МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ КОНТРОЛЯ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ ИЗ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА ПРОБ НА СОДЕРЖАНИЕ ВАНАДИЯ И КОБАЛЬТА

РД 39 - I - 515 - 81

1981

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
первый заместитель
министра нефтяной
промышленности
В.И. Игревский
21 января 1981г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
РУКОВОДСТВО
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ КОНТРОЛЯ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ ИЗ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА ПРОБ НА СОДЕРЖАНИЕ ВАНАДИЯ И КОБАЛЬТА

РД 39 - I - 515 - 81

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтепромысловой геофизики

Директор И.Г. Жувагин

Ответственный исполнитель

зав.лабораторией ядерно-физических методов исследования
В.М. Арбузов

Исполнители М.Х. Файзуллин,
О.П. Тимошенко

СОГЛАСОВАНО

Начальник Технического управления	Г.И. Григоращенко
Начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений	В.М. Мдин
Начальник Управления по развитию техники, технологии и организации добычи нефти и газа	В.В. Гнатченко
Начальник Управления промысловой и полевой геофизики	Н.А. Савостьянов
Начальник Управления охраны труда, военизированных частей и охраны предприятий	В.И. Хоботько
Начальник Управления по надзору нефтедобывающей и нефтегазоперерабатывающей промышленности	Е.Н. Емельянов

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ КОНТРОЛЯ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТЕЙ ИЗ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА ПРОБ НА СОДЕРЖАНИЕ ВАНАДИЯ И КОБАЛЬТА

РД 39-I-5I5-8I

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 6 февраля I98I г. № I06.
Срок введения установлен с 26 февраля I98I г.
Срок действия до 26 февраля I986 г.

Настоящее руководство устанавливает методические и организационно-технические требования к проведению технологических процессов контроля за добычей нефти из совместно эксплуатируемых пластов по данным анализа проб нефти на содержание ванадия или кобальта.

Руководство обязательно для исполнения всеми предприятиями отрасли, выполняющими контроль за совместной разработкой нефтяных пластов по содержанию в добываемых нефтях ванадия или кобальта.

Выполнение всех видов работ, оговоренных настоящим руководством, предусматривает обязательное и неукоснительное соблюдение "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденных Госгортехнадзором 3I января I974 г.; "Санитарных норм и правил при работе с источниками электромагнитных полей, высоких, ультравысоких и сверхвысоких частот", утвержденных заместителем главного санитарного врача СССР 30 марта I970 г. № 848-70; "Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72", утвержденных главным санитарным врачом I0 апреля I972 г. № 950-72.

I. ПОЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ КОНТРОЛЯ

I.I. Технологические процессы контроля основаны на использовании естественного различия нефтей совместно разрабатываемых пластов по содержанию ванадия (технология с измерением ванадия) и кобальта (технология с измерением кобальта).

I.2. Технологии кроме использования в качестве контролирующих параметров разных элементов отличаются подготовкой проб к измерениям, применяемой аналитической аппаратурой. При описании операций, общих для обеих технологий, вместо названия элемента ванадий или кобальт употребляется термин "элемент".

I.3. Ванадий и кобальт входят в состав металлоорганических соединений и содержатся преимущественно в асфальтовой фракции нефтей. Значительная часть ванадия может находиться при этом в четырехвалентной форме и линейно коррелировать с его общим содержанием. Четырехвалентный ванадий в комплексе металлоорганических соединений обладает парамагнитными свойствами, что обуславливает возможность его определения способом спектроскопии электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

I.4. На многих месторождениях ванадий по сравнению с другими микроэлементами, содержащимися в нефти, характеризуется повышенной концентрацией. Так, для нефтей Волго-Уральской области и Западной Сибири концентрация ванадия составляет 10^{-4} - 10^{-5} г/г нефти, концентрация кобальта - 10^{-7} - 10^{-8} г/г.

I.5. Нефти в зависимости от конкретных условий их образования, миграции и скопления в залежах могут значительно различаться по содержанию элементов. Вероятность такого различия возрастает с повышением разобщенности залежей по разрезу, с увеличением расстояния между ними.

I.6. Степень различия нефтей по содержанию кобальта и ванадия в общем случае неодинакова. Для практического использования применяется технология, контролирующий параметр которой (содержание ванадия или кобальта) обеспечивает большую контрастность нефтей исследуемого разреза.

I.7. Концентрация элементов в пробе нефтей, отбираемой из одного пласта на устье одной и той же скважины, изменяется за счет перемещения нефти по площади, однако для обнаружения статистически значимых изменений требуется обычно не менее года.

