

**ООО «Научно-исследовательский центр
многоуровневых измерений»**

УТВЕРЖДАЮ

Директор ООО «НИЦ МИ»

О. П. Ждапов

О. П. Ждапов
« » 2009 г.



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА

**По теме: «Разработка ПО подсчета количества нефти в
РВС оснащенных системами измерения уровня
производства фирмы «НИЦ МИ», г.Уфа»**

г.Уфа

2012 г.

ВВЕДЕНИЕ

Система измерения УМФ300 (первые модели шли под названием LM7000 СЕЛТЕК) впервые была внедрена в ОАО «Татнефть» в 1996 году, как многофазный уровнемер. В течение последующих 16 лет внедрения этой системы на действующих технологических установках шло непрерывное развитие системы в плане понимания и решения актуальных задач, возникающих перед специалистами в процессе подготовки нефти. В результате существующая в настоящее время система УМФ300 по объему и виду представляемой информации фактически отошла от понимания ее, как просто многофазного уровнемера, и превратилась в инструментарий для технолога, позволяющий получать количественные и качественные оценки состояния жидкости в резервуаре или технологическом аппарате.

В классическом понимании перед межфазными уровнемерами ставится задача определения межфазного уровня нефть/вода. Однако, специалисты, задействованные в процессе подготовки нефти, понимают, что такой фазы в реальности нет. Между нефтью и водой существует переходная эмульсионная зона – «промслоя». Наличие «промслоя» делает классическое понимание межфазы, как границы нефть/вода, достаточно условной. В условиях технологических процессов с малой динамикой данное допущение может оказаться не критичным в виду стабильности «промслоя» (Рис.1).

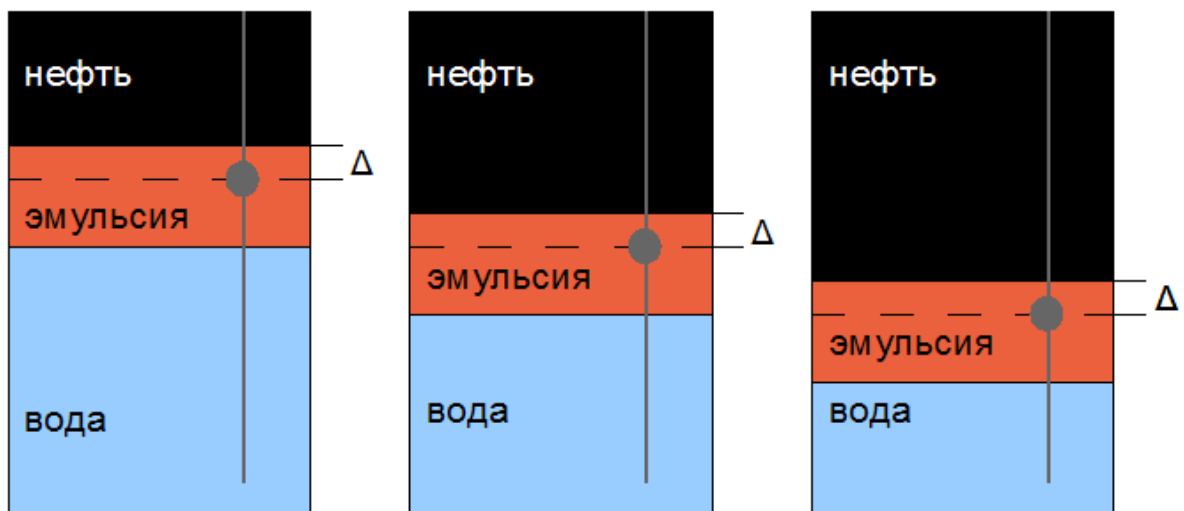


Рис. 1

Однако, в более сложных технологических режимах при нестабильном «промслое», или когда в резервуарах и технологических аппаратах нет ни нефти, ни воды, а только «промслоя» с

различными свойствами эмульсии (Рис.2), измерительная информация о межфазном уровне нефть/вода будет недостоверной и соответственно может привести к ошибочным технологическим решениям.

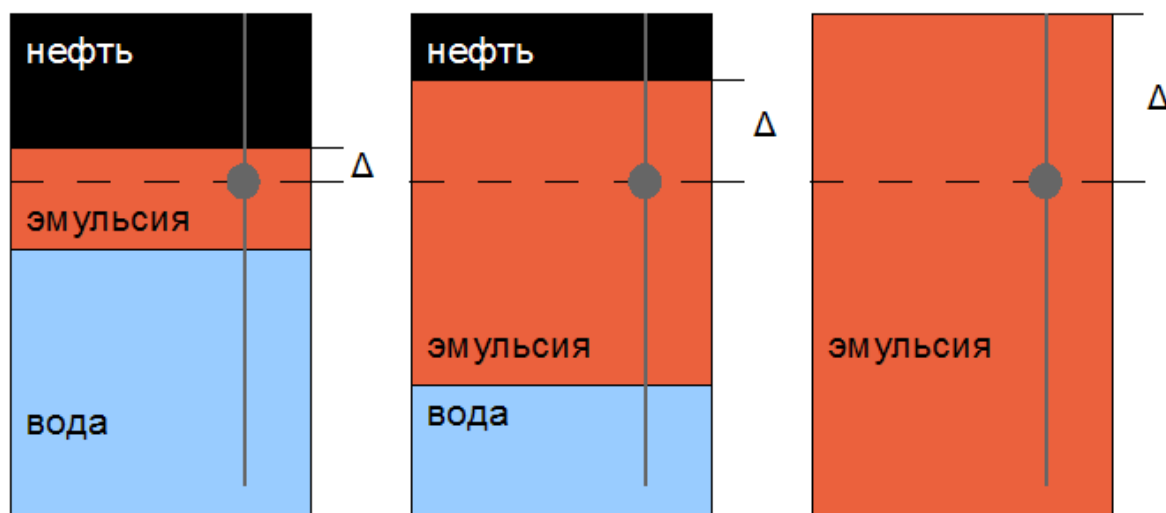


Рис. 2

В концепции же развития системы УМФ300 «промслоя» занимает главное место, поскольку, именно там происходят основные процессы по разделению нефти и воды, а то как эти процессы идут - является важнейшей информацией для технологов в решении технологических задач подготовки нефти и воды. В настоящее время УМФ300, помимо уровней нефти и воды, измеряет уровень эмульсии, определяет наличие и выраженность границ раздела между нефтью и эмульсией, эмульсией и водой, определяет структуру «промслоя», является он устойчивым или неустойчивым, однородным или наоборот, содержащим внутренние слои. Вся эта информация архивируется и может быть впоследствии использована для анализа того, как шел технологический процесс подготовки.

Однако, представляемая системой УМФ300 диагностическая информация о состоянии эмульсии носит исключительно качественный характер. Выводы о плохом или хорошем отстое, структуре эмульсии, ее устойчивости не подкрепляются количественными характеристиками. Между тем в категорию «промслоя» или эмульсии входит очень широкий диапазон жидкостей с содержанием нефти от 1 до 95 процентов. Отсутствие информации о количестве нефти в эмульсионной зоне не позволяет оценить риски устойчивых эмульсионных зон, причины их возникновения и соответственно принять правильные технологические решения.

Актуальность задачи определения количества нефти в эмульсии определяется не только с решениями проблем, связанных непосредственно с подготовкой нефти, но и вопросами оперативного учета нефти в резервуарах и технологических аппаратах. В старой концепции нефть/вода учет количества нефти производился по показаниям поплавков или электронной рулетки. Такой учет регулярно приводил к возникновением значительных дисбалансов между добычей, подготовкой и узлами учета. Данный дисбаланс возникал по причине концептуального игнорирования «промслоя». Учитывая, что в «промслое» электронная рулетка и поплавок ведут

себя непредсказуемо, то возникновение этих дисбалансов можно было признать закономерным. Внедрение УМФ300 выявило весомое влияние технологии на результаты оперативного учета нефти. Система УМФ300 показала, что при нарушениях или сбоях в технологическом процессе подготовки нефти эмульсионная зона имеет тенденцию к расширению за счет нефтяной и водяной зон. При том, что общее количество нефти в резервуаре или технологическом аппарате может оставаться неизменным, большая ее часть может оказаться химически связанной в эмульсионной зоне и учет ее будет затруднен. Проведение учета нефти только по ее подготовленной части, находящейся в нефтяной зоне жидкостного столба, приводит к значительным суточным колебаниям, определяемым качеством подготовки в данном резервуаре или технологическом аппарате. По этой причине во многих НГДУ ОАО «Татнефть» на установках с нестабильным технологическим режимом оперативный учет проводят при помощи отбора проб и анализа этих проб в лаборатории. Данный метод при всей его достоверности имеет существенные недостатки в виде трудоемкости и низкой точности, кроме того здесь весом человеческий фактор при получении представительной пробы и ее анализе в лаборатории.

Целью настоящей работы является доработка системы УМФ300 и получения количественных характеристик об объемах нефти в эмульсионной зоне. Решение данной задачи позволит перейти с трудоемкого и неточного метода определения нефти в резервуарах и технологических аппаратах при помощи отбора и анализа проб на приборный и соответственно более точный способ учета нефти. Кроме того технологический персонал получит дополнительную, уже количественную характеристику состояния эмульсионной зоны.

Модернизированная система УМФ300 должна иметь программное обеспечение, функционирующее в составе программно-технического модуля «Mlevel». Выдача информации о количестве нефти в резервуаре или технологическом аппарате должна производиться в виде дополнительного четвертого слоя, толщина которого относительно верхнего уровня даст оценку объема общего количества нефти в РВС путем суммирования объема обезвоженной нефти и оценочного количества нефти в эмульсионной зоне. Значение уровня дополнительного слоя должно сохраняться в архивных данных программного комплекса с возможностью последующего отображения его во времени.

В рамках данной работы предполагается проведение анализа существующей методики определения количества нефти, оценки временных затрат на ее проведение, влияние человеческого фактора на результаты измерения и его точность. Также подлежит оценке влияние количества проб и уровней их отбора, а также возможное несоответствие технологического состояния жидкости в местах отбора и других ответственных местах (местах подачи жидкости в резервуары, ее выгрузки, установки датчиков программно-технического комплекса многоуровневых измерений).

Результаты, полученные системой многоуровневых измерений, на основе УМФ300 и модернизированного программно-измерительного комплекса к нему, подлежат сравнению с расчетами, полученными в результате параллельного отбора проб. Сопоставительный анализ указанных методов оценки должен быть оформлен в виде рекомендаций по использованию разработанного способа учета нефти в производстве.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА
НЕФТИ В ЭМУЛЬСИИ НА БАЗЕ СИСТЕМЫ УМФ300 И ЕЕ
ИСПЫТАНИЕ НА СТЕНДОВОМ ОБОРУДОВАНИИ.

Датчик УМФ300 представляет собой конструкцию с чувствительным элементом, выполненным в виде двухпроводного волновода, который опускается внутрь технологического аппарата или резервуара (Рис. 3).



Рис.3

В датчике отсутствуют какие-либо подвижные механизмы. Принцип действия основан на двойном эффекте, возникающем при распространении электромагнитного сигнала по волноводу, помещенного в среду с разными диэлектрическими свойствами. Первым эффектом является отражение сигнала от границ раздела сред. Генераторное оборудование, находящееся в голове датчика, формирует синусоидальный сигнал:

$$X_{\text{изл}} = A * \sin (w * t) \quad (1)$$

Где A – амплитуда излучаемого сигнала, w – частота излучения. Частота излучения в стартовый момент составляет 10 Mhz и увеличивается до 300 Mhz с шагом по 1 Mhz. Синусоидальный сигнал распространяется по чувствительному элементу до границы раздела сред, где происходит скачкообразное изменение волнового сопротивления. В этой точке происходит частичное отражение сигнала - часть сигнала отражается, часть проходит дальше по чувствительному элементу. Коэффициент отражения зависит от диэлектрической проницаемости среды:

$$K_{от} = (e_2 - e_1) / (e_2 + e_1) \quad (2)$$

Где e_1, e_2 – диэлектрические проницаемости первой и второй сред, через которые проходит волновод датчика. Отраженный от границы раздела сред синусоидальный сигнал примет вид:

$$X_{отр} = A * K_{от} \sin (w * t + f), \quad (3)$$

где f – фазовый сдвиг, вызванный задержкой в распространении сигнала по волноводу.

$$f = T * w \quad (4)$$

Величина T и является искомой величиной, поскольку определяет время распространения сигнала от головы датчика до границы раздела сред, определяя тем самым положение границы раздела сред в технологическом аппарате. Итоговый сигнал, циркулирующий в волноводе, представляет собой сумму излучаемого и отраженного сигналов:

$$X = X_{изл} + X_{отр} = [A + A * K_{от} \cos (T * w)] * \sin (w * t) \quad (5)$$

Таким образом, сумма двух синусоид с одинаковой частотой, но разной амплитудой и фазой, будет представлять собой синусоиду той же частоты и амплитудой, зависящей от амплитуд и фаз суммируемых синусоид. Поскольку в этом случае вся искомая информация содержится в амплитуде, высокочастотный сигнал можно детектировать и измерить величину этой амплитуды:

$$X_{дет} = A + A * K_{от} \cos (T * w) \quad (6)$$

Перед излучением сигнала в чувствительный элемент его калибруют путем подачи на опорное сопротивление, детектирования и замера амплитуды калиброванного сигнала. Соответственно

