МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-1-316-79

Москва ВНИИОЭНГ 1980

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ А.В.Валиханов
"29" декабря 1979 г.

МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-I-316-79

Москва ВНИИОЭНГ 1980

Разработанная "Методика установления нормативов простоев эксплуатационных скважин и недоборов нефти и газа" является пособием для установления каждому структурному подразделению НГДУ, влияющему на добычу нефти и газа, месячных нормативов простоев эксплуатационных скважин, зависящих от их работы, и связанных с этим недоборов продукции.

Эта работа впервые выполнена во ВНИИОЭНГ следующими авторами:
Иванисько Л.А., заместитель заведующего отделом, руководитель темы;
Злотникова Л.К., старший научный сотрудник;
Осмоловская Г.В., младший научный сотрудник.

При выполнении работы учтен опыт установления нормативов простоев эксплуатационных скважин и связанных с этим недоборов продукции в нефтегазодобывающих управлениях производственных объединений "Башнефть" и "Татнефть".

Исполнитель Злотникова Л.К.
Технический редактор Кузнецова Э.А.
Корректор Митрохина Н.А.

Подписано в печать 14.04.80. Т-06373. Формат бум. 60х84 1/16 офсетная. Офсетная печать. Печ.л. 1,5. Усл.печ.л. 1,39. Уч.-изд.л. 1,32. Тираж 1000 экз. Заказ 911 . Цена 20 коп. ВНИИОЭНГ № 280.
ВНИИОЭНГ, 113162, Москва, Хавская, 11

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Набережная Мориса Тореза, 26/1

© Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), 1980.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-I-3I6-79

Впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 2I
от II января I980 г.
срок введения установлен
с 20 марта I980 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Основным производственным подразделением НГДУ, осуществляющим управление технологическим процессом добычи нефти и газа в определенном (закрепленном) районе, является цех по добыче нефти и газа (ЦДНГ).

I.2. Основной задачей цеха является обеспечение разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, залежей или части их в строгом соответствии с технологическим проектом (схемой) разработки и на этой основе выполнение плановых заданий по добыче нефти и газа (суточных, месячных, годовых), устанавливаемых цеху в соответствии с утвержденным НГДУ планом, при соблюдении технологических режимов работы скважин и других производственных объектов.

I.3. Успешная работа цеха по выполнению планового задания по добыче нефти и газа в значительной мере зависит от других структурных подразделений НГДУ, специализированных подразделений объединения и других ведомств. Критерием оценки деятельности данных подразделений по своевременному и качественному обслуживанию нефтепромысловых объектов является минимум простоев нефтяных и газовых скважин и минимум связанных с этим недоборов нефти и газа.

I.4. Полностью избежать простоев скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа, естественно, нет возможности, т.к. сами скважины, а также подземное и наземное оборудование, сооружения и коммуникации требуют периодического планово-предупредительного обслуживания (профилактика, ремонт, исследование, осуществление

мероприятий по повышению производительности скважин и т.п.). В связи с этим возникает необходимость в установлении (определении) каждому подразделению, непосредственно влияющему на добычу нефти и газа, нормативов (лимитов) простоев скважин, зависящих от его работы, и связанных с этим недоборов нефти и газа. Соблюдение данных нормативов должно учитываться при оценке деятельности подразделений (премирование работников по итогам работы за месяц и год, подведение итогов социалистического соревнования и т.д.)

I.5. Излагаемые ниже методические рекомендации предусматривают порядок установления нормативов простоев эксплуатационных скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа на уровне НГДУ, а их учет вести как на уровне НГДУ, так и объединения.

I.6. Нормативы простоев скважин и недоборов нефти и газа возможно устанавливать каждому подразделению НГДУ, выполняющему работы на нефтепромысловых объектах, на год, квартал, месяц. Основой для этого являются годовые планы организационно-технических мероприятий и годовые графики ППР, а также квартальные и месячные комплексные планы работы НГДУ. Однако наиболее точным является месячное планирование, поэтому рекомендуется устанавливать подразделениям нормативы простоев скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа.

