

**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 ВНИИЭНГ 1980**

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 39-1-316-79

Москва БНИИОЭНГ 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 ВНИОЭНГ следующими авторами: Иванисько Л.А., заместитель заведующего отделом, руководитель темы; Злотникова Л.К., старший научный сотрудник; Осоловская 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. 60x84 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. ВНИОЭНГ № 280.  
ВНИОЭНГ, 113162, Москва, Хавская, 11

---

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Набережная Морриса Тореза, 26/1

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

---

### МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРОСТОЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И НЕДОБОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-1-316-79

Впервые

---

Приказом Министерства нефтяной  
промышленности № 21  
от 11 января 1980 г.  
срок введения установлен  
с 20 марта 1980 г.

#### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

1.2. 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.

1.3. 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.

1.4. 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.)

1.5. 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.

1.6. 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.

1.7. 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

2.1. 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 предидущих 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 :

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

где  $H$  -норматив недобора нефти и газа в тоннах и тыс.м<sup>3</sup>;  
 $T_i$  -плановый простой по  $i$  -той скважине, ч;  
 $q_i$  -дебит  $i$  -той скважины, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м<sup>3</sup>/ч;  
 $T_{\text{вн.}}$  -внеплановые простои скважин, ч;  
 $q_{\text{ср.}}$  -средний дебит обслуживаемых скважин, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м<sup>3</sup>/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.

2.10. 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

3.1. Первичный учет всех фактических простоев скважин продолжительностью свыше 1 часа, их причин и связанных с этим недоборов нефти и газа осуществляют цехи по добыче нефти и газа (операторы пульта промышленной 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 глубиннонасосного 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 ИТС 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 причины 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, ИТС в течение 3-х часов принимает решение об исполнении этих работ, а также выявляет виновника простоя скважины и связанного с этим недобора нефти и газа.

3.10. Для правильного отнесения простоев скважины 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.

3.12. В ночное время, т.е. в 3-ю смену, операторы пультов промышленной 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 1 часа).

3.13. 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).

3.14. 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.

3.15. 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.3.13 сводки.

3.16. 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.

3.17. До 10 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.

3.18. 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 установленном порядке подразделениям нормативы.

3.19. 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 10%;

за каждый процент превышения - на 1,5 - 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.

3.21. При достижении подразделением снижения, против норматива, простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции премия инженерно-техническим работникам соответственно повышается в порядке, указанном в п.3.19, но при этом её общий размер не должен превышать установленных пределов.

УТВЕРЖДАЮ

Начальник НГДУ \_\_\_\_\_

подпись

" " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

Нормативы простоев эксплуатационных скважин  
и недоборов нефти и газа по структурным подразделениям  
на \_\_\_\_\_ м-ц 19\_\_ г.

Структурные подразделения	Норматив простоев скважин, ч		Норматив недоборов		При- ме- ча- ние
	на ме- сяц	средне- суточный	нефти, т на сред- не- суточ- ный	газа, т, м <sup>3</sup> на сред- не- суточ- ный	
I. ВПО, всего					
в них:					
а) ПРЦЭО, всего					
в т.ч. по ЦДНГ № 1					
ЦДНГ № 2					
и т.д.					
б) ПРЦЭ и Э, всего					
в т.ч. по ЦДНГ № 1					
ЦДНГ № 2					
и т.д.					
на отключение ЛЭП для вышкостроения					
в) ЦКРС, всего					
в т.ч. по ЦДНГ № 1					
ЦДНГ № 2					
и т.д.					
2. ЦКРС, всего					
в т.ч. по ЦДНГ № 1					
по ЦДНГ № 2					
3. ЦПЭС, всего					
в т.ч. по ЦДНГ № 1					
по ЦДНГ № 2					
и т.д.					

Начальник производственного  
(производственно-технического) отдела

\_\_\_\_\_

ПОДПИСЬ

## 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	1. Депарафинизация скважин и коммуникаций	+		0101	
	2. Технологическая подготовка скважин, сооружений, коммуникаций к проведению работ по их обслуживанию (ремонт, исследование и т.д.)	+		0102	
	3. Освоение скважин азотом, пенами и др. реагентами (если цех выполняет данные работы собственными силами)	+		0103	
	4. Продувка газовых скважин	+		0104	
	5. Работы по ликвидации солейтоложений (типса) в скважине, глубиннонасосном и устьевом оборудовании	+		0105	
	6. Работы по ликвидации обрыва верхней части полированного штока ШГН (если цех выполняет данные работы собственными силами)			+	0106
	7. Ожидание подачи заявки (заказа) на обслуживание (несвоевременная подача заявки)			+	0107
	8. Ожидание приема и пуска скважин после окончания работ по обслуживанию			+	0108