I.8. При одновременном притоке в скважину нефтей из двух пластов, если глубина их залегания не менее 400 – 500 м, происходит достаточно полное перемешивание нефтей на пути движения к устью скважины. Концентрация элемента в смеси нефтей на устье скважины C_x определяется выражением

$$C_x = C_1 q_1 + C_2 q_2 , \qquad (1)$$

где C_1 и C_2 – концентрации элемента в нефтях соответственно из первого и второго пластов;

q_1 и q_2 – дебиты нефти соответственно для первого и второго пластов, выраженные в относительных единицах.

$$q_1 + q_2 = 1 . \qquad (2)$$

2. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

2.I. Статистически значимое различие нефтей двух пластов по содержанию ванадия или кобальта позволяет решать следующие задачи:

– контролировать добычу нефти из вскрытых перфорацией пластов, эксплуатируемых единым фильтром;

– выделять случаи перетока нефти от неперфорированного пласта к перфорированному, например, за счет нарушения герметичности заколонного пространства;

– оценивать эффективность дострела, кислотной обработки призабойной зоны, гидроразрыва пласта и других операций, проводимых с целью повышения нефтеотдачи одного из совместно эксплуатируемых пластов.

2.2. При двух или более кратном различии нефтей по контролирующему параметру технологии могут обеспечить количественную оценку притоков нефти из совместно эксплуатируемых пластов. В случаях меньшего различия нефтей задачи обычно решаются на качественном уровне.

2.3. Применение технологий не ограничивается способом эксплуатации и оборудованием в скважине, величинами притоков добываемой жидкости, обводненностью продукции, наличием в ней механических примесей, вязкостью и газовым фактором жидкости. Технологии не накладывают ограничений на режимы работы скважин, что позволяет устанавливать практически любую периодичность исследований.

2.4. Технологии могут применяться на месторождениях, разрабатываемых с закачкой в пласты химических соединений для повышения вытеснения нефти, при условии, что эти соединения не нарушают структуру нефти.

3. ПРИМЕНЯЕМАЯ АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ

Для технологии с измерением ванадия

3.1. Аппаратура для измерений ванадия в нефти должна отвечать следующим требованиям:

- порог обнаружения - не хуже 10^{-6} г;
- воспроизводимость измерения - не хуже 5%;
- время измерения пробы - не более 20 мин.

3.2. Для реализации технологии используются следующие способы анализа: атомно-абсорбционный; нейтронно-активационный, рентгено-радиометрический, спектроскопии электронного парамагнитного резонанса.

3.3. Атомно-абсорбционный способ анализа предусматривает сжигание нефти в процессе измерения. Более удобен вариант анализа с применением графитовой печи, при котором требуемое количество нефти не превышает долей грамма. Время анализа одной пробы 5 - 6 мин. Рекомендуется применять двухлучевые спектрофотометры типа "Сатурн-2".

3.4. Нейтронно-активационный способ анализа предусматривает облучение нефти тепловыми нейтронами с последующим измерением наведенной гамма-активности от изотопа ванадий-51. Измерения осуществляются с использованием полупроводникового германий-литиевого или сцинтилляционного детекторов и амплитудных анализаторов импульсов типа АИ-128, АИ-256. Требуемое для анализа количество нефти 1 - 2 г, время одного анализа 4 - 5 мин.

3.5. Рентгено-радиометрический способ анализа с применением полупроводникового кремний-литиевого детектора и гамма-источника характеристического возбуждения железо-55 позволяет измерять содержание ванадия в пробе нефти весом 2 - 3 г. Время одного измерения не превышает 15 - 20 мин.

3.6. Определение ванадия в нефти способом ЭПР заключается в измерении сигнала резонансного поглощения сверхвысокочастот-

ного электромагнитного излучения на комплексах четырехвалентного ванадия. Применяются приборы типа РЭ-1301, ЭПА-2М с разрешающей способностью не хуже 0,5 Э и чувствительностью не хуже $5 \cdot 10^{-11}$ М ДФПГ (дифенилпикрилгидразила). Для измерения требуется 1 - 1,5 г нефти. Время одного замера - не более 5 мин.

Для технологии с измерением кобальта

3.7. Аппаратура для измерений кобальта в нефти должна отвечать следующим требованиям:

- порог обнаружения - не хуже 10^{-9} г;
- воспроизводимость измерения - не хуже 5%;
- время измерения пробы - не более 20 мин.

3.8. Для реализации технологии применяются атомно-абсорбционный и нейтронно-активационный способы анализа.

3.9. Атомно-абсорбционный способ используется с применением графитовой печи. Время анализа одной пробы составляет 5 - 6 мин. Рекомендуется применять двухлучевые спектрофотометры типа "Сатурн-2".