I.7. Предлагаемая система учета простоев эксплуатационных скважин и связанных с этим недоборов продукции дает возможность производить как на уровне НГДУ, так и на уровне объединения ежедневный анализ работы фонда скважин, выявлять причины простоев и принимать оперативные меры по их устранению или сокращению. Используя данные учета, можно объективно оценить работу подразделений по обслуживанию скважин и других производственных объектов и их вклад в обеспечение выполнения плана добычи нефти и газа, а также провести анализ организации работ как в цехах по добыче нефти, так и в других подразделениях НГДУ и объединения. Это, с одной стороны, позволит более объективно подойти к вопросу материальной ответственности руководителей и ИТР подразделений, по чьей вине допущены срывы запланированных работ и простои скважин, а с другой - выявить резервы для совершенствования организации труда, производства и управления.

2.ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМАТИВОВ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

2.I. Определение нормативов простоев эксплуатационных скважин и недоборов нефти и газа для каждого структурного подразделения НГДУ на планируемый месяц производит производственный отдел. Исходными документами при этом являются месячный комплексный план работы НГДУ на предстоящий месяц, технологические режимы работы скважин и график исследовательских работ. Эти документы должны быть утверждены руководством НГДУ до 25 числа месяца, предшествующего планируемому.

2.2. Комплексный план работы НГДУ является программой действий всех подразделений управления и его главная цель - обеспечение выполнения утвержденных НГДУ планов добычи, подготовки и поставки нефти и газа, закачки рабочих агентов в продуктивные горизонты, а также других плановых показателей.

2.3. План предусматривает выполнение всех организационно-технических мероприятий по конкретным скважинам и другим нефтепромысловым объектам с указанием сроков и исполнителей работ. В него включается и выполнение работ по обслуживанию объектов согласно графикам ППР. Продолжительность производства работ планируется на основании укрупненных нормативов, которые должен разработать отдел организации труда, технического нормирования и заработной платы.

2.4. Имея указанные выше документы, производственный отдел определяет каждому структурному подразделению НГДУ нормативы простоев эксплуатационных скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа.

2.5. Норматив простоев скважин, зависящих от работы структурного подразделения, выражает суммарную продолжительность работ, предусмотренных утвержденными планами и графиками на месяц и вызывающих остановки скважин, а также продолжительность внеплановых работ, возникающих в течение месяца.

2.6. Продолжительность внеплановых работ устанавливается на основе анализа простоев эксплуатационных скважин в течение предыдущих месяцев и выполнения мероприятий, направленных на снижение недоборов нефти и газа.

2.7. Норматив недобора нефти и газа определяется как сумма недоборов по всем эксплуатационным скважинам, остановки которых предусматриваются в планируемом месяце, и недоборов, вызванных внеплановыми остановками их.

Таким образом, норматив недобора можно выразить следующей формулой :

$$H = \sum_{1}^{n} T_i \cdot q_i + T_{вн.} \cdot q_{ср.}$$

где H -норматив недобора нефти и газа в тоннах и тыс.м^3;

T_i -плановый простой по i -той скважине, ч;

q_i -дебит i -той скважины, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м^3/ч;

$T_{вн.}$ -внеплановые простои скважин, ч;

$q_{ср.}$ -средний дебит обслуживаемых скважин, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м^3/ч.

2.8. Установленные нормативы простоев и связанных с этим недоборов нефти и газа по форме I (приложение I) до I числа планируемого месяца доводятся до сведения всех структурных подразделений НГДУ, центральной инженерно-технологической службы и планово-экономического отдела, который заносит эти показатели в хозрасчетные карты подразделений.

2.9. Распределение установленных нормативов по участкам (бригадам) структурных подразделений производится руководством этих подразделений.

2.I0. При установлении нормативов простоев скважин и недоборов нефти и газа необходимо учитывать специфику электроснабжения нефтепромысловых объектов, которое не всегда зависит от работы прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и электроснабжения, т.к. во многих случаях перерывы в подаче электроэнергии происходят по вине других организаций, сторонних по отношению к НГДУ (управление буровых работ или вышкомонтажная контора, энергосбыт). Больше всего перерывов в подаче электроэнергии на нефтепромысловые объекты происходит из-за отключения линий электропередач для выполнения работ по строительству буровых (перетаскивание вышки и другого оборудования на новую точку), которые планируются ежемесячно.