$X_{кал} = A$. Результирующее значение измеряемого параметра будет вычисляться по формуле:

$$Y = (X_{\text{дет}} - X_{\text{кал}}) / X_{\text{кал}} = K_{\text{от}} \cos (T * w) \quad (7)$$

Меняя частоту w излучаемого сигнала от 10 до 300 мегагерц с шагом 1 мегагерц и замеряя в каждой итерации параметр Y , мы получим косинусоиду (8):

$$Y_i = K_{\text{от}} \cos (T * w_i) \quad (8)$$

Частота этой косинусоиды определяет положение границы раздела сред (T), а амплитуда определяет выраженность границы раздела сред или качество отстоя ($K_{\text{от}}$). Если границ раздела сред в исследуемой жидкости много, то выражение (8) примет вид:

$$Y_{ij} = \sum_{J=0}^N \{ K_{\text{от}j} \cos (T_j * w_i) \} \quad (9)$$

Выражение (9) представляет собой сумму косинусоид. Далее, используя гармонический анализ, последовательно найдем частоты и амплитуды всех косинусоид и таким образом найдем все границы раздела сред и определим их выраженность. Результаты гармонического анализа представлены на рис.4

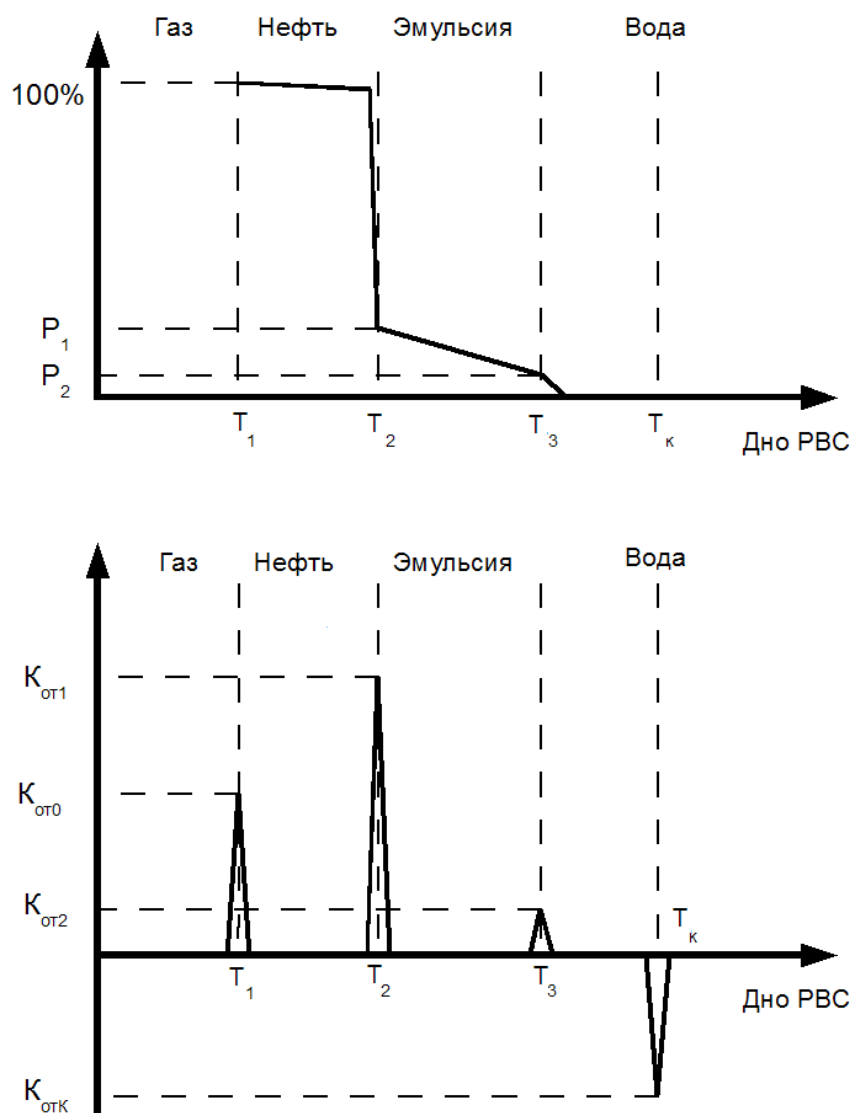


Рис.4

По оси X диаграммы откладывается диапазон измерения по всей фактической длине чувствительного элемента (расстояние от крыши PBC или верхней точки фланцевого соединения технологического аппарата до дна). В верхнем графике схематично изображено распределение жидкости внутри резервуара. По оси Y откладывается процент содержания нефти в жидкости, пунктирной линией изображается условно положение границ раздела – газ, нефть, эмульсия, вода. Из верхнего графика следует, что в PBC до уровня T_1 присутствует газ, далее до уровня T_2 фактически сухая нефть. На уровне T_2 сухая нефть резко переходит в жидкость с высоким содержанием воды, но в котором остается какое-то количество нефтепродуктов, что является рыхлой эмульсией. Чем ближе ко дну PBC, количество нефтепродуктов в жидкости падает до момента ее перехода

в «чистую» воду в точке T_3 . Данный технологический режим является наиболее часто встречающимся в сырьевых и технологических резервуарах, а также в отстойниках первой и второй ступеней. Такое распределение жидкости в резервуаре или технологическом аппарате свидетельствует о хорошем разделении на компоненты в многокомпонентной среде, выраженные границы разделов, и как следствие, устойчивый технологический процесс подготовки нефти и воды. На графике, расположенном ниже, изображен результат гармонического анализа сигнала, поступающего с датчика. Сигнал, распространяясь по чувствительному элементу, доходит до границы раздела сред и далее из-за скачка волнового сопротивления частично отразится, а частично пройдет дальше. Коэффициент отражения будет пропорционален изменению диэлектрической проницаемости жидкости по формуле (2). Гармонический анализ выдает этот процесс в форме импульса, положение которого соответствует границе раздела сред, а амплитуда - величине коэффициента отражения. Выраженность границы раздела газ/нефть всегда будет хорошей, однако, изменение диэлектрической проницаемости небольшое ($\epsilon_{\text{газа}}=1$, а $\epsilon_{\text{нефти}}=2,2$), поэтому коэффициент отражения будет относительно небольшим. Выраженность границы раздела нефть/эмульсия на верхнем графике тоже хорошая и изменение диэлектрической составляющей существенное ($\epsilon_{\text{нефти}}=2,2$, а $\epsilon_{\text{воды}}=81$), коэффициент отражения будет большим, больше чем от границы газ/нефть. Наконец, отражение от границы эмульсия/вода будет слабым или вообще отсутствовать, если эмульсия «рыхлая» с большим содержанием воды, как показано на графике.

Таким образом, критерием хорошего отстоя и нормального хода технологического процесса является диагностическая диаграмма рис.4 (нижний график), в которой второй импульс больше первого, а третий существенно меньше обоих или вообще отсутствует. Если третий импульс окажется большим или сопоставимым с первыми двумя, это будет говорить о «устойчивой» эмульсии с большим количеством нефти, что конечно не-желательно.

Альтернативная ситуация с плохим отстоем затянутой переходной зоной и «устойчивой» эмульсией приведена на рис.5. Нефть на границе раздела газ/нефть практически сразу переходит в эмульсию (верхний график), которая тянется вдоль всего резервуара, плавно увеличивая содержание воды по мере приближения ко дну. Границы раздела в этом случае нефть/эмульсия и эмульсия/вода, выделенные пунктирными линиями, становятся достаточно условными. Результат гармонического анализа сигнала такого состояния жидкости представлен на нижнем графике рис.5. Поскольку нефть на границе раздела газ/нефть (точка T_1) содержит больше воды, то отражение от нее будет более сильным, чем в случае если бы эта нефть была сухая, из-за большей величины диэлектрической составляющей влажной нефти. Граница нефть/эмульсия (точка T_2) имеет более существенный скачок диэлектрической проницаемости, однако, из-за слабой выраженности переходной зоны коэффициент отражения в этой точке будет меньшим чем в точке T_1 . В эмульсионной зоне сама эмульсия более «устойчивая» и в ней больше нефти, чем эмульсии на графике рис.4. Соответственно переходная зона между эмульсией и водой будет более выражена и импульс в точке T_3 будет существенным и по амплитуде сопоставимым с импульсом в точке T_2 . Кроме того, эмульсия может слиться. В этом случае количество границ раздела и соответственно точек T_j будет большим.

Таким образом, критерием плохого отстоя и нестабильного хода технологического процесса является диагностическая диаграмма, в которой первый импульс максимальный, что

говорит о плохом отстое, третий импульс сопоставим со вторым, что говорит об устойчивой эмульсии, и если общее количество импульсов в жидкостной зоне

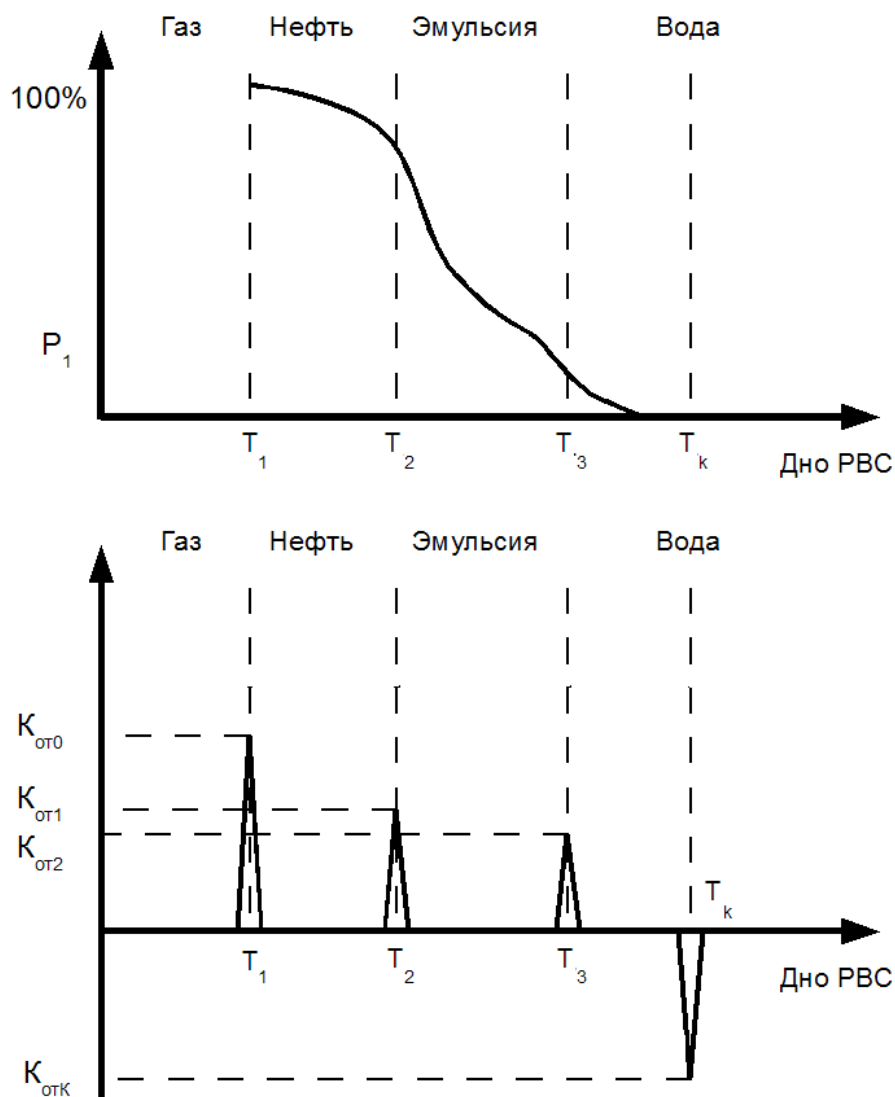


Рис.5

больше двух сопоставимых по амплитуде, что говорит о наличии слоев в эмульсионной зоне.