3.10. Нейтронно-активационный способ анализа предусматривает облучение предварительно полученного кокса (или золы) нефти тепловыми нейтронами с последующим измерением наведенной гамма-активности от изотопа кобальт-60. На приготовление одной пробы кокса требуется 4 - 5 г нефти. Необходимое время облучения кокса в потоке 10^{13} н$\cdot$см$^{-2}\cdot$с$^{-1}$ составляет 8 - 10 ч, время измерения пробы не превышает 20 мин. Измерения осуществляются спектрометром с применением полупроводникового германий-литиевого детектора или спектрометром с применением сцинтилляционных детекторов, работающим в режиме быстро-медленных суммарных совпадений. Для регистрации спектров применяются амплитудные анализаторы типа АИ-128, АИ-256. Массовость анализа достигается путем одновременного облучения 80 - 100 исследуемых сухих остатков нефтей.

Оборудование общего назначения

3.11. В измерительную лабораторию пробы доставляются в стеклянных флаконах стандартного образца вместимостью 30 мл с завинчивающимися крышками (ОСТ БВ-30-28-ОС-1). Флаконы размещаются в гнездах ящика, изготовленного из тонколистового металла. Дно и крышка ящика выстилаются мягким негорючим материалом, например, асбестом.

3.12. В измерительной лаборатории флаконы с пробами помещают в металлические коробки по 50 - 60 флаконов в каждой, которые хранятся в металлическом шкафу.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

4.1. Работы по проведению технологий организуются предприятием отрасли НГДУ, выступающим в роли заказчика. Исполнителем является предприятие отрасли ЦНИЛ или НИПИнефть.

4.2. Заказчик организует сбор проб нефти, осуществляет их обезвоживание, доставку исполнителю с заполненным бланком заказа, в котором указываются данные по сбору и подготовке нефти (приложение 1).

4.3. Исполнитель осуществляет хранение нефти до анализа, подготавливает нефти непосредственно к измерениям, производит измерения на содержание элемента. Данные анализа заносятся в ведомость (приложение 2), один экземпляр отправляется заказчику, второй остается для актирования работ.

4.4. Если измерения выполняются предприятием, обслуживающим ЦНИЛ или НИПИнефть, то оно является соисполнителем. В этом случае исполнитель (ЦНИЛ или НИПИнефть) подготавливает к измерениям пробы, включая их ампулирование, отправляет подготовленные пробы соисполнителю с экземпляром заказа на измерение (приложение 3), а соисполнитель, выполнив измерения, отправляет один экземпляр ведомости с данными измерений исполнителю (см. приложение 2), второй оставляет для актирования работ.

4.5. Исполнитель в случае необходимости корректирует данные соисполнителя и отправляет заказчику (см. приложение 2).

4.6. Заказчик после получения данных анализа проводит с привлечением геологопромысловых материалов интерпретацию результатов, намечает мероприятия по скважине, контролирует их выполнение.

5. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

5.1. Методика работ по каждой технологии включает оценку условий применения технологии, определение исследуемых и выбор опорных скважин, сбор проб нефтей, подготовку проб к элементному анализу, элементный анализ и интерпретацию данных анализа.

Оценка условий применения технологии

5.2. Для применения технологии необходимо располагать сведениями о различии нефтей контролируемых пластов по содержанию элемента. Косвенные сведения, указывающие на возможность применения: различия нефтей по плотности или удельному весу, по содержанию асфальтенов и смол, по коэффициенту светопоглощения. Окончательное заключение может быть сделано по данным анализа нефтей из контролируемых пластов на содержание элемента.

5.3. На исследуемой площади месторождения выбираются две группы скважин, по 2 - 3 скважины в каждой, с таким расчетом, чтобы скважины одной группы эксплуатировали только первый пласт, а скважины другой группы - только второй пласт. Указанные скважины выбираются на участках с коллекторскими свойствами, характерными для исследуемых пластов.

5.4. С устьев выбранных скважин отбираются пробы и проводится их анализ на содержание элемента. данные анализа усредняются по каждой группе скважин. Усредненные значения сравниваются между собой по формуле

$$n = \frac{\bar{C}_б}{\bar{C}_м}, \qquad (3)$$

где n - эффект различия нефтей по содержанию элемента;

$\bar{C}_б$ и $\bar{C}_м$ - усредненные значения соответственно для пластов с большим и с меньшим содержанием элемента в нефти.

5.5. В зависимости от величины эффекта наблюдаются три случая:

1) $n \geq 2$, здесь возможна количественная оценка притоков нефти для каждого из двух совместно эксплуатируемых объектов;

2) $1{,}5 < n < 2$, при этом следует ожидать возможность применения технологии с интерпретацией на качественном уровне;

3) $n \leq 1{,}5$, применение технологии может оказаться эффективным лишь при условии низкого коэффициента вариации содержания элемента по площади в пределах исследуемого участка (до 5 - 7%).

5.6. Выбор технологии (по ванадию или по кобальту) осуществляется по принципу наибольшего эффекта различия n. Если различия нефтей по содержанию обоих элементов сопоставимы, то предпочтительнее использовать технологию по ванадию, как менее трудоемкую на стадии элементного анализа.