I	2	3	4	5	
	9. Ожидание освоения скважин		+	0109	
	10. Ожидание депарафинизации скважин и коммуникаций		+	0110	
	11. Ожидание ликвидации солевых отложений в скважине, глубиннонасосном и устьевом оборудовании		+	0111	
	12. Ожидание ликвидации обрыва полированного штока ШГН		+	0112	
	13. Остановка скважин в связи со стихийными бедствиями		+	0113	
	14. Гидратообразование в газовых скважинах и коммуникациях		+	0114	
	15. Отсутствие притока жидкости из пласта		+	0115	
	16. Ликвидация аварий, допущенных по вине цеха		+	0116	
	17. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	0117	
	18. ....			0118	
	19. ....			0119	
	20. ....			0120	
2. Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования	21. 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

I	2	3	4	5
3. Прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения	31. Плановое отключение электроэнергии	+		0331
	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 электроподстанций	41. Плановый ремонт наземного оборудования ЭПУ	+		0441
	42. Ожидание ремонта наземного оборудования ЭПУ		+	0442
	43. Аварийный ремонт наземного оборудования ЭПУ		+	0443
	44. Ожидание ЭЩН, кабеля, станции управления и др.		+	0444
	45. Ожидание пуска скважин после отключения электроэнергии из-за отсутствия устройства самозапуска		+	0445
	46. Некачественные ремонт и сборка ЭЩН, 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, трос, штамп, кабеля, перевод на механический способ добычи и т.п.)	+		0549

I	2	3	4	5
	50. Проведение геолого-технических мероприятий по повышению производительности скважин	+		0550
	51. Подготовка скважин к подземному текущему ремонту, вызванному снижением или прекращением подачи продукции, и к проведению ГТМ	+		0551
	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	61. Плановый ремонт средств автоматики, телемеханики и КИП	+		0661
	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



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, прорыв 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. ЦНИИР	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

1	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. Газокomp-рессорный (газовый) цех	91. Несвоевременная откачка (сбор) газа		+	I291
I3. Строитель-но-монтаж-ное управ-ление (цех или учас-ток)	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
	<u>Прочие простои (простои по вине специализированных подразделений объединения и других организаций)</u>			
I4. ЦБПО	1. Ожидание ремонта оборудования		+	I401
	2. Некачественный ремонт оборудования		+	I402
	3. Отсутствие запасных частей, нестандартизированного оборудования, металлоконструкций		+	I403
	4. ....			I404
I5. УТТ	5. Отсутствие заглавированного (согласно принятой УТТ заявки) транспорта и спецтехники		+	I505
	6. Несвоевременное прибытие заглавированного транспорта и спецтехники		+	I506

1	2	3	4	5
	7. Некачественное или неполное выполнение запланированных работ		+	1507
	8. ....			1508
16. Тампонажная контора	9. Отсутствие запланированного количества цементировочных агрегатов		+	1609
	10. Несвоевременное прибытие цементировочных агрегатов		+	1610
	11. Несвоевременное или неполное выполнение запланированных работ		+	1611
	12. Ликвидация аварий, допущенных по вине тампонажной конторы		+	1612
	13. ....			1613
17. БПТОиКО	14. Отсутствие запланированных материально-технических ресурсов на складах базы		+	1714
	15. Несвоевременная доставка запланированных материально-технических ресурсов		+	1715
	16. Несоответствие материально-технических ресурсов требованиям ГОСТ, ТУ		+	1716
	17. ....			1717
18. УБР (ВМК)	18. Отключение электроэнергии для перетаскивания буровой вышки и другого оборудования на новую точку		+	1818
	19. Порывы коммуникаций при перетаскивании буровой вышки и другого оборудования на новую точку		+	1819
	20. ....			1820
19. Трест "Нефте-спец-строй" или СМУ	21. Ожидание обустройства скважин		+	1921
	22. Обустройство скважин		+	1922
	23. Некачественное выполнение работ по обустройству		+	1923
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
2I.Контрора связи	27. Остановки из-за нарушений правил техники безопасности		+	2027
	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 автоматки, телемеханики и КИП	+		2232
	33. Плановый ремонт средств автоматки, телемеханики и КИП	+		2233
	34. Аварийный ремонт средств автоматки, телемеханики и КИП		+	2234
	35. Ожидание ремонта средств автоматки, телемеханики и КИП		+	2235
	23.Районное управление нефтепроводов	36. Неприятие нефти		+

**П р и м е ч а н и е:**

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.