Описанная выше методика позволяет видеть границы раздела сред, определять их положение, оценивать их выраженность, позволяет давать качественные оценки средам, но не позволяет идентифицировать сами среды и соответственно относить их газу, нефти, эмульсии и воде. Для этой цели служит другой параметр измеряемой системой, а именно скорость распространения электромагнитной волны в среде. Известно, что в различных средах электромагнитный сигнал распространяется с разной скоростью, которая также зависит от диэлектрической проницаемости среды. Сигнал, распространяясь по волноводу (рис.6), доходит

до границы раздела сред, частично отражается, частично проходит дальше, при этом изменяется его скорость распространения, которая определяется выражением:

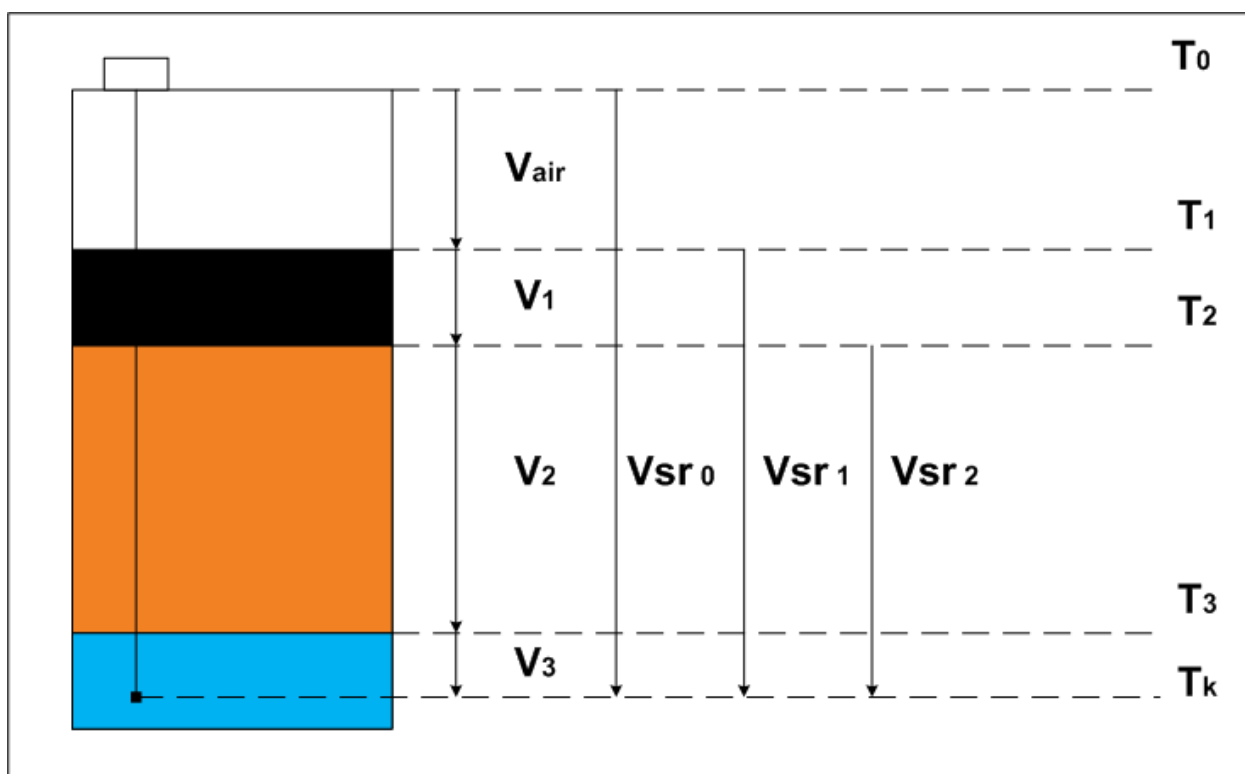


Рис.6

$$V_i = \text{SQRT} (e_i / m_i) \quad (10)$$

где e_i – диэлектрическая проницаемость i -ой среды, m_i – магнитная проницаемость i -ой среды. Учитывая, что нефтесодержащие жидкости являются немагнитными средами, то магнитная проницаемость будет постоянной величиной, а скорость распространения будет определять исключительно диэлектрическую проницаемость, которая равна 1 в воздухе, 2,2 в нефти и 81 в воде. Для определения скорости распространения сигнала в различных средах конец волновода датчика снабжен специальным устройством, обеспечивающим постоянное отражение электромагнитного сигнала. Импульс от конца датчика имеет отрицательное значение, чтобы его легко можно было отличить от границ раздела сред (Рис.4,5). Уравнение распространения сигнала по волноводу при наличии границ разделов приведен в формуле (11):

$$V_{sr0} * T_k = \text{SUM} \{ V_i * (T_{i+1} - T_i) \} \quad (11)$$

$$i = 0$$

Последовательно измеряя значения V_{sri} при помощи отражения от конца датчика, далее при помощи системы линейных уравнений, определяются искомые V_i для идентификации каждого слоя. Полученные значения сравниваются с заданными значениями скоростей распространения для нефти и воды желаемого качества, после чего производится отнесения данного слоя к нефти, эмульсии или воде.

Однако, задачей настоящей работы является определение количества нефти в эмульсионной зоне. Из измеряемых системой параметров, позволяющих решить указанную проблему, является V_{sr1} (рис.6), т.е. средняя скорость распространения сигнала в жидкостной среде. Через этот параметр возможно определить среднее значение диэлектрической проницаемости во всем жидкостном столбе и далее, вычитая объем подготовленной нефти, определить оставшееся количество неучтенной нефти, которая находится в составе эмульсии и химически с ней связана. Величина V_{sr1} вычисляется системой УМФ300 по формуле:

$$V_{sr1} = (T_k - T_1) / (T_{k \text{ air}} - T_1), \quad (12)$$

где T_k - положение отраженного импульса от конца датчика, при чувствительном элементе, находящемся полностью в воздушной среде. Поскольку скорость распространения электромагнитного сигнала в воздушной среде имеет постоянную величину V_{air} , то данный параметр является постоянной величиной и вычисляется для датчика УМФ300 по формуле:

$$T_{k \text{ air}} = L / V_{air}, \quad (13)$$

где L – длина чувствительного элемента датчика УМФ300.

Таким образом, определив среднюю скорость распространения электромагнитной волны в жидкости V_{sr1} , получим и соотношение нефти и воды в жидкостном столбе. Однако, нефть и вода в определенной пропорции в жидкостном столбе может быть полностью перемешаны, образуя однородную эмульсию, или разделены на две несвязанные составляющие - нефть и вода. Будет ли средняя скорость распространения электромагнитного сигнала равна для случая, когда

жидкость разделена на две фракции или когда эти фракции перемешаны? Для ответа на этот вопрос была разработана

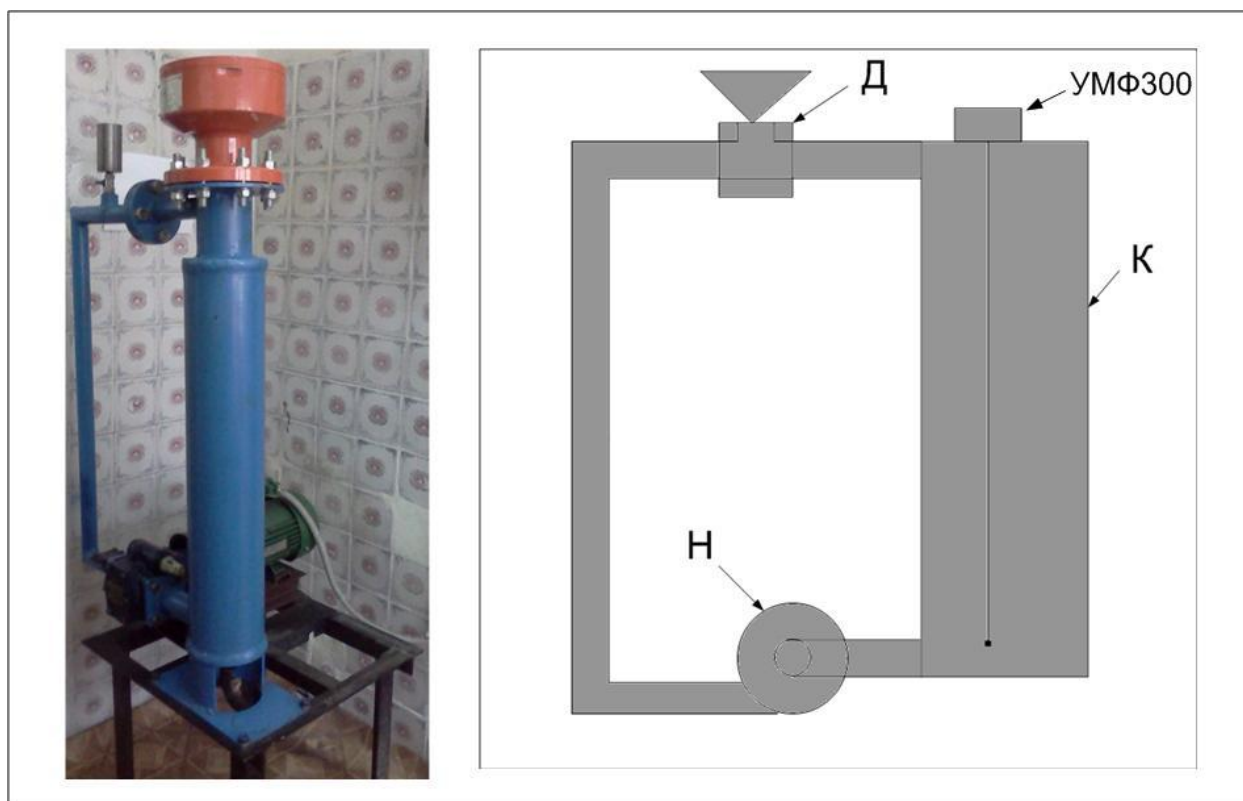


Рис.7

стендовая установка для определения средней скорости распространения сигнала в жидкости, в перемешанном и отстоявшемся состоянии рис.7.

Установка представляет собой замкнутый контур, включающей в себя кунган «К», выполненным конструктивно так, чтобы на нем можно было смонтировать датчик УМФ300, насос с электродвигателем высокой производительности «Н» и дозатор «Д». Стендовые испытания для определения средней скорости распространения сигнала проводились по следующей программе:

- При помощи дозатора «Д» в циркуляционном контуре создавалось определенное соотношение воды и нефти (нефть в данном эксперименте заменяло трансформаторное масло, по диэлектрическим свойствам близкое к нефти).
- Запускался насос высокой производительности «Н», который начинал циркуляцию жидкости в контуре, тем самым создавая хорошо перемешанную смесь трансформаторного масла и воды.
- Не останавливая работу насоса, датчиком УМФ300 производился замер средней скорости распространения электромагнитного сигнала в перемешанной среде (рис.8а).
- Работа насоса останавливалась и начиналась фаза 2 часового отстоя, в результате которого происходило полное разделение воды и трансформаторного масла.
- Производился замер средней скорости распространения электромагнитного сигнала в разделенной на фракции среде (рис 8б).

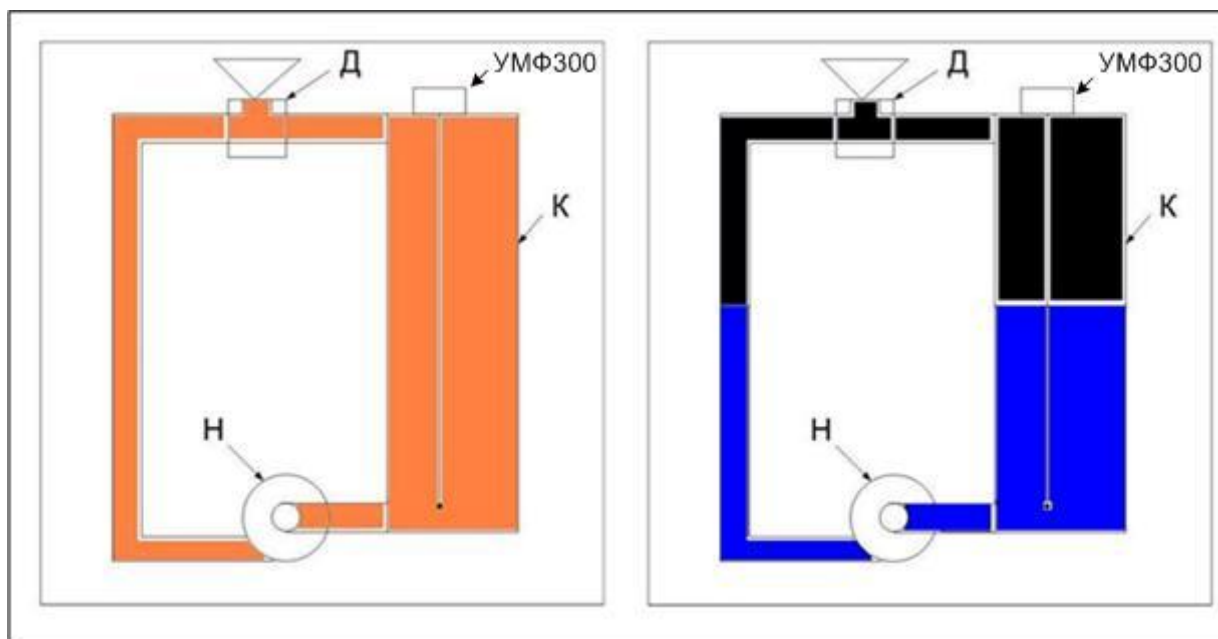


Рис.8а

Рис.8б

- Результаты эксперимента записывались в протокол.
- При помощи дозатора «Д» создавалось другое соотношение трансформаторного масла и воды, и эксперимент повторялся.

Протоколы стендовых испытаний приложены к настоящему отчету в приложении 1, а обобщенный результат в таблице 1.

Таблица 1

Номер эксперимента	Состав анализируемого продукта	Скорость распространения в процентах от скорости света	
		Перемешанная жидкость	Разделенная на фракции

1	Пресная вода 100%	28,84%	28,84%
2	Вода 90%, Трансф. Масло-10%	29,93%	30,39%
3	Вода 80%, Трансф. Масло-20%	31,35%	32,65%
4	Вода 70%, Трансф. Масло-30%	32,12%	34,35%
5	Вода 60%, Трансф. Масло-40%	33,92%	39,37%
6	Вода 50%, Трансф. Масло-50%	35,28%	41,15%
7	Вода 40%, Трансф. Масло-60%	41,15%	46,48%
8	Вода 30%, Трансф. Масло-70%	44,90%	48,18%
9	Вода 20%, Трансф. Масло-80%	50,01%	51,99%
10	Вода 10%, Трансф. Масло-90%	54,87%	55,64%
11	Трансформаторное масло-100%	62,71%	62,71%
12	Сухой кунган		87,8%

Результаты стендовых испытаний показывают, что средняя скорость распространения электромагнитного сигнала в перемешанной среде в виде однородной эмульсии и среде, разделенной на фракции, при одинаковом соотношении нефти и воды отличаются. Средняя скорость в перемешанной среде не является средневзвешанной суммой скоростей каждой фракции в отдельности. При этом видно, что разница в скорости распространения в разделенной и перемешанной среде не является постоянной величиной. Она зависит от соотношения нефтяной и водяной фракций в жидкости. Максимальная величина расхождения достигается, когда соотношение нефти и воды примерно поровну, и составляют 50% каждой фракции. По мере уменьшения количества любой из фракций расхождение между перемешанной и разделенной на фракции жидкости уменьшается и достигает 0 при исчезновении одной из фракций. Неучет данного фактора может привести к существенным погрешностям при определении содержания одной среды в другой. Для использования описанного выше метода необходим дополнительный критерий, который указывал бы на состояние жидкости в резервуаре или технологическом аппарате.

