

**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

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 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.м³;

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

q_i -дебит i -той скважины, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м³/ч;

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

$q_{\text{ср.}}$ -средний дебит обслуживаемых скважин, установленный технологическим режимом, т/ч и тыс.м³/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 ИГДУ _____
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 нефти и газа, т.м ³		Причина
	на месяц	средне-суточный	на месяц	на средне-суточный	
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	Не производительное 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 ПНР) 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
21.Контроль 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
	31. Ожидание ремонта линий телемеханики		+	2I3I
22.Организация объединения "Союзнефте- автоматика"	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 нефтепро- водов	36. Неприятие нефти		+	2336

П р и м е ч а н и е:

1. 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 ³ в сут	Дебит, нефти, т/сут; газа, тыс.м ³ /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 ³	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 ³ сут	Время, часы			Недобор нефти и газа, т тис.м ³	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								
Итого								
Газовые скважины								
Итого								

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 ³		
		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 ³)														
2.	Подземный текущий ремонт	кол. скв. простой, ч недобор, т (тыс. м ³)														
3.	и т.д.															