В связи с изложенным выше при установлении нормативов простоев скважин и недоборов нефти и газа прокатно-ремонтному цеху электрооборудования и электроснабжения учитываются и простои скважин, связанные с отключением линий электропередач для выполнения работ по строительству буровых, которые при этом выделяются отдельной строкой. Отклонения суммарных фактических простоев скважин и недоборов нефти и газа, связанных с отключением линий электропередач для указанных

целей, в сторону увеличения или уменьшения против норматива считается допустимыми, но при условии соблюдения установленных цеху общих нормативов.

3. УЧЕТ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

3.I. Первичный учет всех фактических простоев скважин продолжительностью свыше I часа, их причин и связанных с этим недоборов нефти и газа осуществляют цехи по добыче нефти и газа (операторы пульта промысловой телемеханики) по форме 3 (приложение 4).

3.2. Недобор нефти и газа определяется по каждой скважине путем умножения времени её простоя на дебит за единицу учитываемого времени (согласно последнему замеру). Если с начала месяца дебит скважины не замерялся, то за его величину принимается отбор нефти и газа, установленный технологическим режимом. По скважинам механизированного фонда, фонтанирующим после выхода из строя глубинонасосного оборудования, за величину суточного недобора нефти принимается разница между фактическим дебитом нефти (согласно последнему замеру) и дебитом при фонтанировании скважины через насос.

3.3. Плановое обслуживание нефтепромысловых объектов и коммуникаций, используемых цехом по добыче нефти и газа, производится согласно утвержденным планам и графикам, а внеплановое (аварийное) - по разовым заявкам (заказам), которые цех представляет (по телефону, радио или в письменной форме) исполнителю (соответствующему обслуживающему структурному подразделению НГДУ).

3.4. Продолжительность простоя скважин при плановом обслуживании отсчитывается с момента остановки скважины или другого нефтепромыслового объекта, вызывающего её остановку, до момента пуска скважины (объекта) в работу.

3.5. Продолжительность простоя скважины при аварийном и внеплановом обслуживании отсчитывается:

а) при аварийном - от начала аварии до окончания работ и пуска скважины в работу;

б) при внеплановом - от времени остановки скважины, до их окончания работ и пуска скважины в работу.

3.6. Продолжительность простоя скважины, вызванного отключением УЭЦН, принимается:

а) при успешном включении установки в работу оператором по добыче нефти - 3 часа;

б) при повторном отключении установки в течение суток с последующим её пуском - время между двумя пусками плюс три часа;

в) при невозможности пуска установки оператором по добыче нефти - с момента подачи заявки диспетчеру БПО или ПРЦЭПУ на включение скважины до момента сообщения о её включении оперативно-дежурным персоналом ПРЦЭПУ.

3.7. В случае, когда остановка скважины вызвана различными причинами, для устранения которых требуется работа нескольких структурных подразделений НГДУ, цех по добыче нефти и газа сообщает об этом центральной ИТС, которая устанавливает очередность и сроки выполнения работ по выводу скважины из простоя и доводит их до сведения как цеха по добыче нефти и газа, так и до исполнителей. Решение ЦИТС в этом случае является основанием для отнесения простоя скважины и связанных с этим недоборов нефти и газа на соответствующее структурное подразделение пропорционально времени, затраченному каждым из них на устранение причин простоя.

3.8. Время остановки и пуска скважины фиксируется в вахтовом журнале сменного оператора, работающего на диспетчерском пульте цеха (бригады) по добыче нефти и газа. Время подачи, приема и выполнения заявок на выполнение работ по обслуживанию скважин и других нефтепромысловых объектов фиксируется в соответствующих журналах цеха по добыче нефти и газа и обслуживающих подразделений НГДУ.

3.9. Если в процессе подземного ремонта скважины не по вине бригады ПРС произошли осложнения, требующие производства дополнительных работ, ЦИТС в течение 3-х часов принимает решение об исполнителе этих работ, а также выявляет виновника простоя скважины и связанного с этим недобора нефти и газа.