Для поиска такого критерия необходимо снова обратиться к анализу отраженных сигналов от границ раздела сред, приведенном на рис.4,5. При разделении среды на фракции отражения

сигнала на границе раздела сред нефть/эмульсия будут отличаться. При выраженной границе раздела нефть/эмульсия в точке T_2 (рис.4) амплитуда отраженного сигнала будет большой. Критерием хорошего отстоя выраженного разделения сред на фракции является диагностическая диаграмма (рис.4 нижний график), в которой второй импульс больше первого. Обратная ситуация при частично перемешанной жидкости амплитуда импульса в точке T_2 (граница раздела нефть/эмульсия) будет меньше чем в точке T_1 (граница раздела газ/нефть рис.5). Очевидно, если среды нефти и воды окажутся полностью перемешанными, то граница раздела сред нефть/эмульсия перестанет существовать и импульс в точке T_2 исчезнет полностью. Таким образом, критерием того, что жидкость разделилась на фракции или нет, как одновременно наличия хорошего или плохого отстоя, является наличие или отсутствие отраженного импульса от границы раздела сред нефть/эмульсия в точке T_2 , также его величина для оценки переходных состояний при частичном перемешивании одной фракции в другой.

Использование амплитуды отраженного импульса от границы раздела сред нефть/эмульсия потребует дополнительных усилий при внедрении данного метода в виде калибровки соответствующих значений отражений, характеризующих степень перемешанности жидкости. Кроме того потребуются дополнительная калибровка величины смещений скорости распространения в перемешанной и разделенной на фракции среде для нефти с различными физико-химическими свойствами и воды с различной минерализацией.

Программный модуль на языке C++ для расчета количества нефти в эмульсии в резервуаре или технологическом аппарате с использованием критерия перемешанности одной среды в другой по амплитуде отраженного импульса от границы раздела нефть/эмульсия приведен ниже:

« Модуль определения процента нефти в общем объеме жидкости в РВС

```
// п. 6.5 Определение процента нефти в РВС
// ----- инициализация переменных -----
if(vOil2){
    float quality=0;
    float x1=0;
    float x2=0;
    float konDeltaK=0;
    float mfY=0;
    if(istat==0){
        quality=1;
    } else if((istat==1) || (istat==2) || (istat==5) || (istat==3)){
```



```

if(istat==1){
    mfY=Ymax[1][i2];
} else if((istat==2) || (istat==3)){
    mfY=Ymax[1][i01];
} else if(istat==5){
    mfY=Amax2;
}
// -----

```

амплитуда импульса – mfY.

калибровочный параметр, определяющий состояние полного разделения среды в жидкости на фракции – addFloat11.

калибровочный параметр, определяющий состояние полного перемешивания фракций в жидкости – addFloat1,.

калибровочный параметр, определяющий максимальное смещение отражения от конца датчика при соотношении нефти и воды 50% на 50% – addFloat42,

калибровочные параметры скорости распространения электромагнитного сигнала в воде и нефти – Vwater, Voil.

Расчет коэффициента, определяющего степень смеси при частичной перемешанности одной фракции в другой, – quality.

Расчет коэффициента коррекции для соответствующей степени смешения. - konDeltaK .

```

if(mfY>addFloat11){
    quality=1;
} else if(mfY<addFloat12){
    quality=0;
} else {
    quality=(mfY-addFloat12)/(addFloat11-addFloat12);
}

```

```

} else {

    quality=0;

}

konDeltaK=addFloat42*(1-quality);

```

Расчет процента нефти в общем количестве жидкости в РВС с учетом коэффициента коррекции и скорости распространения сигнала в воде и нефти - percOil.

```

float a=vOil2*(idat-wz)-(ikon-wz);

float b=(vOil2-vOil)*(idat-wz);

float c=konDeltaK*2*(ikon-wz);

if(b-c){

    x1=a/(b-c);

} else {

    x1=0;

}

if(b+c){

    x2=(a+c)/(b+c);

} else {

    x2=0;

}

if(a<0){

    percOil=0;

} else if((x1>=0)&&(x1<=0.5)){

    percOil=x1;

} else if((x2>0.5)&&(x2<=1)){

    percOil=x2;

} else {

    percOil=1;

```

```

}

float iKonDelta=konDeltaK*(1.-fabs(percOil-0.5)*2)*(ikon-wz);

por_nal[0]=percOil;

por_nal[1]=quality;

por_nal[2]=iKonDelta;

if(debugli){

    fprintf(Debug, "\n\n 6.5 Определение процента нефти.\n");

    fprintf(Debug, "\t a=%.3f b=%.3f c=%.3f mfY=%.3f\n", a, b, c, mfY);

    fprintf(Debug, "\t quality=%.3f konDeltaK=%.3f iKonDelta=%.3f\n", quality, konDeltaK, iKonDelta);

    fprintf(Debug, "\t percOil=%.3f x1=%.3f x2=%.3f\n", percOil, x1, x2);

}

} else {

    percOil=0;

    if(debugli){

        fprintf(Debug, "\n\n 6.5 Определение процента нефти отключено.\n");

    }

}

}

```

В соответствии с техническим заданием доработанный программный модуль системы УМФ300 «Mlevel» должен обеспечивать выдачу информации о количестве нефти в резервуаре или технологическом аппарате в виде дополнительного четвертого слоя. Толщина четвертого слоя относительно верхнего уровня даст оценку объема общего количества нефти в РВС путем суммирования объема обезвоженной нефти и оценочного количества нефти в резервуаре или технологическом аппарате. Для преобразования определенного процента нефти в РВС в общем объеме в показании четвертого уровня разработана программа пересчета:

```

if((percOil>0)&&(percOil<=1)){

    dest25=dest1*(1-percOil);

    if(dest25>sensorM) dest25=sensorM;

    if(dest25<0) dest1=0;

    if(dest25>dest2){

```

```

    dest25=dest2;

}

if(dest25<dest3){

    dest25=dest3;

}

// hdirty=sensorM-dest25;

if(dest2!=dest3){

    dirty=mf+(mf2-mf)*(dest2-dest25)/(dest2-dest3);

} else {

    dirty=mf;

}

} else {

    dest25=dest2;

// hdirty=hmf;

    dirty=mf;

}

if(debugli){

    fprintf(Debug,"\n\n8. Коррекция");

    fprintf(Debug,"\n  istat=%i, wz=%7.3f, mf=%7.3f, dirty=%7.3f, mf2=%7.3f ", istat, wz, mf, dirty, mf2);

    fprintf(Debug,"\n  dest1=%7.3f, dest2=%7.3f, dest25=%7.3f, dest3=%7.3f ", dest1, dest2, dest25, dest3);

}

}.

```

АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В ЭМУЛЬСИИ НА БАЗЕ СИСТЕМЫ УМФ300 НА ТИХОНОВСКОМ ТОВАРНОМ ПАРКЕ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Для оценки результатов, которые позволяет достигнуть методика измерения количества нефти в эмульсионной зоне в РВС, настоящей работой была предусмотрена ее апробация на действующем объекте – Тихоновский товарный парк НГДУ «Альметьевнефть», которая была проведена в июне-августе 2011 года. Для этой цели описанный в предыдущем разделе программный модуль был вставлен в существующий программный модуль «Mlevel», функционирующий в составе системы УМФ300 на Тихоновском товарном парке. Информация о количестве нефти в резервуаре выдавалась в виде дополнительного четвертого слоя. Толщина четвертого слоя относительно верхнего уровня давала оценку объема общего количества нефти в РВС путем суммирования объема обезвоженной нефти и оценочного количества нефти в резервуаре, находящегося внутри эмульсионного слоя. В результате АРМ-оператора модуля «Mlevel» приобрел вид рис.9:

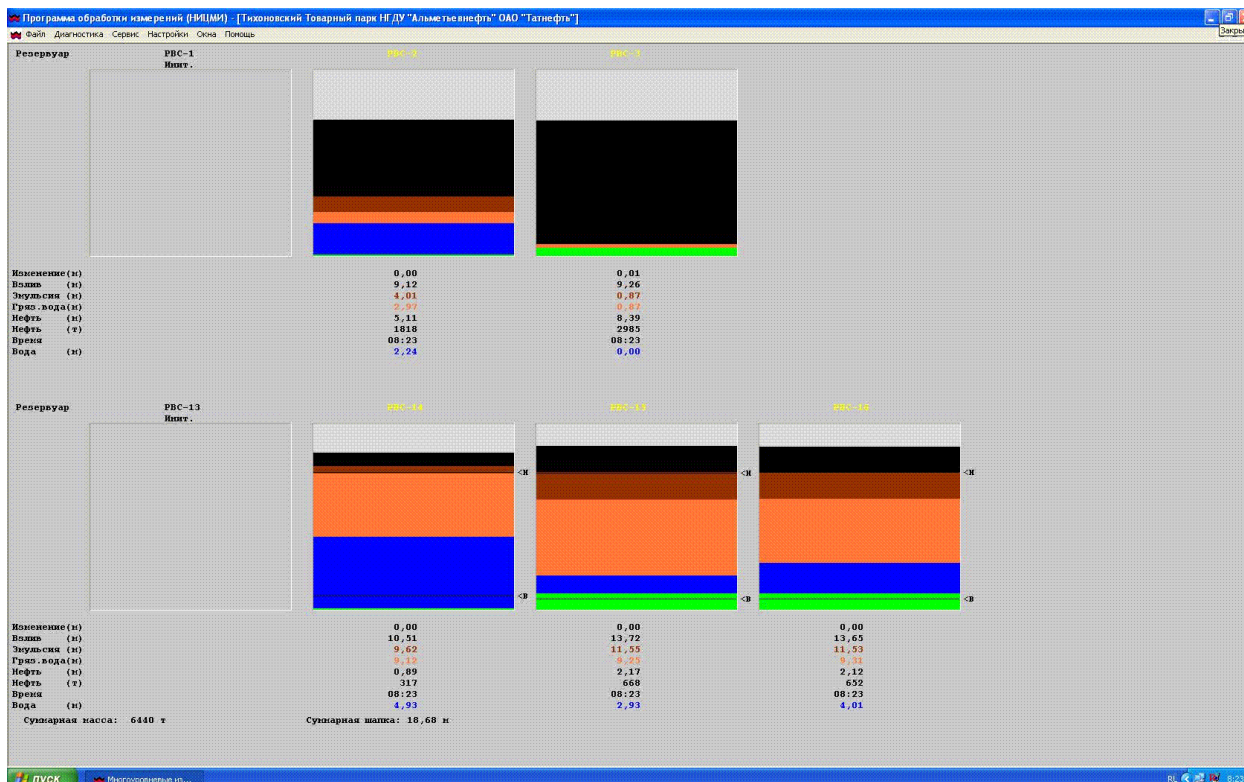


Рис.9

Если проанализировать результаты, полученные на рис.9, при внедрении методики можно сразу отметить ряд существенных достижений в оценке технологического состояния на установке подготовки:

1. Резервуары №15 и №16 – сырьевые и стоят первыми в технологической цепочке подготовки нефти на Тихоновском товарном парке. Жидкость, подаваемая в эти резервуары, является холодной, соответственно эмульсионная зона в этих резервуарах является затянутой по сравнению с нефтяной и водяной фракциями. Однако, внутри этой затянутой эмульсионной зоны достаточное количество нефти. Из рис.9 видно, что примерно половина общего количества нефти, находящегося в резервуаре, отделилось, а половина осталась химически связанной в эмульсионной зоне. Наблюдая соотношения общей высоты эмульсионного столба и количества нефти в ней, можно сделать вывод о наличии эмульсии со средним количеством содержания в ней нефти.
2. Вода с сырьевых резервуаров №15 и №16 сбрасывается на очистные сооружения – резервуар №14. В резервуаре №14 мы видим также достаточно затянутую переходную зону между нефтяной и водяной фракциями, однако, в сравнении с резервуарами №15 и №16 количество нефти в ней существенно меньше. Это является логичным, поскольку плотная эмульсия в очистной резервуар №14 не сбрасывается, она остается в сырьевых резервуарах №15 и №16. В резервуаре №14 производится доочистка воды, в которой находятся остатки нефтепродуктов. Наблюдая картину рис.9 по резервуару №14, технолог может сделать однозначный вывод, что затянутая переходная зона между нефтяной и водяной фракциями не является в классическом понимании эмульсией, а представляет собой «грязную воду» с остатками нефтепродуктов. Данный вывод технолог может сделать, наблюдая общее количество нефти в переходной зоне.
3. Нефть у сырьевых резервуаров №15 и №16 улавливается и поступает на вторую ступень подготовки, где она нагревается и для обезвоживания поступает на технологический резервуар №2. В резервуаре №2 мы уже видим достаточно короткую переходную зону между нефтяной и водяной фракциями, что является прямым следствием нагрева. Количество нефти в ней превышает количество воды. Наблюдая картину рис.9 по резервуару №2 технолог может сделать однозначный вывод, что короткий промежуток между нефтяной и водяной фракциями представляет собой участок, где происходит процесс активного разделения нагретой жидкости на нефтяную и водяную фракции. Данный вывод основывается на ширине переходной зоны и количества нефти в ней.
4. Уловленная нефть с технологического резервуара №2 поступает в товарный резервуар №3. В товарном резервуаре №3 можно видеть узкую полоску эмульсии в нижней части резервуара №3. Внедренная методика показывает, что эта эмульсия состоит фактически на 100% из нефти. Наблюдая картину рис.9 по резервуару №3, технолог может сделать однозначный вывод о том, что резервуар №3 на 100% загружен нефтью, узкая полоска эмульсии в этой нефти представляет собой тоже нефть, которая, однако, в строгом смысле не подпадает в категорию сухой нефти. Такая ситуация может возникнуть например, когда маточник выгрузки нефти установлен выше той зоны, где система показывает начало эмульсии в резервуаре №3. В результате нефть ниже маточника не обновляется и соответственно по качеству она может оказаться хуже, чем нефть, расположенная выше маточника. Данный вывод основывается на количестве нефти в эмульсии, равном величине эмульсионного столба в резервуаре.