Определение исследуемых скважин и выбор опорных скважин

5.7. Если результат оценки применения технологии оказался положительным, то составляется перечень исследуемых скважин, уточняется их положение на площади, выбираются опорные скважины для получения опорных и ожидаемых значений.

5.8. Скважина, для которой необходимо решить задачу, связанную с оценкой участия в добыче нефти каждого из совместно эксплуатируемых пластов, называется исследуемой. Скважина, позволяющая получить пробу нефти из заведомо известного пласта, называется опорной по данному пласту. Значение содержания элемента в пробе нефти из опорной скважины называется опорным значением. Значение содержания элемента в нефти для точки пересечения пласта исследуемой скважиной, вычисляемое на основании опорных значений, называется ожидаемым значением.

5.9. Количество скважин, выбираемых в качестве опорных, и расположение их на месторождении зависят от расположения исследуемых скважин, градиента содержания элемента в нефти по площади. В общем случае точность конечного результата исследования повышается с увеличением числа опорных скважин, с уменьшением указанного градиента.

5.10. Для вычисления ожидаемых значений по опорным скважинам могут использоваться известные методики построений, включая применение ЭВМ. Если число опорных скважин недостаточно для построения карт содержаний, но на исследуемом участке имеется несколько опорных скважин, то следует пользоваться формулой

$$\bar{C} = \sum \frac{C_{0i}}{R_i} \Big/ \sum \frac{1}{R_i}, \qquad (4)$$

где $\bar{C}$ – ожидаемое содержание элемента в нефти;

C_{0i} – опорное значение содержания элемента для i -ой опорной скважины;

R_i – расстояние между исследуемой и i -ой опорной скважиной.

5.11. Определение ожидаемых значений выполняется для каждого из пластов, по каждой исследуемой скважине. После оценки ожидаемых значений составляется график отбора проб с целью контроля за притоками нефти из совместно эксплуатируемых пластов.

Сбор проб нефтей, их подготовка к анализам

5.I2. Сбор нефтей и последующая работа с пробами должны исключать возможность их химического загрязнения определяемым элементом. Основное требование технологий - использование чистых емкостей для отбора, хранения и анализа проб. Существующая на промыслах практика сбора нефтей с устья действующих скважин в большинстве случаев удовлетворяет требованиям технологий.

5.I3. Пробы на скважине рекомендуется отбирать в следующем порядке. Через спускной краник выкидной линии наливается в стеклянную или металлическую емкость для ее споласкивания 0,3 - 0,5л добываемой жидкости. Затем в емкость наливается жидкость объемом около I л, которая отстаивается в течение I5 - 20 мин для выхода из нее попутного газа и частичного отделения нефти от воды. После отстаивания нефть сливается в стеклянный или полистирольный флакон. флакон плотно закрывается крышкой и отправляется в промысловую лабораторию.

5.I4. Количество проб добываемой жидкости отбирается с таким расчетом, чтобы в промысловой лаборатории можно было получить для элементного анализа нефть объемом не менее 5 мл.

5.I5. Особых требований к обычно применяемым способам обезвоживания проб нефти не предъявляется. Недопустимы способы обезвоживания, приводящие к разделению нефти на фракции, к разрушению структуры органических соединений, к загрязнению нефти соединениями, содержащими определяемый элемент. Если в процессе обезвоживания произошло выкипание легких фракций (2 - 3% и более), то об этом указывается в примечании к заказу.

5.I6. После обезвоживания нефть заливается во флакон стандартного образца, который плотно завинчивается крышкой и устанавливается в гнездо транспортного ящика. Оптимальный объем пробы нефти составляет 25 - 30 мл, минимальный с учетом содержащейся воды - 5 мл.

5.I7. В измерительной лаборатории флаконы с пробами нефти для удобства рекомендуется рассортировывать по коробкам с учетом индексации пластов и порядковых номеров скважин. Воспроизводимость анализа практически не зависит от времени хранения нефтей, если они находятся во флаконах с плотно завинченными крышками.

Подготовка проб к элементному анализу

5.I8. Определение содержания ванадия в нефти с применением нейтронно-активационного, атомно-абсорбционного, рентгено-радио-

метрического способов анализа и способа ЭПР осуществляется непосредственно на исходных пробах так же, как и определение содержания кобальта с применением атомно-абсорбционного анализа.

5.I9. Определение содержания кобальта в нефти с применением нейтронно-активационного анализа является более производительным после коксования или озоления проб нефти, например, по ГОСТ I46I--59.

5.20. Кокс (или зола) заворачивается в чистую кальку, затем в алюминиевую фольгу. Последняя после облучения пробы в потоке тепловых нейтронов перед измерением наведенной гамма-активности удаляется с целью снижения фоновых помех. В случае применения упаковки из алюминиевой фольги с малым содержанием посторонних примесей (марки А-995 или А-99) проба кокса может заворачиваться непосредственно в фольгу и измеряться вместе с ней.