3.10. Для правильного отнесения простоев скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа по структурным подразделениям НГДУ, по чьей вине они допущены, разработан классификатор простоев (приложение 2).

3.11. Вся первичная информация о ходе производственных процессов в добыче нефти и газа в течение суток поступает на пульт промысловой телемеханики, где она фиксируется в соответствующих оперативных картах и журналах, и на её основании заполняется форма 3.

3.I2. В ночное время, т.е. в 3-ю смену, операторы пультов промысловой телемеханики с помощью аппаратуры передачи данных передают в КИВЦ объединения, минуя центральную инженерно-технологическую службу НГДУ, информацию о простоях эксплуатационных скважин (по каждой скважине, по которой в течение суток имели место простои продолжительностью свыше I часа).

3.I3. Полученную информацию КИВЦ обрабатывает на ЭВМ и к 8-00 утра передает в ЦИТС НГДУ сводки о простоях эксплуатационных скважин и недоборах продукции за истекшие сутки по формам 2,4,5 (приложения 3,5,6).

3.I4. На основании данных формы 3 и 5 КИВЦ готовит сводки о простоях эксплуатационных скважин и недоборах продукции в целом по объединению по форме 5, которая является унифицированной.

3.I5. Если в составе объединения не имеется КИВЦа, информация о простоях скважин и недоборах продукции поступает в ЦИТС и на её основании начальник смены готовит указанные в п.3.I3 сводки.

3.I6. Центральная инженерно-технологическая служба ежедневно анализирует динамику простоев скважин и связанных с этим недоборов нефти и газа, намечает и осуществляет мероприятия по их сокращению, и при отсутствии КИВЦа, ведет накопительную ведомость учета простоев скважин и недоборов продукции.

3.I7. До I0 числа каждого месяца ЦИТС представляет планово-экономическому отделу письменную справку о фактических простоях эксплуатационных скважин и связанных с этим недоборах нефти и газа по всем структурным подразделениям НГДУ за истекший месяц. Представленные данные заносятся в хозрасчетные карты подразделений и используются для начисления премии инженерно-техническим работникам, т.к. соблюдение установленных нормативов простоев скважин и недоборов продукции должно являться дополнительным условием премирования последних.

3.I8. Если в отчетном месяце имели место по не зависящим от работы структурных подразделений причинам аварийные (внеплановые) работы большой трудоемкости (ликвидация последствий наводнения, сильного ветра и других стихийных бедствий), то эти работы при определении фактических простоев скважин и недоборов продукции не учитываются или вносятся соответствующие коррективы в установленные подразделениям нормативы.

3.I9. Процент снижения премии инженерно-техническим работникам структурного подразделения, допустившего превышение установленных нормативов простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции, определяется следующим образом:

за превышение установленных нормативов размер премии снижается на IO%;

за каждый процент превышения - на I,5 - 2%.

Максимальный же размер снижения премии не должен превышать при этом 50% от начисленной суммы всему составу ИТР данного подразделения.

3.20. Общая сумма снижения премии по подразделению распределяется между конкретными виновниками на основании докладной записки руководителя подразделения о нормативных и фактических простоях и недоборах нефти и газа по участкам, бригадам (звеньям). При отсутствии такой записки премия снижается в одинаковом размере всем работникам подразделения, включая руководителя.

3.2I. При достижении подразделением снижения, против норматива, простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции премия инженерно-техническим работникам соответственно повышается в порядке, указанном в п.3.I9, но при этом её общий размер не должен превышать установленных пределов.

П р и л о ж е н и е I

Форма I

УТВЕРЖДАЮ

Начальник НГДУ _____

подпись

"__" _____ I9__ г.

Нормативы простоев эксплуатационных скважин
и недоборов нефти и газа по структурным подразделениям
на _____ м-ц I9__ г.