На основании проведенного выше анализа, можно сделать следующий вывод:

Эмульсионный слой в изучении процессов происходящих при подготовке нефти, важен, поскольку именно там происходят основные процессы по разделению нефти и воды, а то как эти процессы идут - является важнейшей информацией для технологов в решении технологических

задач подготовки нефти и воды. Старая концепция, представляемая системой УМФ300, давала диагностическая информация о состоянии эмульсии, но она носила исключительно качественный характер. Выводы о плохом или хорошем отстое, структуре эмульсии, ее устойчивости не подкреплялись количественными характеристиками. Новая разработка позволяет получить количественную информации о эмульсионном слое. Эта информация существенно изменяет понимание эмульсии. С абстрактного восприятия эмульсионного слоя появляется ясность, что например затянута эмульсия в очистном резервуаре представляет собой просто грязную воду с остаточным содержанием нефтепродуктов, а в товарном резервуаре эмульсия это нефть, по качеству не дотягивающая до критерия сухой. В технологическом резервуаре узкая эмульсионная зона представляет собой промежуток между нефтяной и водяной фракциями, а так же представляет собой участок, где происходит процесс активного разделения нагретой жидкости на нефтяную и водяную фракции. Новая количественная информация о нефти, содержащейся в эмульсии, позволяет оценить риски устойчивых эмульсионных зон, причины их возникновения и соответственно принять правильные технологические решения.

Другим важным достижением апробированной методики является не только с решениями проблем, связанных непосредственно с подготовкой нефти, но и вопросами оперативного учета нефти в резервуарах. Решение данной задачи позволяет перейти с трудоемкого и неточного метода определения нефти в резервуарах и технологических аппаратах при помощи отбора и анализа проб на приборный и соответственно более точный способ учета нефти. Кроме того технологический персонал получает дополнительную уже количественную характеристику состояния эмульсионной зоны.

Апробация данной методики в июне-августе 2011 года включала в себя также исследование количества нефти в эмульсионной зоне за длительный интервал времени. Наиболее интересные результаты были получены на сырьевом резервуаре №15. Временная диаграмма динамического состояния жидкости в резервуаре за период с 15 июля по 7 августа приведена на рис.10, а с 8 августа по 29 августа на рис.11.

Рис.10 и рис.11 представляют собой временную диаграмму, по оси X которой откладывается время за указанный период, а по оси Y уровни границ раздела сред и четвертого уровня, оценивающей количество нефти в эмульсии, выделенных разными цветами. Черным цветом выделена граница раздела газ/нефть, красным цветом – граница раздела нефть эмульсия, синим цветом – граница раздела эмульсия/вода, а фиолетовым цветом уровень оценивающей количество нефти в эмульсии.

Анализ рис.10 показывает, что в динамическом режиме в резервуаре №15 соотношение нефти, эмульсии и воды изменялось. Однако, количество нефти в эмульсионной области оставалось практически неизменной. Кривая уровня количества нефти в эмульсии (фиолетовый цвет) вплоть до деталей повторяет ход кривой границы раздела нефть/эмульсия. Эти результаты демонстрируют, что при нормальном и стабильном ходе технологического процесса для нефти с определенными физико-химическими свойствами и воды определенной минерализации общее количество нефти в эмульсионной зоне при фиксированной температуре остается постоянным. Данное состояние жидкости в резервуаре продолжалось до 17 июля 2011 года. Далее стабильность процесса разделения воды и нефти начала нарушаться.

Диаграмма на рис.11 демонстрирует процессы, происходящие в резервуаре №15, при нарушении стабильности процессов разделения нефти и воды. До 28 июля 2011 года в резервуаре происходило ухудшение процесса отстоя нефти. В результате происходило перераспределения подготовленной нефти и нефти, находящейся в составе эмульсии.

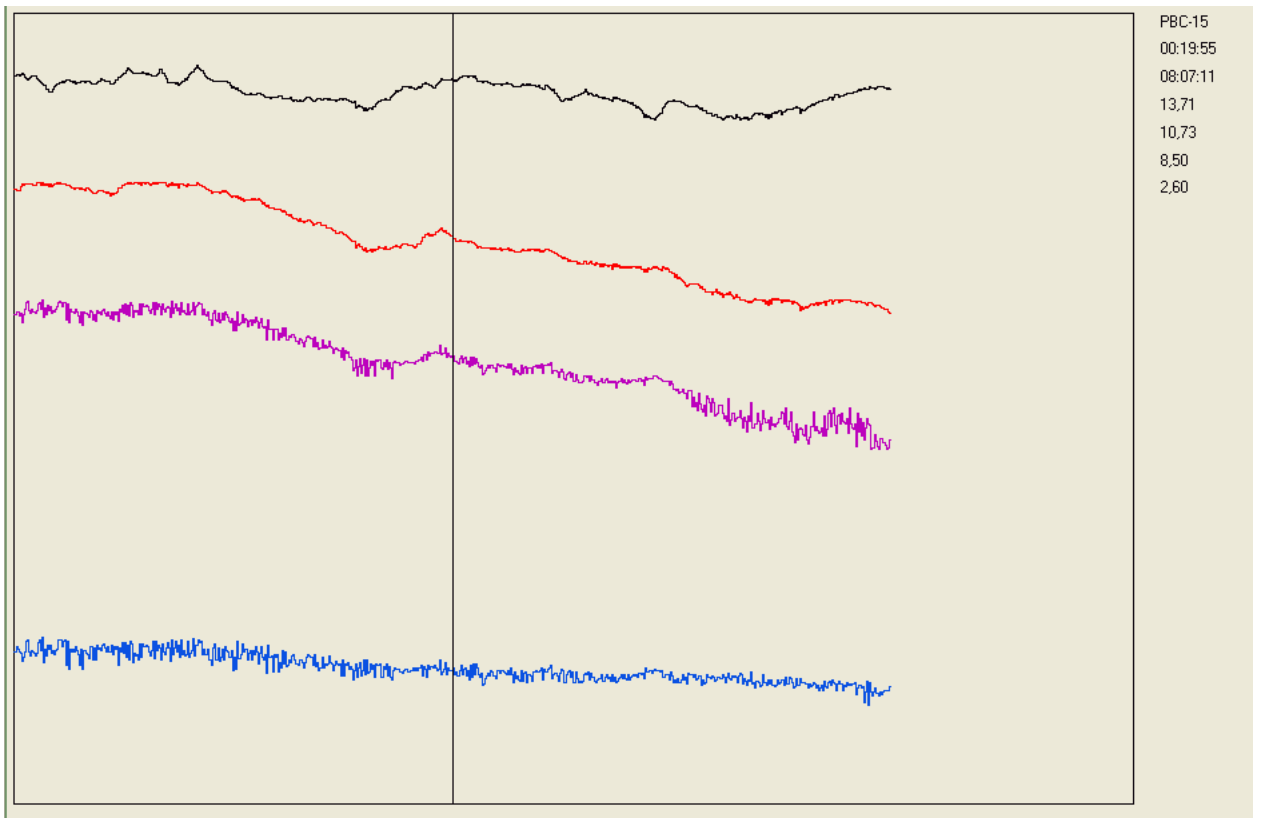


Рис.10.

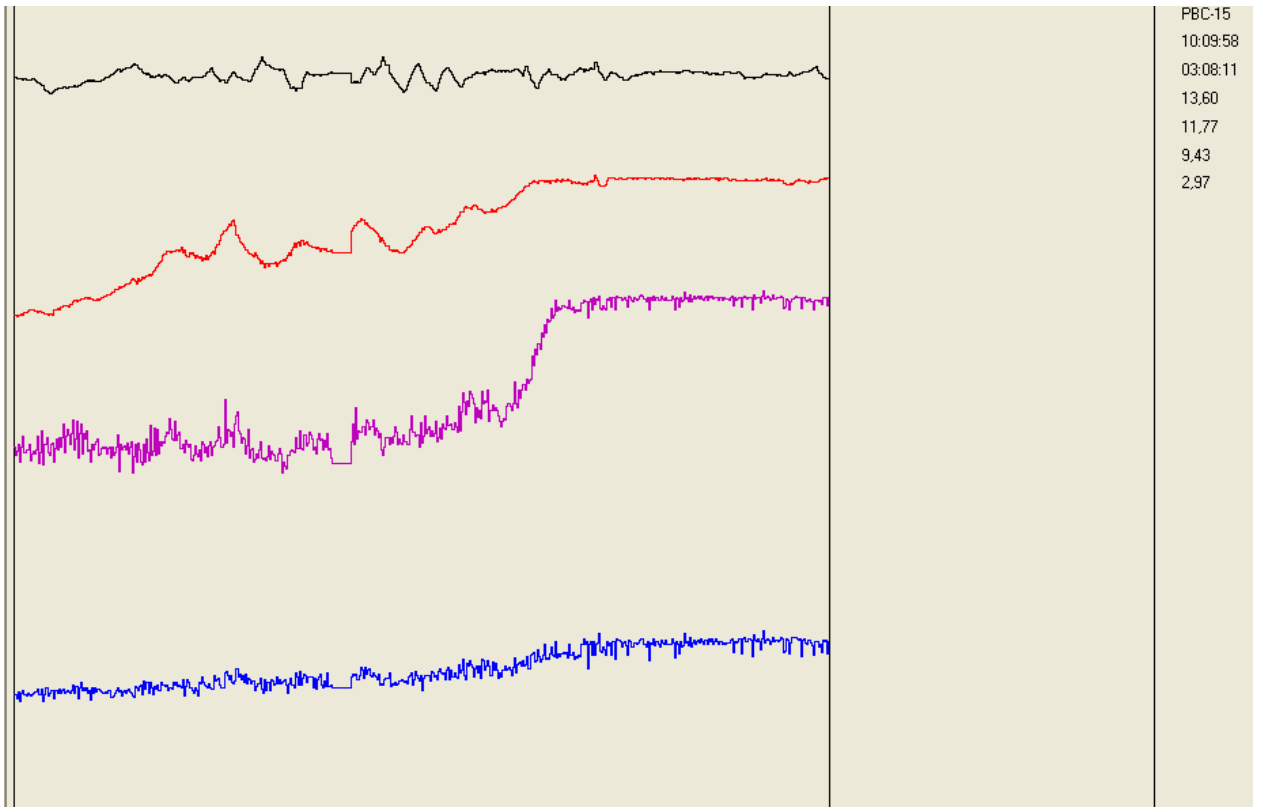


Рис. 11

Подготовленная нефть плавно уменьшалась (красная линия идет вверх), а количество нефти, находящейся в эмульсии, увеличивается. Другими словами происходило постоянное ухудшение процесса разделение жидкости, поступающей на вход резервуара, на фракции нефть и воду, при том, что суммарное количество нефти в резервуаре оставалось постоянным (фиолетовая линия находится примерно на одном уровне). После 28 июля начался интенсивный улов нефти, который продолжался до 3 августа 2011 года. Одновременно с этим началось восстановление качества отстоя. По мере улова нефти все большее количество нефти переходило из эмульсионной зоны в зону подготовленной нефти. После окончания фазы интенсивного улова нефти количество нефти, находящееся в эмульсионной зоне, стало стандартным для жидкости с соответствующими физико-химическими свойствами и минерализацией. На основании полученных результатов можно сделать вывод, что нарушение технологии произошло не по причине ухудшения подготовленности эмульсии к отстою, а из-за дисбаланса между выгрузкой нефти и воды из резервуара. Возникший дисбаланс привел к накоплению общего количества нефти в резервуаре, что в свою очередь привело к уменьшению пространства, необходимого для разделения нефти и воды, и как следствие ухудшение качества отстоя в резервуаре №15.