5.2I. Подготовка нефтей к измерению ванадия нейтронно-активационным способом включает следующие операции: взвешивание пустых полиэтиленовых ампул, используемых в процессе измерения; заполнение ампул нефтью и передача их на измерительный участок. Разность между вторым и первым взвешиваниями позволяет определить вес анализируемой нефти.

5.22. Подготовка проб нефтей для измерения на содержание ванадия способом ЭПР предусматривает заполнение нефтью рабочей ампулы. Необходимо следить за тем, чтобы при заполнении ампулы в нее вместе с нефтью не попадали пузырьки воздуха, так как наличие их занижает регистрируемый сигнал. Пузырьки воздуха легко обнаруживаются просматриванием заполненных ампул на свет. Рабочая ампула вмещает I - I,5 мл нефти.

5.23. Для проведения атомно-абсорбционного и рентгено-радиометрического анализов нефти доставляются на позиции измерения непосредственно перед его выполнением.

Элементный анализ

5.24. Количественное определение содержания ванадия или кобальта на уровне их концентраций в нефтях осуществляется с учетом методических рекомендаций к используемым способам анализа.

5.25. Все измерения следует проводить относительным методом, с применением эталонов. В качестве эталонов при нейтронно-активационном анализе используются стандартизированные образцы с известным содержанием определяемого элемента. При измерениях с при-

менением атомно-абсорбционного, рентгено-радиометрического и ЭПР анализов в качестве эталона следует применять образец нефти исследуемого района с концентрацией элемента, обеспечивающей уверенное регистрирование сигнала.

5.26. Эталонная проба паспортизируется с указанием содержания элемента массы и присвоенного ей номера. Если эталонным образцом является нефть, указывается место и время ее отбора. Допустимое изменение содержания элемента в эталонной пробе и ее масса не должно превышать 5% за 5 лет.

5.27. Измерение содержания ванадия в нефти способом нейтронно-активационного анализа целесообразно проводить с применением пневмотранспортного устройства для перемещения проб при условиях на позиции облучения: поток тепловых нейтронов 10^{11} – 10^{12} н·см$^{-2}$·с$^{-1}$, предельно допустимая температура 60°С.

5.28. Измерение содержаний кобальта в коксах и золах нефтей с применением нейтронно-активационного анализа целесообразно при одновременном облучении нескольких десятков проб в потоке тепловых нейтронов 10^{13} н·см$^{-2}$·с$^{-1}$, допустимая температура на позиции облучения 200°С. Время облучения проб 10 – 15 ч, время их остывания перед измерением составляет 10 – 15 сут.

5.29. Результаты элементного анализа могут представляться в абсолютных единицах содержания элемента. Удобнее пользоваться относительными единицами при условии постоянства используемого эталона. При измерениях с ЭПР практически возможен только последний вариант представления данных анализа.

Интерпретация данных измерения

5.30. В зависимости от величины получаемого отношения ожидаемых содержаний элемента в нефтях, погрешности измерения и коэффициента вариации содержания элемента по площади интерпретация для исследуемой скважины производится на количественном или качественном уровне.

5.31. Для количественной оценки притоков нефти по каждому из двух совместно эксплуатируемых пластов с учетом соотношения(2) используются формулы

$$q_1 = \frac{C_x - \bar{C}_2}{\bar{C}_1 - \bar{C}_2}, \qquad (5)$$

$$q_2 = \frac{\bar{C}_x - \bar{C}_1}{\bar{C}_2 - \bar{C}_1}, \qquad (6)$$

где $\bar{C}_1$ и $\bar{C}_2$ – ожидаемые содержания элемента в нефти соответственно для первого и второго пластов.

5.32. Величины, входящие в правые части формул (5) и (6), являются случайными. Ошибка определения W_q дебита рассчитывается, как сумма частных производных функций по C_x, C_1 и C_2. Погрешность определения дебита оценивается по номограмме(рисунок).

