблюдается неблагоприятная, на наш взгляд, тенденция: уменьшение выбытия при росте обновления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные направления НТП в нефтегазовой промышленности США в 70-е и начале 80-х гг. были связаны с разведкой и освоением нефтяных месторождений в новых отдаленных районах с аномальными природно-климатическими условиями, а также повышением эффективности работ в старых нефтедобывающих районах.

В бурении наибольший прогресс достигнут в области совершенствования бурового оборудования и внедрения систем непрерывного автоматического контроля за работой надземного и забойного оборудования буровой установки.

Улучшение технико-экономических показателей бурения достигнуто преимущественно созданием высококачественных долот (PDC), которые являются универсальными и имеют высокую эффективность при роторном и турбинном бурении.

Для контроля за работой забойного оборудования все большее распространение получают системы измерений в процессе бурения (MWD), которые являются более точными и экономичными по сравнению с другими измерительными системами.

Разработка месторождений редкой сеткой скважин, особен-

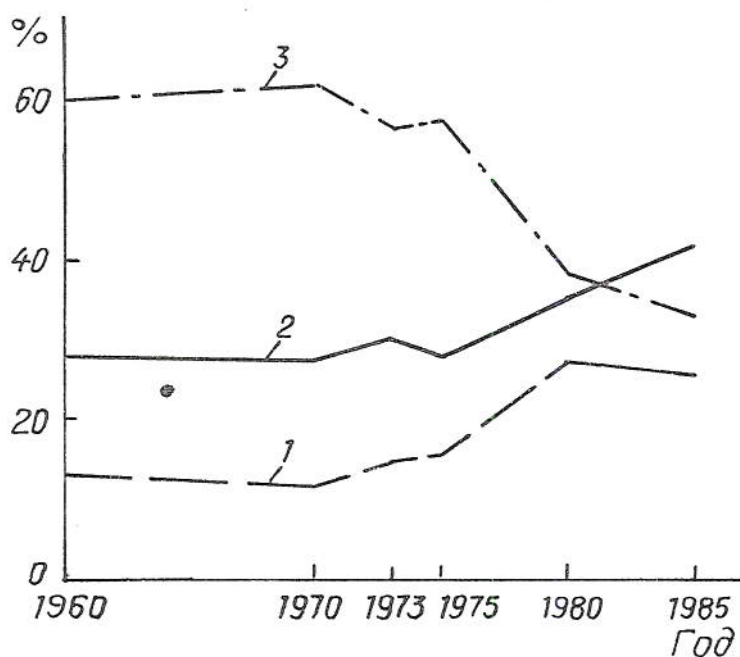


Рис. 6. Структура затрат на производство продукции в нефтегазодобывающей промышленности США в 60-80-е гг., %: 1 - зарплатная плата; 2 - амортизация; 3 - материальные затраты

но в начальный период, является общепринятой в отдаленных, труднодоступных районах. На таких месторождениях первоначально разбуриваются по редкой сетке только самые продуктивные части. По мере окупаемости первоначальных капиталовложений и изучения геологических особенностей месторождения осуществляют дальнейшее бурение с целью уплотнения сетки скважин. В этот же период обычно внедряются вторичные методы разработки (закачка воды или газа).

Из всех существующих методов повышения нефтеотдачи (М. наиболее промышленно освоенным является паротепловое воздействие на пласт, применяемое в основном при разработке тяжелых и вязких нефтей. Дальнейшее развитие внутрислового горения маловероятно до тех пор, пока не будут устранены основные недостатки, присущие этому методу.

В стадии опытно-промышленного освоения находятся методы смешивающегося вытеснения нефти путем закачки в пласт CO_2 и углеводородных газов. Применение последних перспективно, однако из-за дефицита газа внедрение этого метода в широких масштабах возможно на месторождениях Аляски.

Применение физико-химических методов воздействия на пласт не вышло пока за пределы опытных работ.

Микробиологические МПН находятся пока на стадии фундаментальных исследований. Одиночные промысловые испытания в основном ведутся мелкими и средними компаниями.

Объем дополнительной добычи нефти за счет применения

всех МПН к 1995 г. вряд ли превысит в США 40 млн т (в 1986 г. — около 32 млн т).

Опыт американских нефтяных компаний по разбуриванию и разработке месторождений с высоким содержанием сероводорода (до 46 %) и углекислого газа (до 8 %), имеющих аномально-высокие пластовые давления (до 155 МПа) и температуры (до 196 °С), показал, что разработанная компанией Shell Oil технология бурения и эксплуатации представляет возможности безопасной добычи и подготовки продукции таких месторождений в относительно густонаселенных районах.

В нефтегазодобывающей промышленности США созданы многочисленные виды высокопроизводительного и высокоэффективного оборудования для подготовки нефти, газа и воды, позволяющие удовлетворить разнообразные и, как правило, высокие требования потребителей.