Таким образом, апробация метода в условиях длительного интервала времени выявила дополнительные положительные стороны предложенного метода определения нефти в эмульсионной зоне, а именно:

- Предложенный метод по определению нефти в эмульсионной зоне обеспечивает устойчивую работоспособность, как в условиях стабильной технологии с выраженными границами раздела нефть/эмульсия, так и в условиях ухудшенного процесса разделения нефти и воды, при котором большое количество нефти остается связанной в эмульсионной зоне.
- При помощи предложенного метода было установлено, что при стабильном технологическом процессе количество нефти находящееся в эмульсионной зоне, остается постоянным для жидкости с определенными физико-химическими свойствами, минерализацией и определенной температурой.
- Исследование временных трендов и оценка соотношений количества нефти, находящейся в подготовленном состоянии, и количеством нефти, находящимся в эмульсионной зоне, дает информационную картину стабильности технологического процесса разделения жидкости внутри резервуара на нефтяную и водяную фракции.

АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ ОСНОВАННОЙ НА ПОСЛОЙНОМ ОТБОРЕ ПРОБ

Апробация методики определения количества нефти в эмульсионных зонах в резервуарах и технологических аппаратах с использованием системы УМФ300 на Тихоновском товарном парке НГДУ «Альметьевскнефть», доказала осуществимость ее использования не только с решениями проблем связанных непосредственно с подготовкой нефти, но и вопросами оперативного учета общего количества нефти в резервуарах. Испытания в длительном временном интервале с июня 2011 по август 2011 года показали, что предложенный метод по определению нефти в эмульсионной зоне обеспечивает устойчивую работоспособность как в условиях стабильной технологии с выраженными границами раздела нефть/эмульсия, так и в условиях ухудшенного процесса разделения нефти и воды. Однако, внедрение этого метода требует получения дополнительных оценок, а именно достоверности и точности измерений. Получение таких характеристик возможно методом сопоставления с существующей в настоящее время методикой определения общего количества нефти в резервуаре путем послойного отбора проб и анализа полученных проб в лаборатории.

Определение количества нефти в резервуаре путем отбора проб производится по следующей технологии: Специализированный пробоотборник с прикрепленной на нем мерной линейкой опускают через смотровой люк внутрь резервуара. При помощи мерной линейки определяют уровень, с которого будет производиться отбор пробы. По достижении заданного уровня пробоотборник дистанционно открывается, в него попадает жидкость, образуя тем самым пробу. Далее пробоотборник закрывается и извлекается из резервуара, жидкость из пробоотборника переливается в подготовленную тару. Аналогичным образом производится отбор проб с других уровней. По окончании работ по отбору проб, тара с пробами доставляется в химическую лабораторию, где посредством разгонки каждой полученной пробы определяют процентное содержание нефти в каждой взятой пробе.

Очевидно, что описанная выше технология взятия проб и последующего анализа их в лаборатории является абсолютно достоверной, однако, точность данного метода требует оценки, которая будет производиться по следующим критериям:

1. Временные затраты на проведения замера. Процедура отбора проб и анализа их в лаборатории достаточно трудоемкая и требует значительного времени на ее проведение. Отбор проб в зависимости от количества уровней, с которых отбираются пробы и количества человек, занятых в данном процессе занимает от 30 минут до 1 часа. Далее химический анализ в лаборатории в зависимости от тщательности, производительности оборудования, а также времени на подготовку к проведению анализа требует от 15 до 40 минут на каждую пробу. В результате на проведение замеров требуется несколько часов, что практически исключает возможности проведения повторных замеров в том же интервале времени. Таким образом, исключается статистическая обработка измерений, а оценку точности следует проводить методом определения максимальной погрешности.
2. Человеческий фактор. В процессе отбора пробы оператор должен правильно рассчитать уровень отбора проб, точно выполнить все необходимые процедуры при отборе, разлить пробы по таре и правильно промаркировать. На всех этапах этих

действий могут возникать ошибки. Погодные условия также могут влиять на частоту этих ошибок. Далее в лаборатории лаборант должен правильно подобрать соотношения пробы и деэмульгатора выдержать необходимое время для проведения разгонки и далее при помощи мерной линейки определить толщину отделенной нефти по таблице определить обводненность жидкости. При выполнении этих действий также могут возникать ошибки. Таким образом работа по отбору проб и их анализу требуют внимательной и сосредоточенной работы. Эти действия также требуют внимательной и сосредоточенной работы нескольких специалистов, соответственно велика вероятность ошибок в их действиях, поэтому человеческий фактор также требует оценки влияния на максимальную погрешность.

3. Количество уровней, с которых берутся пробы. Это является основным фактором, определяющим максимальную погрешность замеров. Теоретически количество проб, конечно, может быть очень большим, что будет снижать эту погрешность, однако на практике это упирается в загруженность оперативного персонала, участвующего в отборе проб и производительность лаборатории.
4. Погрешность, вносимая лабораторией. После разгонки пробы лаборант визуально считывает уровень нефти со шкалы на нанесенной на мерной пробирке и далее по таблице определяет количество нефти или воды в анализируемой жидкости. Погрешность шкалы также существенно повлияет на погрешность измерения.
5. Стабильность технологического процесса в резервуаре в динамическом режиме. При нестабильном процессе отделения воды и нефти переходная зона между водой и нефтью будет существенно затянутой, а эпюра распределения слоев по всей площади резервуара может существенно колебаться, что также будет одним из факторов, влияющих на погрешность измерения.

Для оценки максимальной погрешности измерения методом отбора проб с учетом всех описанных факторов влияющих на погрешность в Акташском товарном парке НГДУ «Елховнефть» были выбраны два резервуара №7 с производительностью 5000 м³/сут и №15 с производительностью 9000 м³/сут. В каждом из этих резервуаров предполагалось произвести послыйный отбор проб 5 раз в течение каждых двух часов, далее резервуары переводились в статический режим и после 6 часового отстоя, бралась последняя шестая проба. Послойный отбор проб и анализ их в лаборатории осуществлялся по правилам принятым на этом объекте для целей учета количества нефти в резервуаре. Эксперимент проводился в период 23 – 25 мая 2012 года, протоколы эксперимента приложены в Приложении2 настоящего отчета. Анализ технологической ситуации в резервуарах на момент взятия проб проводился по диагностическим диаграммам системы УМФ300, установленной на этих резервуарах. Результаты эксперимента приведены ниже:

Первый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 23.05.2012, Время 9.02 – 9.48

Показание системы УМФ300 на момент взятии проб:

Влив – 9м. 27 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 74 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 76 см.

Технологическая ситуация в резервуаре приведена на рис.12.

Анализ диаграммы рис.12 показывает стабильную технологическую ситуацию граница раздела между нефтью и эмульсией четко выражена (второй импульс больше первого). Эмульсионная зона хотя и затянутая, но достаточно рыхлая с большим содержанием воды (третий импульс

отсутствует). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведен в таблице 2. Анализ таблицы 2 подтверждает диагностическую диаграмму. Послойный анализ показывает резкий

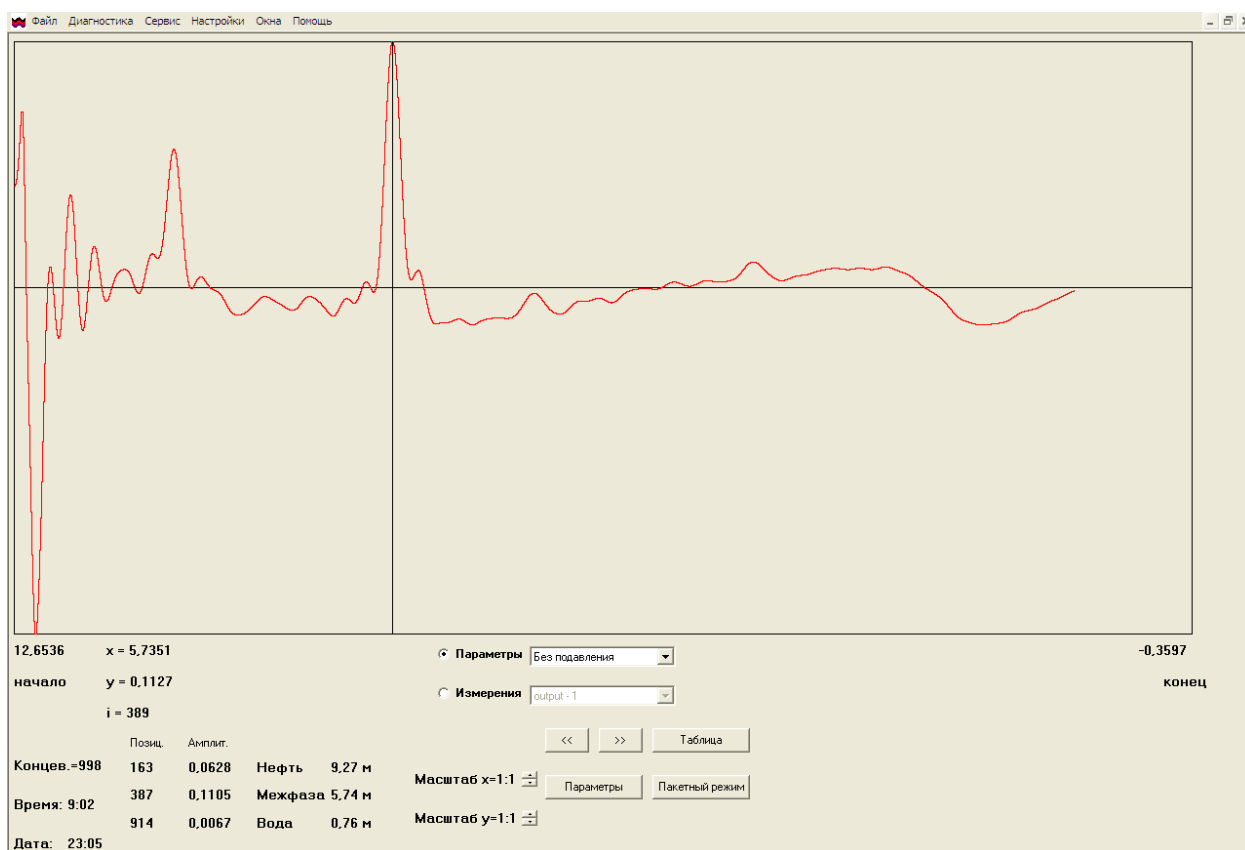


рис.12

Таблица 2

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	9 ч.02 м.	0,18%
2	7 метров	9 ч.07 м.	0,15%
3	6 метров	9 ч.13 м.	0,12%
4	5 метров	9 ч.18 м.	94%
5	4 метров	9 ч.23 м.	96%
6	3 метра	9 ч.28 м.	95%
7	2 метра	9 ч.34 м.	96%
8	1 метр	9 ч.38 м.	97%

переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 5 и 6 метрами, резко выражен.

Второй отбор проб - Резервуар №7, Дата – 23.05.2012, Время 10.50 – 11.31

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 08 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 60 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 64 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения(рис.13). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведен в таблице 3. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Однако, согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 4 и 5 метрами, в то время как по показаниям системы УМФ300 он находится в точке 5 м. 60 см. Расхождения составляют 1 м.

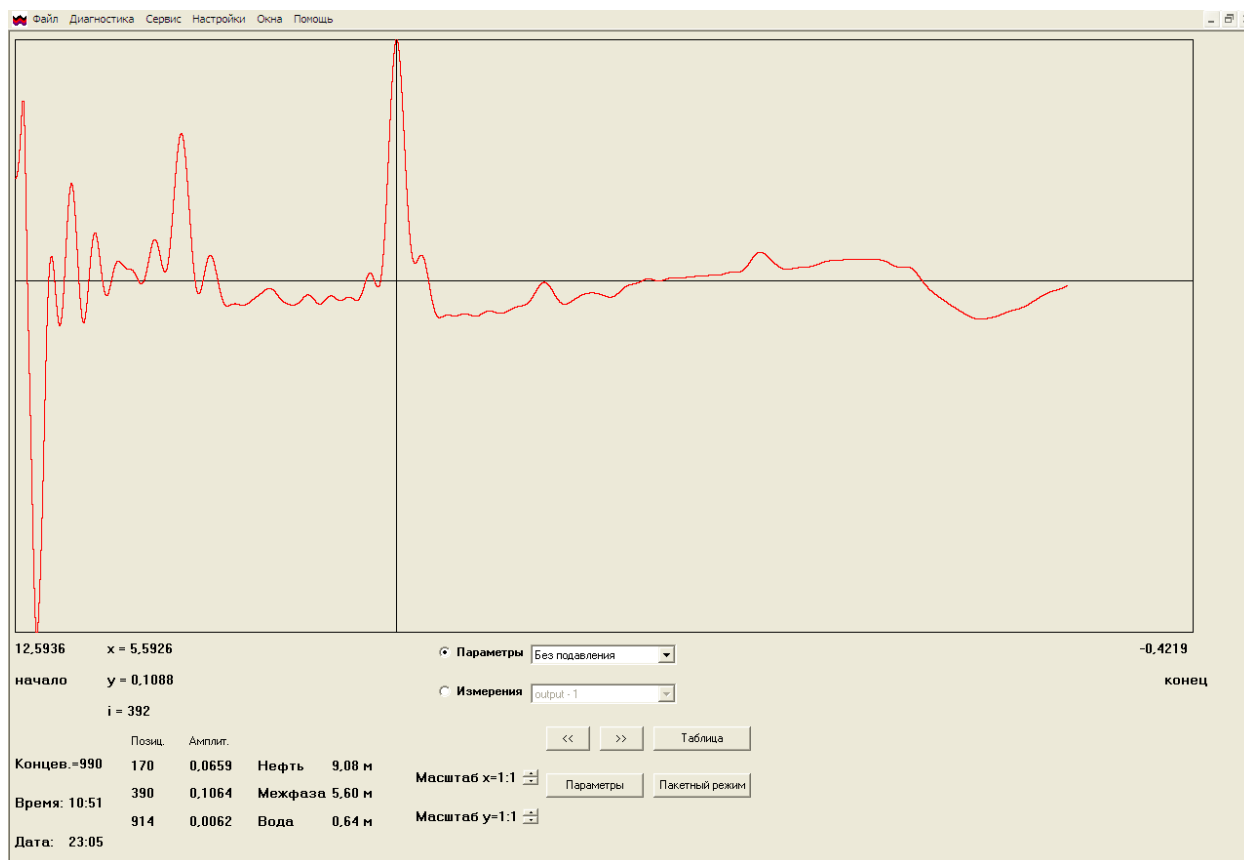


рис.13

Таблица 3

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	10 ч.50 м.	0,18%
2	7 метров	10 ч.55 м.	0,18%
3	6 метров	11 ч.01 м.	0,18%

4	5 метров	11 ч.07 м.	0,18%
5	4 метров	11 ч.12 м.	94,4%
6	3 метра	11 ч.18 м.	96,3%
7	2 метра	11 ч.24 м.	97%
8	1 метр	11 ч.31 м.	98,2%

Третий Отбор проб - Резервуар №7, Дата – 23.05.2012, Время 13.02 – 13.40

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 8м. 95 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 54 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 55 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.14). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведен в таблице 4. Послойный анализ снова подтверждает результаты диагностической диаграммы. При этом, согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 54 см.