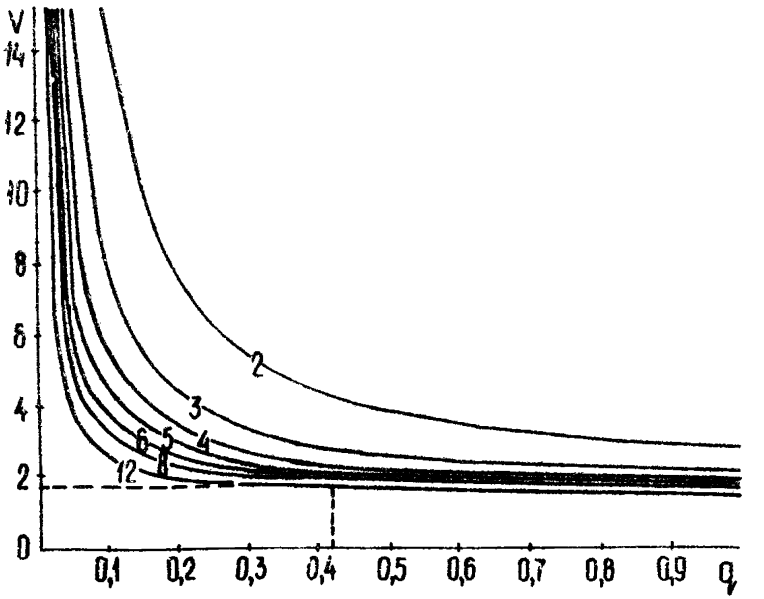

Рисунок.

На оси ординат отложены значения параметра V,

$$V = W_{q_б} / W_и, \qquad (7)$$

где $W_{q_б}$ – относительная ошибка определения дебита нефти с большей концентрацией элемента;

$W_и$ – относительная ошибка измерения содержания элемента.

На оси абсцисс откладывается значение дебита. Шифр кривых – эффект различия нефтей n разных пластов для исследуемой скважины.

5.33. По заранее определенным $q_б$ и n находится значение параметра V, после чего при известном $W_и$ вычисляется искомая ошибка $W_{q_б}$ по формуле (7). Ошибка оценки дебита нефти для пласта с меньшим содержанием элемента $W_{q_м}$ вычисляется по формуле

$$W_{q_м} = \frac{q_б}{q_м} W_{q_б}, \qquad (8)$$

где $q_м$ – относительный дебит нефти из пласта с меньшим содержанием элемента.

5.34. В зависимости от того, какая ошибка определения элемента принимается в расчет: стандартная (с надежностью 0,67), двойная стандартная (с надежностью 0,95) или тройная стандартная (с надежностью 0,98), – находимые с помощью номограммы ошибки определения дебита соответственно будут стандартной, двойной или тройной стандартной.

5.35. Возможность количественных определений притока нефти, как следует из анализа номограммы, зависит от конкретных условий и предъявляемых требований. Погрешность оценки дебита уменьшается с возрастанием n. Диапазон количественной оценки дебитов ориентировочно определяется по известным для конкретного случая значениям n и $W_и$ и по задаваемой максимально допустимой погрешности оценки дебита W_q. Для этого на кривой номограммы с шифром n отыскивается точка с ординатой $V = W_q/W_и$. Абсцисса этой точки будет равна дебиту q с максимально допускаемой заданной погрешностью W_q. Тогда количественные определения для рассматриваемого случая возможны в интервале относительных дебитов от q до I.

5.36. Стандартная погрешность измерения содержания элемента в нефти с учетом влияния всех факторов от момента отбора пробы до получения окончательного результата не должна превышать 4 – 5%. С учетом ошибки определения ожидаемых содержаний, которая в наиболее благоприятных случаях будет характеризоваться близкими к указанным значениями, количественная оценка притоков нефти с погрешностью до 25 – 30% возможна при n не менее 2. Таким образом, двукратное отношение содержаний можно считать предельной границей области n для количественных определений относительных дебитов нефти.

5.37. Если в результате определения ожидаемых значений имеет место случай $1,5 < n < 2$, то возможна лишь качественная оценка участия в добыче совместно эксплуатируемых пластов. Заключения при таких исследованиях могут выдаваться с формулировками "приток нефти из верхнего пласта практически отсутствует" или "в совместной добыче нефти участвуют оба пласта" и т.д.

5.38. В процессе эксплуатации месторождения происходит перемещение нефти по площади, что может вызвать изменение опорных значений и соответственно рассчитываемых по ним ожидаемых значений. Как показала практика повторных замеров по опорным скважинам, на ряде месторождений для обнаружения заметных изменений содержания элемента в нефти требуется обычно не менее года. В связи с этим ожидаемые значения по исследуемым скважинам следует уточнять через I - I,5 года.

Пример применения технологии

5.39. В качестве примера оценим участие в добыче нефти совместно эксплуатируемых пластов $Д_I$ и $Д_{IУ}$ по скв. 4I Шкаповского месторождения. Оборудование скважины насосной установкой исключало возможность ее исследования дебитомером на кабеле.

5.40. На основании результатов первого этапа исследований было установлено, что величина сигнала ЭПР ванадия для нефти из пласта $Д_I$ в 4 раза выше по сравнению с нефтью из пласта $Д_{IУ}$. Такое различие допускает возможность количественной оценки относительных дебитов.