НГДУ \_\_\_\_\_

КИВЦ объединения \_\_\_\_\_

Простой эксплуатационных скважин  
за "\_\_\_" \_\_\_\_\_

и недоборы продукции  
19 \_\_ г.

№ пл	№ скважин	Способ эксплуатации	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> в сут	Дебит, нефти, т/сут; газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	Дата остановки скважины
1	2	3	4	5	6
					Ц Д Н Г Нефтяные
1.	101	ШГН	19,9	3,7	21,05
2.	1052	фонт.	22,7	20,1	26,05
			и т.д.		
		Простой за сутки Недобор нефти за сутки в том числе: по простаивающим по остановленным по пущенным			II скв. 5 скв. 3 скв.
		Простой за сутки Недобор газа за сутки в том числе: по простаивающим по остановленным по пущенным			Газовые
					Ц Д Н Г Нефтяные
					Газовые
					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			

Простой со дня остановки, ч	Недобор продукции со дня остановки, тонн, тыс.м <sup>3</sup>	Простой, связан с работой цеха	Шифр и причины простоя
7	8	9	10
№ 1 скважины			
месторождение			
140	21,6	ПРЦЭО	0222 Обязка скважины
40	33,5	ЦДНГ	0110 Депарафинизация
166	119,4 103,3 12,3 3,8		
скважины			
месторождение			
№ 2 скважины			
месторождение			
скважины			
месторождение			

Цех по добыче нефти и газа № \_\_\_\_\_

Недобор продукции из-за простоев эксплуатационных скважин  
" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

Место- рожде- ние	Номер сква- жины	Способ эксп- луата- ции	Дебит, т/сут тис.м <sup>3</sup> сут	Время, часы			Недобор нефти и газа, т тис.м <sup>3</sup>	Шифр при- чины про- стои по классифика- тору
				оста- новки	пуска в ра- боту	простои		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефтяные скважины								
<b>Итого</b>								
Газовые скважины								
<b>Итого</b>								

НГДУ \_\_\_\_\_

КВИЦ объединения \_\_\_\_\_

Распределение простоев эксплуатационных скважин  
 и недоборов продукции по структурным подразделениям  
 за "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

№ п/п	Структурные под- разделения	Простой, часы		Недобор, т/тис.м <sup>3</sup>		
		Норма- тив с начала месяца	Фактически За с начала сутки месяца	Норма- тив с начала месяца	Фактически за сут- ки	с нача- ла ме- сяца
1.	ЦДНГ № 1					
2.	ЦДНГ № 2 и т.д.					
3.	БПО, всего в т.ч.: ПРИЭО ПРИЭ и Э ПРИЭПУ ЦПРС(ЦПКРС)  Цех специальной техники Цех автоматизации производства					
4.	ЦПН					
5.	ЦКРС					
6.	ЦНИР					
7.	ЦПВС					
8.	Газокомпрессорный цех					
9.	СМУ					
	Всего по подразде- лениям НГДУ					
10.	По прочим подразде- лениям, всего в т.ч. УБР ЦБПО УТТ БПО и КО  и т.д.					

НГДУ, объединение \_\_\_\_\_

КИВЦ объединения \_\_\_\_\_

Расшифровка

причин простоев эксплуатационных скважин и недоборов продукции

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

Форм. 24.РД. 39-1-316-79

№ п/п	Причины простоев	Показатели	Цехи по добыче нефти и газа (НГДУ)										Всего по НГДУ (объединению)			
			№ 1		№ 2		№ 3		№ 4		№ 5					
			за сут-ки	с начала м-ца	за сут-ки	с начала м-ца	за сут-ки	с начала м-ца	за сут-ки	с начала м-ца	за сут-ки	с начала м-ца	за сут-ки	с начала м-ца		
1	Ожидание подземного текущего ремонта	кол. скв. простой, ч недобор, т (тыс. м <sup>3</sup> )														
2.	Подземный текущий ремонт	кол. скв. простой, ч недобор, т (тыс. м <sup>3</sup> )														
3.	и т.д.															