###### УТВЕРЖДАЮ

**Операционный Директор \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

# «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ОПЕРАТИВНЫЙ ЗАМЕР И УЧЕТ**

**НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ПО СКВАЖИНАМ**

**ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**1.0 Введение**

Настоящая процедура обеспечивает геолого-технический контроль процесса эксплуатации скважин и разработки нефтяных месторождений в соответствии с проектными показателями.

**2.0 Назначение**

Процедура устанавливает единый порядок проведения оперативного замера и учёта дебита нефти, газа и воды действующих скважин нефтяных месторождений.

**3.0 Сфера применения**

Действие настоящей процедуры распространяется на все нефтяные месторождения Компании \_\_\_\_\_\_\_\_\_ находящихся в разработке.

# 4.0 Ссылки

Проект обустройства нефтяного месторождения

Порядок учета при добыче, хранении и отпуске.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_ Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Нефтепродукты. Методы количественного определения содержания воды.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Нефть и нефтепродукты. Метод измерения массы.

РД \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ «Правила измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами»

**5.0 Общие положения**

* 1. Вся добытая нефть по скважинам, а также попутный растворенный газ и пластовая вода подлежит обязательному оперативному замеру и учету.
  2. Оперативный учет добываемой продукции по скважинам осуществляется на основании данных измерений дебита скважин по жидкости и нефтяного газа с помощью групповых замерных установок (ГЗУ), расходомеров и других замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания воды. Под дебитом продукции подразумевают суточную добычу нефти, попутного нефтяного газа и попутной пластовой воды из нефтяных скважин.
  3. По данным оперативного замера и учета добычи нефти, газа и воды осуществляется контроль за разработкой месторождения, соответствие отборов нефти, газа и воды проектным показателям и установленному текущему технологическому режиму эксплуатации скважин.
  4. Результаты оперативного замера и учёта дебита продукции скважин на конец текущего квартала, является исходными данными для составления технологического режима работы скважин на последующий квартал.
  5. На основании оперативного учёта дебита продукции скважин определяется суммарная добыча нефти, нефтяного газа и пластовой воды по месторождению в целом.
  6. Оперативный замер дебита скважин по жидкости и газу производится в соответствии с графиком замеров, согласованного с геологической службой Компании, но не реже одного раза в месяц.
  7. При необходимости внеплановые замеры могут осуществляться по письменному указанию менеджера по производству.

**6.0 Порядок проведения замера нефти, газа и воды по скважинам при эксплуатации нефтяных месторождений**

* 1. Периодичность замера дебита продукции скважин осуществляется в соответствии с графиком замеров скважин, который разрабатывается Менеджером по производству и согласовывается с геологической службой **OPS 05.03.01**. График составляется на три месяца до начала квартала, утверждается Рперационным директором и представляется к исполнению Менеджеру промысла.
  2. Все операции при проведении замера дебитов скважин проводится операторами по добыче под руководством и контролем мастера по добыче.
  3. Замер дебита скважин по жидкости и газу проводится на групповой замерной установке (ГЗУ, **OPS 05.03.02**) или в отдельных случаях прямо в систему УПН.
  4. До переключения скважины на замер следует проверить устьевое оборудование скважины и зарегистрировать устьевые параметры скважины. Необходимо убедиться в том, что скважина работает на установившемся режиме.
  5. Не допускается переключать скважину на замер сразу же после изменения режима работы (изменение диаметра штуцера, продувка скважины и т.д.), так как скважина еще не установилась и полученные результаты замеров будут не представительными.
  6. Перед началом замеров операторы по добыче должны произвести проверку системы ГЗУ и замер остатков жидкости (нефть+вода) в замерной емкости с последующей регистрацией в журнале. На замерную емкость должна иметься градуировочная таблица разработанная и согласованная \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.
  7. Запорная арматура на выходе из БВН замерного коллектора, на входе в сепаратор, на выходе из сепаратора на газовой линии и жидкостной линии должны быть проверены на исправность. При проведении замера данные задвижки должны находиться в открытом положении. (см.схему **OPS 05.03.02).** По окончании замера задвижки закрываются.
  8. При проведении замеров со стороны операторов должен вестись постоянный контроль за скважиной и ГЗУ и регистрацией параметров работы скважины и системы ГЗУ (давления, температура), а также следить за поступлением жидкости в замерную емкость, приборами учета жидкости и газа и горением факела на ГЗУ.
  9. Давление сепарации регистрируется по манометру установленному непосредственно на замерном сепараторе.
  10. Не допускается превышение давления на БВН более 10 кг/см2 и на сепараторе ГЗУ более 6 кг/см2.
  11. При переключениях скважин на замер должна быть устойчивая радио связь между оператором на скважине и ГЗУ.
  12. При возникновении нештатной ситуации при проведении замеров скважин допускается остановка скважины до ликвидации нештатной ситуации.
  13. Посторонние лица в период проведения замеров на территорию ГЗУ не допускаются.
  14. Переключение скважин на замер осуществляется на БВН, открытием замерной задвижки соответствующей выкидной линии скважины на замерной сепаратор и закрытием центральной задвижки выкидной линии скважины (см. **OPS 05.03.02)**.
  15. В замерном сепараторе попутный растворенный газ отделяется от жидкости и подается на факел, а жидкость направляется в замерную емкость.
  16. При наличии стационарных расходомеров, количество поступившей жидкости в замерную емкость определяется как разность показаний счетчика до и после замера