5.4I. В районе скв. 4I были выбраны в качестве опорных для пластов $Д_I$ и $Д_{IУ}$ по четыре скважины (таблица). С устьев опорных

Таблица

Характеристика проб нефти из опорных скважин

Пласт $Д_I$			Пласт $Д_{IУ}$		
№ скв.	R, усл. ед.	C_o, усл.ед.	№ скв.	R, усл.ед.	C_o, усл.ед.
I57	25	I,I0	I70	23	0,09
I78	I9	I,I6	387	I3	0,I0
436	26	I,I5	692	24	0,I3
732	32	I,03	857	I2	0,08

скважин отобраны пробы нефти и по ним определены опорные содержания ванадия. Ожидаемое содержание ванадия вычислялось с использованием формулы (4) и составило для нефти из пласта $Д_I$ и $Д_{IУ}$ соответственно C_1 = 1,12усл.ед. и C_{IV} = 0,096 усл. ед. Таким образом, различие нефтей по содержанию ванадия составило для исследуемой скважины 11,7.

5.42. Для оценки дебитов нефти из совместно эксплуатируемых пластов на устье скв. 41 была отобрана проба и исследована способом ЭПР. Измеренное значение сигнала ванадия C_x составило 0,53 усл. ед. Вычисление относительных дебитов нефти для пластов $Д_I$ и $Д_{IУ}$ производилось по формулам (2) и (5)

$$q_1 = \frac{C_x - \bar{C}_{IV}}{\bar{C}_1 - \bar{C}_{IV}} = 0,42 \text{ и} \qquad q_{IV} = 1 - q_1 = 0,58.$$

5.43. Стандартная ошибка определения ожидаемых содержаний $\bar{C}_1$ и $\bar{C}_{IV}$ оценивается значением 10%, что выше погрешности измерения. Принимаем указанное значение для оценки погрешности определения дебита. На номограмме способом интерполяции условно проводится кривая с шифром 11,7 , на которой отмечается точка с абсциссой, численно равной вычисленному дебиту q_1, т.е. 0,42. Ордината найденной точки соответствует параметру V, равному 17. Ошибки определения дебитов нефти вычисляются по формулам (7), (8) и для пластов $Д_I$ и $Д_{IУ}$ составляют

$$W_{q_1} = V \cdot W_n = 1,7 \cdot 10\% = 17\%;$$

$$W_{q_{IV}} = \frac{q_1}{q_{IV}} W_{q_1} = \frac{0,42}{0,58} \cdot 17\% = 12\%.$$

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Метод оценки относительных дебитов по содержанию ванадия или кобальта в пробах предусматривает выполнение ряда операций, связанных с отбором нефтей, их транспортировкой, хранением, подготовкой к измерениям и утилизацией отходов, что требует соблюдения правил техники безопасности.

6.2. Отбор пробы на устье скважины должен производиться через спускной краник выкидной линии в присутствии персонала, обслуживающего скважину. Перед открыванием краник необходимо обтереть чистой ветошью.

6.3. Во избежание разлива нефти на устье скважины пластовую жидкость необходимо в начале отобрать в широкую посуду (например, ведро или банку), из которой после выхода попутного газа и частичного отстаивания воды проба нефти заливается через воронку в полистирольный или стеклянный флакон стандартного образца с плотно завинчивающейся крышкой. Вместимость флакона не должна превышать I00 мл.

6.4. Транспортировка флаконов производится в металлических ящиках с крышкой. Флаконы размещаются в гнездах ящиков, дница которых снабжаются мягкой прокладкой. Запрещается перевозить пробы нефти в карманах, полевых сумках и рюкзаках.

6.5. Хранение проб нефти осуществляется в помещении (хранилище), оборудованном принудительной вентиляцией. Помещение хранилища должно быть чистым, сухим, отапливаемым, достаточно освещенным, с температурой не более 25 - 30°С.

6.6. Флаконы с нефтью должны храниться в металлических коробках на 50 - 60 флаконов каждый. Коробки устанавливаются в металлическом шкафу, внутреннее пространство которого должно соединяться с системой вытяжки.

6.7. Подготовка проб нефти к измерениям, их обезвоживание (если это необходимо), заполнение ампул, отмывка ампул от нефти бензином должны производиться в отдельном помещении (препараторской). Помещение препараторской должно быть оборудовано шкафом с принудительной вентиляцией, водопроводом, канализацией, быть сухим, чистым, хорошо освещенным, отапливаемым, с температурой не более 25 - 30°С.

6.8. Легко воспламеняющаяся жидкость (бензин), используемая для очистки ампул от нефти, должна храниться в стеклянной емкости с притертой пробкой. Емкость размещается в металлическом ящике с крышкой. Дно и стенки ящика следует выложить листовым асбестом.

6.9. В препараторской допускается хранение кроме бензина деэмульгирующих химических веществ, размещаемых в отдельном шкафу. Все химические вещества хранятся в банках с герметично закрывающимися крышками. На банках должны быть надписи названий веществ. Количества находящихся в препараторской химических веществ и органических растворителей не должны превышать установленных правилами норм.