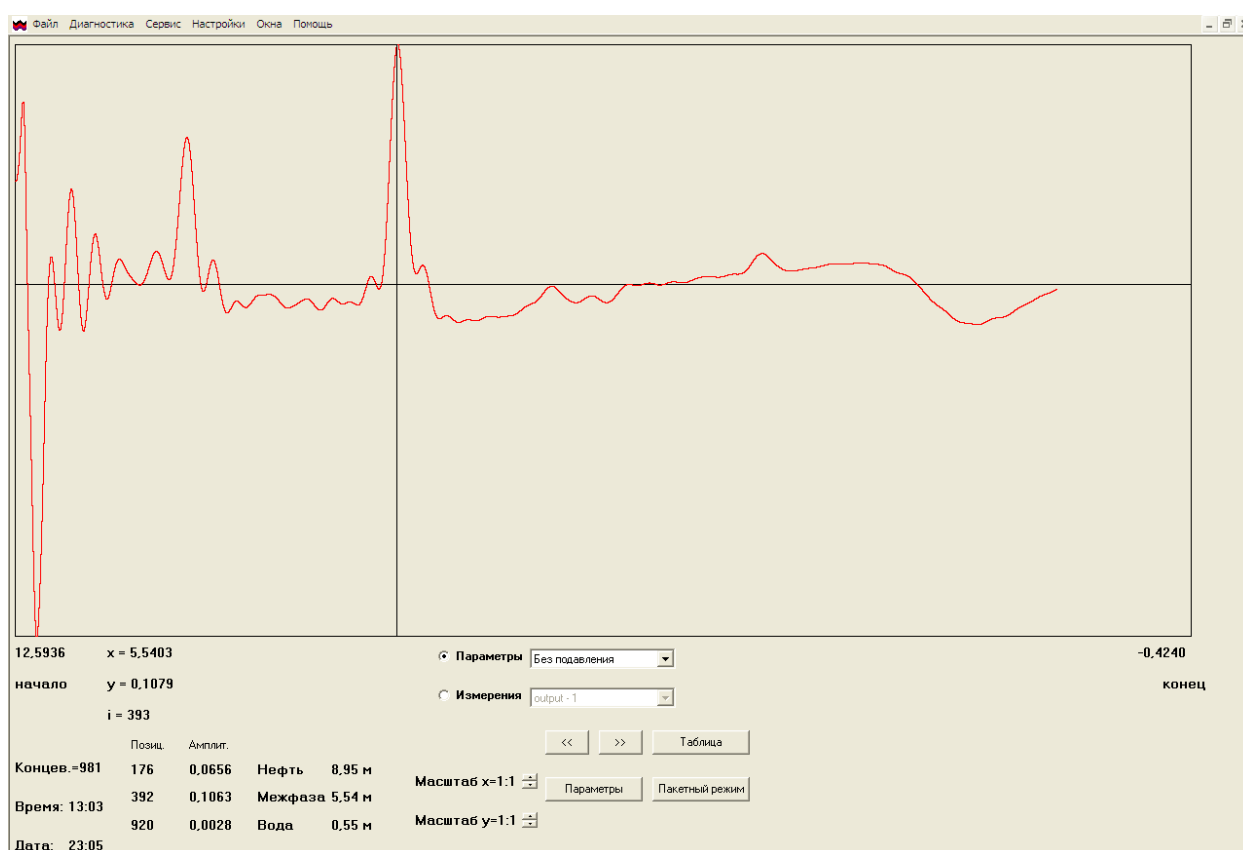


рис.14

Таблица 4

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	13 ч.02 м.	0,15%
2	7 метров	13 ч.07 м.	0,18%
3	6 метров	13 ч.13 м.	0,18%
4	5 метров	13 ч.18 м.	90%
5	4 метров	13 ч.23 м.	97%
6	3 метра	13 ч.28 м.	98%
7	2 метра	13 ч.34 м.	96%
8	1 метр	13 ч.40 м.	98%

Четвертый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 23.05.2012, Время 14.57 – 15.35

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 17 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 67 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 53 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.15). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 5. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежуток между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 67 см.

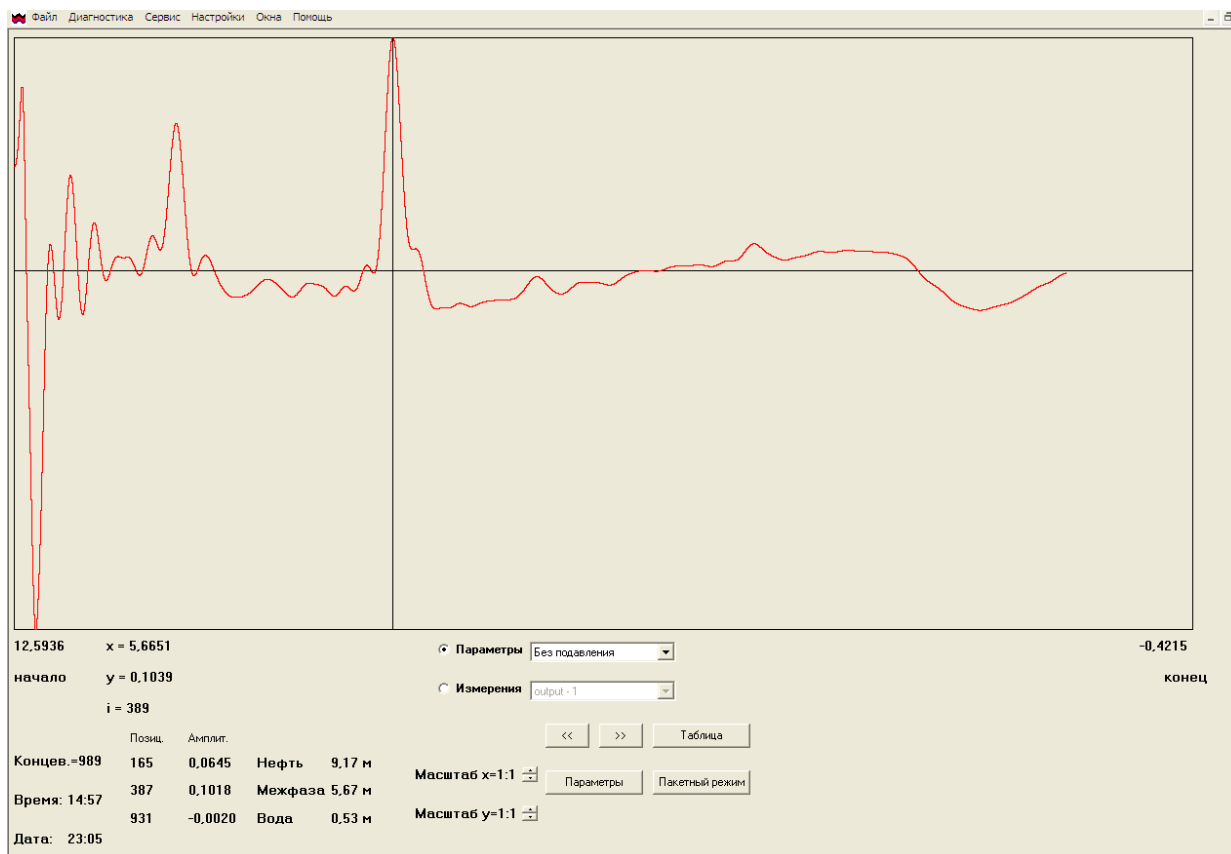


рис.15

Таблица 5

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	14 ч.57 м.	0,15%
2	7 метров	15 ч.02 м.	0,15%
3	6 метров	15 ч.08 м.	0,15%
4	5 метров	15 ч.13 м.	97%
5	4 метров	15 ч.18 м.	98%
6	3 метра	15 ч.24 м.	98%
7	2 метра	15 ч.31 м.	97%
8	1 метр	15 ч.38 м.	98%

Пятый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 23.05.2012, Время 16.05 – 16.47

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 13 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 70 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 68 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.16). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 6. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 70 см.

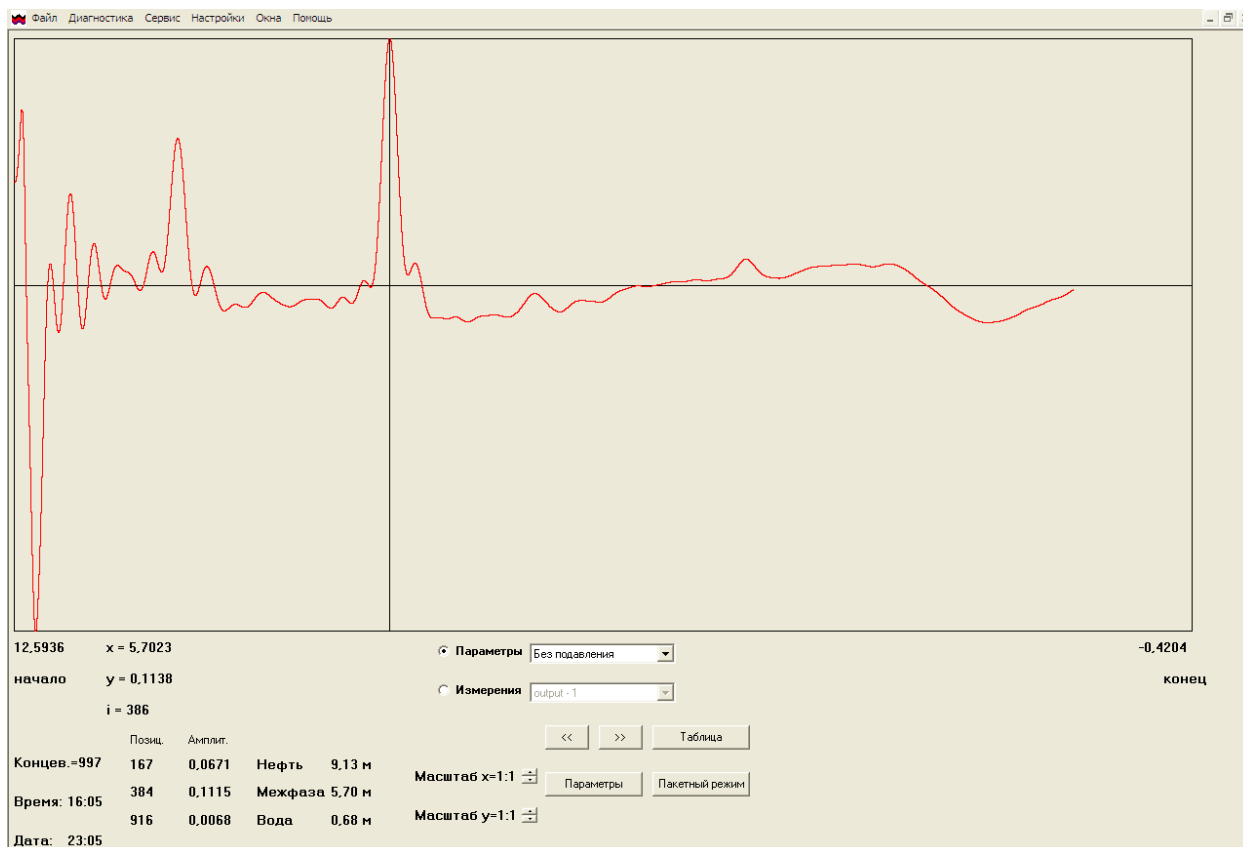


рис.16

Таблица 6

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	14 ч.57 м.	0,15%
2	7 метров	15 ч.02 м.	0,15%
3	6 метров	15 ч.08 м.	0,15%
4	5 метров	15 ч.13 м.	97%
5	4 метров	15 ч.18 м.	98%
6	3 метра	15 ч.24 м.	98%

7	2 метра	15 ч.31 м.	97%
8	1 метр	15 ч.38 м.	98%

Отбор проб в статическом режиме. Резервуар №7 в состоянии многочасового отстоя,

Дата – 24.05.2012, Время 9.00 – 9.42

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 8 м. 90 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 88 см. Граница эмульсия/вода – 0 м. 91 см.