Расчеты, базирующиеся на различных методических подходах, выявили единую картину в периодизации изменения показателей эффективности НТП: до 1973 г. эти показатели улучшались; после 1973 г., как правило, ухудшались. Если до начала 70-х гг. все частные показатели эффективности использования основных производственных ресурсов (средств, предметов труда и рабочей силы — по чистой продукции, в ценах 1983 г.) росли, то в 70-80-е гг. сохранилась лишь тенденция увеличения материалотдачи, а производительность труда одного занятого и капиталотдача интенсивно снижаются. Решающим фактором эффективности НТП является динамика эффективности использования капитальных ресурсов, поскольку перерасход трудовых (в пересчете на заработную плату) и экономия материальных ресурсов в значительной степени компенсируют друг друга. Отраслевые приоритеты НТП в перспективе должны быть связаны с капиталоекономными направлениями его развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Van Daalen. F. Research and Development Strategy in the Upstream Area // X11 World Petroleum Congress, Houston, 1987, Review and Forecast Paper.

2. Rao M.V., Fontenot E. MWD Poised for Future // Oil and Gas J. - 1988, January 25. - P. 65-69; 1988, February 8. - P. 44-48; 1988, February 15. - P. 40-48.

3. Exxon Production Research Company. Exploration Research // Houston, 1986.

4. Petzet G.A., Williams B. Operators trim basic EOR research // Oil and Gas J. - 1986, February 10. - P. 41-46.

5. Petzet G.A., Williams B. Research vital to US EOR work threatened by industry, DOE spending cuts // Oil and Gas J. - 1986, February 3. - P. 17-21.

6. Progress very slow in microbial EOR // Oil and Gas J. - 1987, August. - P. 24-25.

7. Hamby T., et al. Drilling and Producing High Pressure Sour Gas Reserves // X11 World Petroleum Congress, Houston, 1987, Special Paper.

8. The National Income and Product Accounts of the United States, 1929-82. Statistical Tables. - United States Department of Commerce // Bureau of Economic Analysis. - Wash., D.C., 1986, September.

9. Survey of Current Business. - 1986. - N 7.

10. Survey of Current Business. - 1987. - N 7.

11. Fixed Reproducible Tangible Wealth in the United States, 1925-85. - U.S. Department of Commerce // Bureau of Economic Analysis. - Wash., D.C., 1987, June.

12. Economic Report of the President. - Wash., D.C., 1986.

13. Supplement to Employment and Earnings. - U.S. Department of Labor. - Wash., D.C., 1982, June.

14. Supplement to Employment and Earnings. - U.S. Department of Labor. - Wash., D.C., 1986, June.

УДК 622.323.005

Байков Н.М., Конопляник А.А. Основные направления и эффективность научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей промышленности США. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - (Обзор-информ. Сер. "Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений").

Обзор по информационному обеспечению общесоюзных научно-технических программ.

Рассматриваются основные направления НТП в нефтегазовой промышленности США: повышение эффективности буровых работ; разработка нефтяных и газовых месторождений редкой сеткой скважин; опытные и опытно-промышленные работы по повышению нефтеотдачи пластов; прогресс в области разбуривания и безопасной эксплуатации месторождений с аномально-высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Анализируется изменение показателей, характеризующих уровень, темп и эффективность НТП в отрасли за 1960-1985 гг.

Ил. 6, табл. 5, библиогр. 14 назв.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
НТП в сфере буровых работ	2
Разработка нефтяных и газовых месторождений ред- кой сеткой скважин	5
НТП в повышении нефтеотдачи продуктивных плас- тов	6
НТП в области безопасной эксплуатации месторож- дений с аномально-высоким содержанием сероводорода и углекислого газа	12
НТП в области подготовки нефти и газа	19
Эффективность НТП в нефтегазодобывающей промыш- ленности	31
Заключение	41
Литература	41

Байков Назип Мавлютович, Коношляник Андрей Александрови

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАУЧ-
НО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮ-
ЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ США. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

Ведущий редактор В.Г.Вартанов
Технические редакторы Л.А.Юсупова, Е.Ю.Лунёва
Корректор Т.М.Булычева

Подп. в печать 29.08.88. Формат 60x84 1/16.
Офсетная печать. Бумага офсетная. Усл.печ.л. 2,56.
Усл.кр.-отт. 2,79. Уч.-изд.л. 2,43. Тираж 1325 экз.
Заказ № 2570 Цена 49 коп. ВНИИОЭНГ № 1912.
113162, Москва, Хавская, 11, ВНИИОЭНГ.
Тел.ред. 236-74-28.

Типография ХОЗУ Миннефтепрома.
113035, Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1.