6.10. Работы с открытыми нефтями и органическими раотворителями следует выполнять только в шкафу с принудительной вентиляцией.

6.11. Обтирочный материал, ветошь, используемые за смену, складываются в металлический ящик с крышкой. По окончании рабочего дня содержимое ящика выносится на центральный пункт сбора отходов предприятия.

6.12. Жидкие горючие отходы сливаются в сборную неразбиваемую емкость и выносятся по окончании рабочей смены на сборный пункт отходов.

6.13. Легковоспламеняющиеся жидкости нагревать только в шкафу под вытяжкой в водяной или масляной банях или электрической плите закрытого типа.

6.14. В помещениях хранилища и препараторской запрещается

- мыть полы или одежду легковоспламеняющимися жидкостями;
- хранить полотенца, одежду, смоченные в горючих жидкостях;
- курить и принимать пищу;
- оставлять без присмотра действующие электроаппараты и приборы;
- сливать отходы с горючими жидкостями в хозяйственно-фекальную канализацию;
- проводить газосварочные и другие работы с открытым пламенем без разрешения главного инженера предприятия.

6.15. Помещение для элементного анализа (измерительная) должно иметь хорошее освещение, быть сухим и чистым, отапливаемым, с температурой не более 25 - 30^{0}С.

6.16. Аппаратура атомно-абсорбционного анализа должна размещаться в отдельном хорошо освещаемом, сухом, отапливаемом помещении, иметь подвод воды, сжатого воздуха, должно быть оборудовано принудительной вытяжкой.

6.17. При проведении исследований руководящими документами служат:

-"Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности", утвержденные Госгортехнадзором СССР 31 января 1974 г., разделы I,I - I,5; I,13; I,16; 13,3; 13,10 (М., Недра, 1975);

- "Санитарные нормы и правила при работе с источниками электромагнитных полей, высоких, ультравысоких и сверхвысоких частот", утвержденные заместителем главного санитарного врача СССР 30 марта 1970 г.,№ 848-70, разделы I, Ш, IУ, УI, приложение 2

(В кн.: Охрана труда в научных усреждениях Академии наук СССР. – М., Наука, 1972, с. 203 – 236);

–"Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72", утвержденные главным санитарным врачом СССР от 10 апреля 1972 г. № 950 – 72 (М., Атомиздат, 1973);

– Технические описания и инструкции по эксплуатации отдельных видов приборов.

Приложение I

Заказ № _____ на элементный анализ

Кому _____
(организация)

От кого _____
(организация)

Исследуемое вещество _____
(нефть, кокс, зола)

Определяемый элемент _____

№№ пп.	Название месторождения	Индекс пласта	№ скважины	Интервал пласта в относительных отметках	Интервал перфорации в относительных отметках	Дата отбора	№ флакона (ампулы)	Обводненность нефти до обезвоживания, %	Дата обезвоживания	Обводненность после обезвоживания, %	Вес исходной нефти	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Представитель организации _____ _____ _____ _____
дата подпись фамилия должность

Приложение 2

Ведомость № _____ (к заказу № _____ на элементный анализ)

Исследуемое вещество _____

Кому _____ (организация)

Определяемый элемент _____

Способ анализа _____

От кого _____ (организация)

Эталон № _____, содержание элемента, г _____

№№ пп.	Название месторождения	Индекс пласта	№ скважины	Дата отбора	№ флакона (ампулы)	Дата анализа	Содержание на 1 г пробы (относительно эталона)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Представитель организации _____ _____ _____ _____

дата подпись фамилия должность

Приложение 3

Заказ № _____ на измерение _____

Кому _____
организация

От кого _____
организация

Исследуемое вещество _____
(нефть, кокс, зола)

Определяемый элемент _____

Способ анализа _____

№№ пп.	№№ ампулы	Название месторождения	№ флакона	Индекс пласта	№ скважины	Дата отбора	Вес исходной нефти, г	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	88	9

Представитель организации _____ _____ _____ _____
дата подпись фамилия должность

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ КОНТРОЛЯ 4
2. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ 5
3. ПРИМЕНЯЕМАЯ АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ. 6
4. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ. 8
5. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ. 8
6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. 17
П Р И Л О Ж Е Н И Я 21

Редактор Л.А. Рудакова

Подписано в печать 18 /УI-1981г. П08311 . Формат 69х90 1/16.
Оп. 1,5 печ.л., 1 уч.-изд.л.,тираж 500 экз.Бесплатно.Заказ № 1400

ВНИИнефтепромгеофизика, 450005,Уфа, ул.8-ое Марта, 126.

Отдел ОП ВЦ Статуправления БАССР,450025, Уфа, ул.Цюрупы, 17.

gost.e-ecolog.ru