Структурные подразделения	Норматив простоев скважин, ч		Норматив недоборов нефти, т		газа, т.м³		Примечание
	на месяц	среднесуточный	на месяц	средне-суточный	на месяц	средне-суточн.	
I. ЦПО, всего							
в них:							
а) ПРЦЭО, всего							
в т.ч. по ЦДНГ № I							
ЦДНГ № 2							
и т.д.							
б) ПРЦЭ и Э, всего							
в т.ч. по ЦДНГ № I							
ЦДНГ № 2							
и т.д.							
на отключение ЛЭП для вышкостроения							
в) ЦПРС, всего							
в т.ч. по ЦДНГ № I							
ЦДНГ № 2							
и т.д.							
2. ЦКРС, всего							
в т.ч. по ЦДНГ № I							
по ЦДНГ № 2							
3. ЦПВС, всего							
в т.ч. по ЦДНГ № I							
по ЦДНГ № 2							
и т.д.							

Начальник производственного
(производственно-технического)отдела _____

подпись

Приложение 2

Классификатор причин простоев эксплуатационных скважин

Структурное подразделение НГДУ	Перечень причин простоев скважин	Производительное (технологически необходимое) время	Непроизводительное время	Шифр простоев
I	2	3	4	5
I. Цех по добыче нефти и газа	I. Депарафинизация скважин и коммуникаций	+		0I0I
	2. Технологическая подготовка скважин, сооружений, коммуникаций к проведению работ по их обслуживанию (ремонт, исследование и т.д.)	+		0I02
	3. Освоение скважин азотом, пенами и др. реагентами (если цех выполняет данные работы собственными силами)	+		0I03
	4. Продувка газовых скважин	+		0I04
	5. Работы по ликвидации солеотложений (гипса) в скважине, глубиннонасосном и устьевом оборудовании	+		0I05
	6. Работы по ликвидации обрыва верхней части полированного штока ШГН (если цех выполняет данные работы собственными силами)		+	0I06
	7. Ожидание подачи заявки (заказа) на обслуживание (несвоевременная подача заявки)		+	0I07
	8. Ожидание приема и пуска скважин после окончания работ по обслуживанию		+	0I08

Продолжение приложения 2

I	2	3	4	5
	9. Ожидание освоения скважин		+	0I09
	I0. Ожидание депарафинизации скважин и коммуникаций		+	0II0
	II. Ожидание ликвидации солеотложений в скважине, глубинонасосном и устьевом оборудовании		+	0III
	I2. Ожидание ликвидации обрыва полированного штока ШГН		+	0II2
	I3. Остановка скважин в связи со стихийными бедствиями		+	0II3
	I4. Гидратообразование в газовых скважинах и коммуникациях		+	0II4
	I5. Отсутствие притока жидкости из пласта		+	0II5
	I6. Ликвидация аварий, допущенных по вине цеха		+	0II6
	I7. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0II7
	I8.			0II8
	I9.			0II9
	20.			0I20
2. Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования	2I. Плановый (согласно графикам ППР) ремонт наземного оборудования, сооружений и коммуникаций	+		0221
	22. Реконструкция обвязки скважин, ЗУ, ГЗУ	+		0222
	23. Врезка коммуникаций	+		0223
	24. Аварийный ремонт станков-качалок		+	0224
	25. Аварийный ремонт прочего наземного оборудования		+	0225
	26. Аварийный ремонт трубопроводов		+	0226
	27. Ожидание ремонта наземного оборудования, сооружений и коммуникаций		+	0227
	28. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0228
	29.			0229
	30.			0230