**Vж = N2 – Ν1,** (литр, или м3)

Где, N1 – показания расходомера до замера

N2 - показания расходомера после замера

* 1. Количество воды в замерной емкости определяется \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.
  2. После окончания замера, определение количества жидкости (нефть + вода) в замерной ёмкости допускается проводить не ранее чем через 2 часа отстоя, в зависимости от температуры окружающего воздуха (в зимний период до 6 часов). Определение количества поступившей жидкости в замерную емкость за время замера определяется объемным способом, в соответствии с установленными нормами и процедурой **OPS 05.12 «Порядок коммерческого учета при добыче, хранении и отпуске нефти»**, с последующей регистрацией в журнале **OPS 05.03.03**.
  3. Определение количества выделившегося газа при замере, осуществляется через стационарный узел учёта газа ГЗУ (при наличии). Допускается определять количество газа расчётным путём по методу перепада давлений при истечении газа через диафрагму (**OPS 05.01.16** Инструкция по обслуживанию и эксплуатации приборов учета. Учет утилизируемого газа и пластовой воды в процессе сбора и подготовки нефти).
  4. При отсутствии приборов учета газа, руководствуются данными последних ежегодно проводимых исследований по определению газового фактора скважин \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ или другой научно-исследовательской организацией. При использовании этих данных в журнале делается ссылка.
  5. Продолжительность замера скважин должна соответствовать указанному в графике и в зависимости от производительности скважин и наличия остатков жидкости в замерной емкости, но не менее 12 часов при плановых замерах. При не плановых замерах допускается сокращать продолжительность замера.
  6. По окончании замера и отстоя производят отборы проб нефти и пластовой воды для анализа. При необходимости возможен отбор проб газа для анализа во время проведения замера, из предусмотренных для отбора пробоотборников или вентилей. Результаты анализов заносятся в журнал **OPS 05.03.03.**
  7. При проведении замеров на автоматизированных групповых замерных установках (АГЗУ) (или иных заводского изготовления), руководствуются инструкциями по обслуживанию и проведения замеров заводов изготовителей.
  8. Количество поступившей нефти за время замера определяется как разность замеренной жидкости и воды

**Vн = Vж – Vв,** (м3)

где, Vж – объем замеренной жидкости поступившей в замерную емкость за время замера, м3,

Vв – объем замеренной воды поступившей в замерную емкость за время замера, м3.

* 1. Объемное содержание воды в жидкости (особенно при наличии стойкой эмульсии, а также в зимний период) также может определяться лабораторным анализом. В этих случаях в примечании журнала **OPS 05.03.03** делается ссылка.
  2. Суточный дебит нефти (в м3) по скважине определяется по формуле

**qн = (Vн / Тз) \* 24,** (м3/сут.)

где Тз – продолжительность замера, час

Суточный дебит в тоннах определяется по формуле

**Qн = qн \* ρн,** (тн/сут.)

где ρн – плотность замеренной нефти определенная после отстоя, стандартным ареометром, тн/м3.

* 1. Обводненность скважины в %, определяется по формуле

**α = Vв / Vж \*100,** (м3/сут.)

* 1. Газовый фактор по скважине определяется по формуле

**Гф = qг / qн**  (м3/м3)

где qг – суточный дебит газа, м3/сут

**7.0 Порядок учета и отчетности по замерам нефти, газа**

**и воды по скважинам**

* 1. Результаты оперативного замера нефти, газа и воды по скважинам и рассчитанные данные, а также параметры работы скважины и ГЗУ во время замера и результаты анализов, фиксируются в журнале **ОРS 05.03.03.**
  2. Результаты оперативного замера и учёта продукции скважин отражаются в **OPS 05.01.25 «**Суточный рапорт по добыче нефти, газа и воды», и вносится корректировка в суточный рапорт по конкретной скважине по дебитам нефти, газа и воды, а также обводненности и газовому фактору.
  3. Ежемесячно начальниками смен готовится отчет по замерам нефти, газа и воды по скважинам **ОРS 05.03.04** в трех экземплярах. Один экземпляр остается на промысле, второй экземпляр представляется менеджеру по производству вместе с ежемесячным отчетом по добыче, третий экземпляр представляется в геологическую службу Компании.

**8.0** **Ответственность за правильную организацию оперативного замера и учета нефти, газа и воды по скважинам**

* 1. Ответственность за своевременное проведение замеров в соответствии с графиком, и представления результатов замеров в суточном рапорте по добыче возлагается на начальника смены промысла.
  2. Ответственность за правильное проведение и полноту проведения замера, регистрацию в журнале данных замера и параметров работы скважины и системы ГЗУ возлагается на мастера по добыче.
  3. Ответственность за проведение анализов и данных результатов анализов нефти, газа и воды возлагается на лаборанта промысла.
  4. Ответственность за общую организацию проведения замеров нефти, газа и воды, а также своевременное и достоверное представление ежемесячных отчетов по результатам замеров возлагается на менеджера промысла.

**9.0 Исключения**

Исключения из настоящей процедуры допускаются только с разрешения Операционного директора.

**10.0 Дата вступления в действие**

\_\_ \_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**11.0 Истечение срока действия/пересмотр**

Положения настоящей процедуры пересматриваются раз в 3 года, либо когда Комитет по рассмотрению политик сочтет это необходимым.

**12.0 КУРАТОР**

Операционный директор.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

**OPS 05.03.01** График проведения замеров дебитов нефти, газа и воды по скважинам

**OPS 05.03.02** Схема системы ГЗУ

**OPS 05.03.03** Журнал замеров нефти газа и воды по скважинам

**OPS 05.01.04** Отчет по замерам нефти, газа и воды по скважинам (ежемесячный)