Продолжение приложения 2

I	2	3	4	5
3. Прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения	3I. Плановое отключение электроэнергии	+		033I
	32. Плановый (согласно графикам ППР) ремонт электрооборудования	+		0332
	33. Аварийный ремонт электрооборудования и ЛЭП		+	0333
	34. Аварийное отключение электроэнергии		+	0334
	35. Нарушение электроснабжения по вине сторонних для НГДУ организаций		+	0335
	36. Ожидание ремонта электрооборудования и ЛЭП		+	0336
	37. Пуск скважин после восстановления электроснабжения		+	0337
	38. Остановки из-за нарушения правил техники безопасности		+	0338
	39.			0339
	40.			0340
4. Прокатно-ремонтный цех электропогружных установок	4I. Плановый ремонт наземного оборудования ЭПУ	+		044I
	42. Ожидание ремонта наземного оборудования ЭПУ		+	0442
	43. Аварийный ремонт наземного оборудования ЭПУ		+	0443
	44. Ожидание ЭЦН, кабеля, станции управления и др.		+	0444
	45. Ожидание пуска скважин после отключения электроэнергии из-за отсутствия устройства самозапуска		+	0445
	46. Некачественные ремонт и сборка ЭЦН, кабеля и др.		+	0446
	47. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0447
	48.			0448
5. Цех подземного ремонта скважин	49. Подземный текущий ремонт скважин, вызванный снижением или прекращением подачи продукции (смена глубинного насоса, труб, штанг, кабеля, перевод на механизированный способ добычи и т.п.)	+		0549

I	2	3	4	5
	50. Проведение геолого-технических мероприятий по повышению производительности скважин	+		0550
	5I. Подготовка скважин к подземному текущему ремонту, вызванному снижением или прекращением подачи продукции, и к проведению ГТМ	+		055I
	52. Освоение скважин азотом и др. реагентами (если цех выполняет работы)	+		0552
	53. Подземный текущий ремонт скважин, вызванный авариями с подземным оборудованием		+	0553
	54. Подготовка скважин к подземному текущему ремонту, вызванному авариями с подземным оборудованием		+	0554
	55. Ожидание подземного текущего ремонта скважины		+	0555
	56. Ожидание подготовки скважин к подземному текущему ремонту		+	0556
	57. Некачественный подземный текущий ремонт скважин		+	0557
	58. Ожидание освоения скважин		+	0558
	59. Ликвидация аварий, допущенных в процессе подземного текущего ремонта скважин		+	0559
	60. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0560
6. Цех автоматизации производства	6I. Плановый ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП	+		066I
	62. Аварийный ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП		+	0662
	63. Ожидание ремонта средств автоматики, телемеханики и КИП		+	0663
	64. Некачественный ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП		+	0664
	65. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0665
	66.			0666
7. Цех специальной техники	67. Ожидание запланированной спецтехники		+	0767
	68. Выход из строя спецтехники во время проведения работ		+	0768

Продолжение приложения 2

1	2	3	4	5
	69. Некачественное выполнение работ		+	0769
	70. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0770
	71.			0771
8. Цех капитального ремонта скважин	72. Капитальный ремонт скважин, вызванный геологическими факторами (изоляция вод, приобщение пластов, ОПЗ и т.д.)	+		0872
	73. Подготовка скважин к капитальному ремонту, вызванному геологическими факторами	+		0873
	74. Капитальный ремонт, вызванный авариями в скважинах		+	0874
	75. Освоение скважин после капитального ремонта	+		0875
	76. Подготовка скважин к ремонту, вызванному авариями в скважинах		+	0876
	77. Ожидание капитального ремонта скважин		+	0877
	78. Ожидание подготовки скважин к капитальному ремонту		+	0878
	79. Ожидание освоения скважин после капитального ремонта		+	0879
	80. Ликвидация аварий, допущенных в процессе капитального ремонта скважин		+	0880
	81. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0881
9. Цех подготовки и перекачки нефти	82. Несвоевременная откачка (вывоз) нефти		+	0981
10. ЦНИПР	83. Исследование скважин	+		1083
	84. Освоение установок ЭЦН после ремонта	+		1084
	85. Ожидание исследования скважин		+	1085
	86. Ожидание освоения установок ЭЦН после ремонта		+	1086
	87. Ликвидация аварий, допущенных в процессе исследования скважин		+	1087

I	2	3	4	5
II. Цех пароводоснабжения	88. Плановое отключение подачи воды и пара	+		II88
	89. Аварийное отключение подачи воды и пара		+	II89
	90. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	II90
I2. Газокомпрессорный (газовый) цех	9I. Несвоевременная откачка (сбор) газа		+	I29I
I3. Строительно-монтажное управление (цех или участок)	92. Обустройство скважин	+		I392
	93. Перевод скважин на механизированный способ эксплуатации (строительство фундаментов, монтаж наземного оборудования и т.д.)	+		I393
	94. Плановый ремонт сооружений (фундаменты под станками-качалками и другим наземным оборудованием, производственные здания)	+		I394
	95. Ожидание обустройства скважин		+	I395
	96. Ожидание перевода скважин на механизированный способ эксплуатации		+	I396
	97. Аварийный ремонт сооружений		+	I397
	98. Ожидание ремонта сооружений		+	I398
	Прочие простои (простои по вине специализированных подразделений объединения и других организаций)			
I4. ЦБПО	I. Ожидание ремонта оборудования		+	I40I
	2. Некачественный ремонт оборудования		+	I402
	3. Отсутствие запасных частей, нестандартизированного оборудования, металлоконструкций		+	I403
	4.			I404
I5. УТТ	5. Отсутствие запланированного (согласно принятой УТТ заявке) транспорта и спецтехники		+	I505
	6. Несвоевременное прибытие запланированного транспорта и спецтехники		+	I506

Продолжение приложения 2

I	2	3	4	5
	7. Некачественное или неполное выполнение запланированных работ		+	I507
	8.			I508
I6. Тампонажная контора	9. Отсутствие запланированного количества цементировочных агрегатов		+	I609
	I0. Несвоевременное прибытие цементировочных агрегатов		+	I6I0
	II. Несвоевременное или неполное выполнение запланированных работ		+	I6II
	I2. Ликвидация аварий, допущенных по вине тампонажной конторы		+	I6I2
	I3.			I6I3
I7. БПТОиКО	I4. Отсутствие запланированных материально-технических ресурсов на складах базы		+	I7I4
	I5. Несвоевременная доставка запланированных материально-технических ресурсов		+	I7I5
	I6. Несоответствие материально-технических ресурсов требованиям ГОСТ, ТУ		+	I7I6
	I7.			I7I7
I8. УБР (ВМК)	I8. Отключение электроэнергии для перетаскивания буровой вышки и другого оборудования на новую точку	+		I8I8
	I9. Порывы коммуникаций при перетаскивании буровой вышки к другого оборудования на новую точку		+	I8I9
	20.			I820
I9. Трест "Нефтеспецстрой" или СМУ	2I. Ожидание обустройства скважин		+	I92I
	22. Обустройство скважин	+		I922
	23. Некачественное выполнение работ по обустройству		+	I923
20. Промыслово-геофизическая контора	24. Исследование скважин	+		2024
	25. Ожидание освоения скважин		+	2025
	26. Ликвидация аварий, допущенных в процессе исследования скважин		+	2026

I	2	3	4	5
	27. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	2027
2I. Контора связи	28. Отсутствие связи		+	2I28
	29. Плановый ремонт линий телемеханики	+		2I29
	30. Аварийный ремонт линий телемеханики		+	2I30
	3I. Ожидание ремонта линий телемеханики		+	2I3I
22. Организации объединения "Союзнефтеавтоматика"	32. Первичная наладка средств автоматики, телемеханики и КИП	+		2232
	33. Плановый ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП	+		2233
	34. Аварийный ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП		+	2234
	35. Ожидание ремонта средств автоматики, телемеханики и КИП		+	2235
23. Районное управление нефтепроводов	36. Непринятие нефти		+	2336

Примечание:

I. Если в объединении имеются специализированные подразделения по обслуживанию ЭПУ, капитальному ремонту скважин, сбору газа, электроснабжению (ЦБПО по ремонту и прокату ЭПУ, управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, управление по внутрипромысловому сбору и использованию попутного нефтяного газа, Энергонефть), простои соответствующих подразделений НГДУ относятся на данные подразделения.

2. К простоям "Остановки из-за нарушений правил техники безопасности" относятся и простои из-за нарушений правил пожарной безопасности, производственной санитарии, охраны недр и окружающей среды.

Приложение 3

Форма 2

НГДУ _____

КИВЦ объединения _____

Простои эксплуатационных скважин
за "__" _____
и недоборы продукций
I9 __ г.

№ пп	№№ скважин	Способ эксплуатации	Дебит жидкости, м³ в сут	Дебит, нефти, т/сут; газа, тыс.м³/сут.	Дата остановки скважины	Простой со дня остановки, ч	Недобор продукции со дня остановки, тонн, тыс.м³	Простой, связан с работой цеха	Шифр и причины простоя
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
					Ц Д Н Г	№ I			
					Нефтяные	скважины			
						_____месторождение			
I.	I0I	ШГН	I9,9	3,7	2I,05	I40	2I,6	ПРЦЭО	0222 Обвязка скважины
2.	I052	фонт.	22,7	20,I	26,05	40	33,5	ЦДНГ	0II0 Депарафинизация
			и т.д.						
	Простой за сутки					I66			
	Недобор нефти за сутки						II9,4		
в том числе:	по простаивающим				II скв.		I03,3		
	по остановленным				5 скв.		I2,3		
	по пущенным				3 скв.		3,8		
					Газовые	скважины			
						_____месторождение			
	Простой за сутки								
	Недобор газа за сутки								
в том числе:	по простаивающим								
	по остановленным								
	по пущенным								
					Ц Д Н Г	№ 2			
					Нефтяные	скважины			
						_____месторождение			
					Газовые	скважины			
						_____месторождение			
					и т.д.				
	Простой по НГДУ								
	Недобор нефти по НГДУ за сутки								
в том числе:	по простаивающим								
	по остановленным								
	по пущенным								
	Недобор газа по НГДУ за сутки								
в том числе:	по простаивающим								
	по остановленным								
	по пущенным								

Приложение 4
Форма 3

Цех по добыче нефти и газа № _____

Недобор продукции из-за простоев эксплуатационных скважин
"____" _____ I9__ г.

Место-рождение	Номер скважины	Способ эксплуатации	Дебит, т/сут / тыс.м³ в сут	Время, часы: остановки	Время, часы: пуска в работу	Время, часы: простои	Недобор нефти и газа, т / тыс.м³	Шифр причины простоя по классификатору
I	2	3	4	5	6	7	8	9
			Нефтяные скважины					
Итого								
			Газовые скважины					
Итого								

Приложение 5

Форма 4

НГДУ _____ КИВЦ объединения _____

Распределение простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции по структурным подразделениям за "___" _____I9__г.

№ п/п	Структурные подразделения	Простои, часы			Недобор, т/тыс.м³		
		Норматив с начала месяца	Фактически за сутки	Фактически с начала месяца	Норматив с начала месяца	Фактически за сутки	Фактически с начала месяца
I.	ЦДНГ № I						
2.	ЦДНГ № 2						
	и т.д.						
3.	БПО, всего						
	в т.ч.: ПРЦЭО						
	ПРЦЭ и Э						
	ПРЦЭЦУ						
	ЦПРС(ЦПКРС)						
	Цех специальной техники						
	Цех автоматизации производства						
4.	ЦППН						
5.	ЦКРС						
6.	ЦНИПР						
7.	ЦПВС						
8.	Газокомпрессорный цех						
9.	СМУ						
	Всего по подразделениям НГДУ						
I0	По прочим подразделениям, всего						
	в т.ч. УБР						
	ЦБПО						
	УТТ						
	БПТО и КО						
	и т.д.						

Приложение 6

Форма 5

НГДУ, объединение _____ КИВЦ объединения _____

Расшифровка

причин простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции

" ___ " _____ 19__ г.

№ п/п	Причины простоев	Показатели	Цехи по добыче нефти и газа (НГДУ)										Всего по НГДУ (объединению)	
			№ I		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5			
			за сутки	с начала м-ца	за сутки	с начала м-ца	за сутки	с начала м-ца	за сутки	с начала м-ца	за сутки	с начала м-ца	за сутки	с начала м-ца
I	Ожидание подземного текущего ремонта	кол.скв. простои, ч												
		недобор, т (тыс.м^3)												
2.	Подземный текущий ремонт	кол.скв. простой, ч												
		недобор, т (тыс.м^3)												
3.	и т.д.													

gost.e-ecolog.ru