Технологическая ситуация в резервуаре в резервуаре после отстоя существенных изменений не претерпела (рис.17). Резервуар №7 в динамическом режиме работал очень стабильно с хорошими отстоями и выраженной границей раздела сред, соответственно после существенно ничего не изменилось. Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице7. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 88 см.

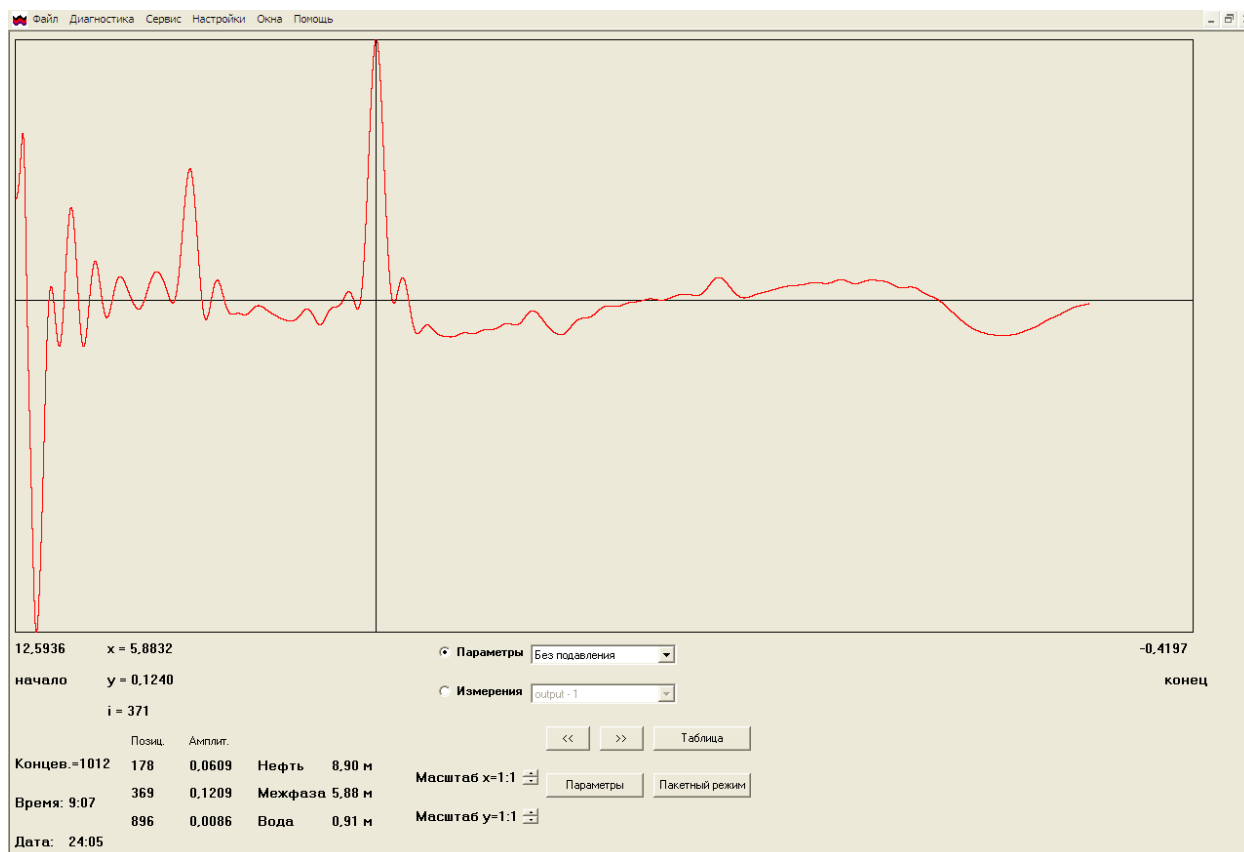


рис.17

Таблица 7

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	9 ч.00 м.	0,15%
2	7 метров	9 ч.06 м.	0,15%
3	6 метров	9 ч.14 м.	0,15%
4	5 метров	9 ч.20 м.	91%
5	4 метров	9 ч.26 м.	98%
6	3 метра	9 ч.32 м.	98%
7	2 метра	9 ч.37 м.	98%
8	1 метр	9 ч.42 м.	98%

Первый отбор проб - Резервуар №15, Дата – 24.05.2012, Время 11.11 – 11.56

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 10 м. 26 см. Граница нефть/эмульсия – 7 м 35 см. Граница эмульсия/вода – 2 м. 96 см.

Технологическая ситуация в резервуаре приведена на рис.18. Несмотря на то, что резервуар № 15 имеет производительность почти в два раза большую чем резервуар 15, Его технологическое состояние очень устойчивое. Граница раздела между нефтью и эмульсией четко выражена (второй импульс больше первого). Эмульсионная зона затянута, но достаточно рыхлая с большим содержанием воды (третий импульс отсутствует). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведен в таблице 8.

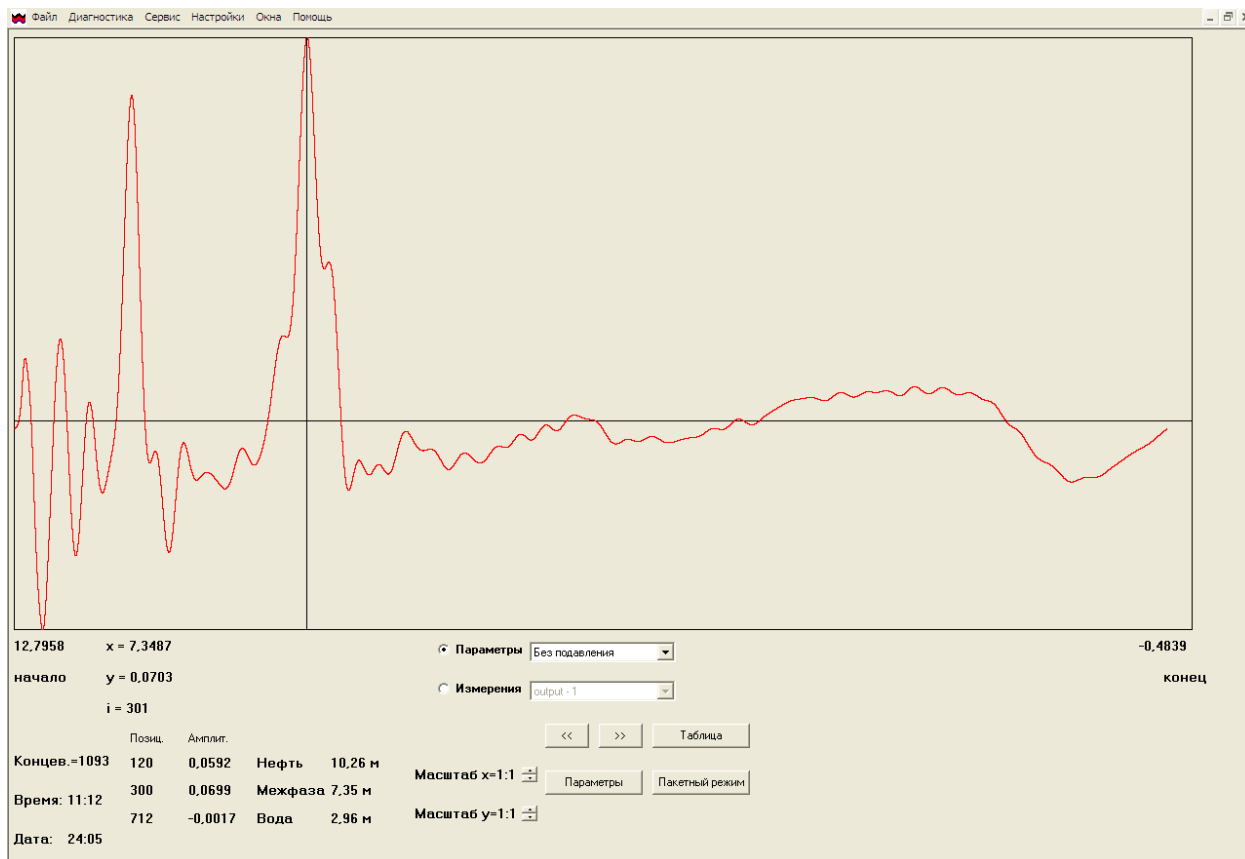


рис.18

Таблица 18

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	9 метров	11 ч.11 м.	0,27%
2	8 метров	11 ч.16 м.	0,27%
3	7 метров	11 ч.22 м.	86%
4	6 метров	11 ч.28 м.	98%
5	5 метров	11 ч.33 м.	98%
6	4 метра	11 ч.38 м.	98%
7	3 метра	11 ч.44 м.	98%
8	2 метра	11 ч.50 м.	98%
9	1 метр	11 ч.56 м.	98%

переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 5 и 6 метрами, резко выражены показания системы УМФ300 на границе нефть/эмульсия составляет 7 м. 35 см.

Второй отбор проб - Резервуар №15, Дата – 24.05.2012, Время 13.32 – 14.10

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 71 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 44 см. Граница эмульсия/вода – 2 м. 61 см.

Технологическая ситуация в резервуаре не смотря на заметную динамику остается удивительно стабильной (рис.19). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 19. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 6 и 7 метрами, Показания системы УМФ300 границы раздела нефть/эмульсия 6 м. 44 см.

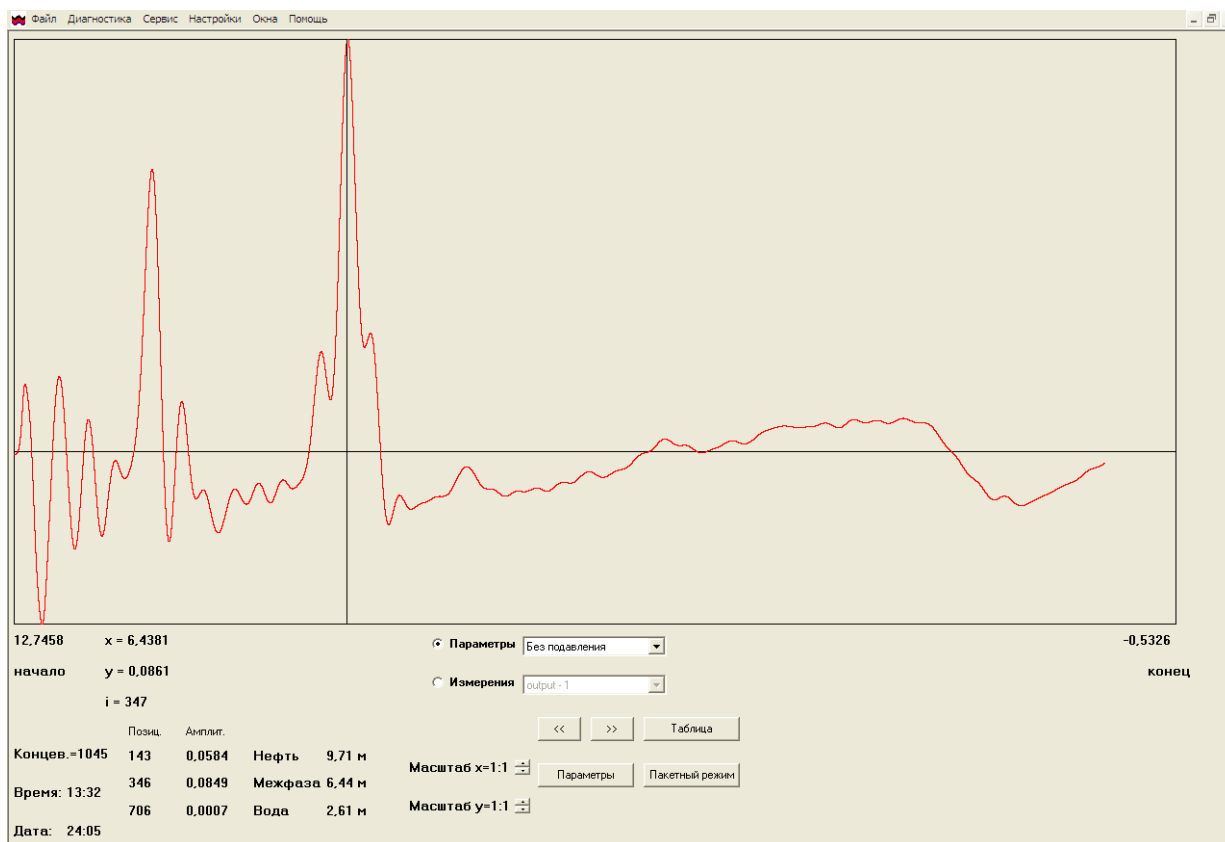


рис.19

Таблица 9

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	13 ч.32 м.	0,21%
2	7 метров	13 ч.37 м.	0,24%
3	6 метров	13 ч.42 м.	95%

4	5 метров	13 ч.48 м.	97%
5	4 метров	13 ч.53 м.	97%
6	3 метра	13 ч.59 м.	96%
7	2 метра	14 ч.05 м.	98%
8	1 метр	14 ч.10 м.	98%

Третий Отбор проб - Резервуар №15, Дата – 24.05.2012, Время 15.03 – 15.43

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 51 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 73 см. Граница эмульсия/вода – 2 м. 42 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.20). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведен в таблице 10. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 73 см.

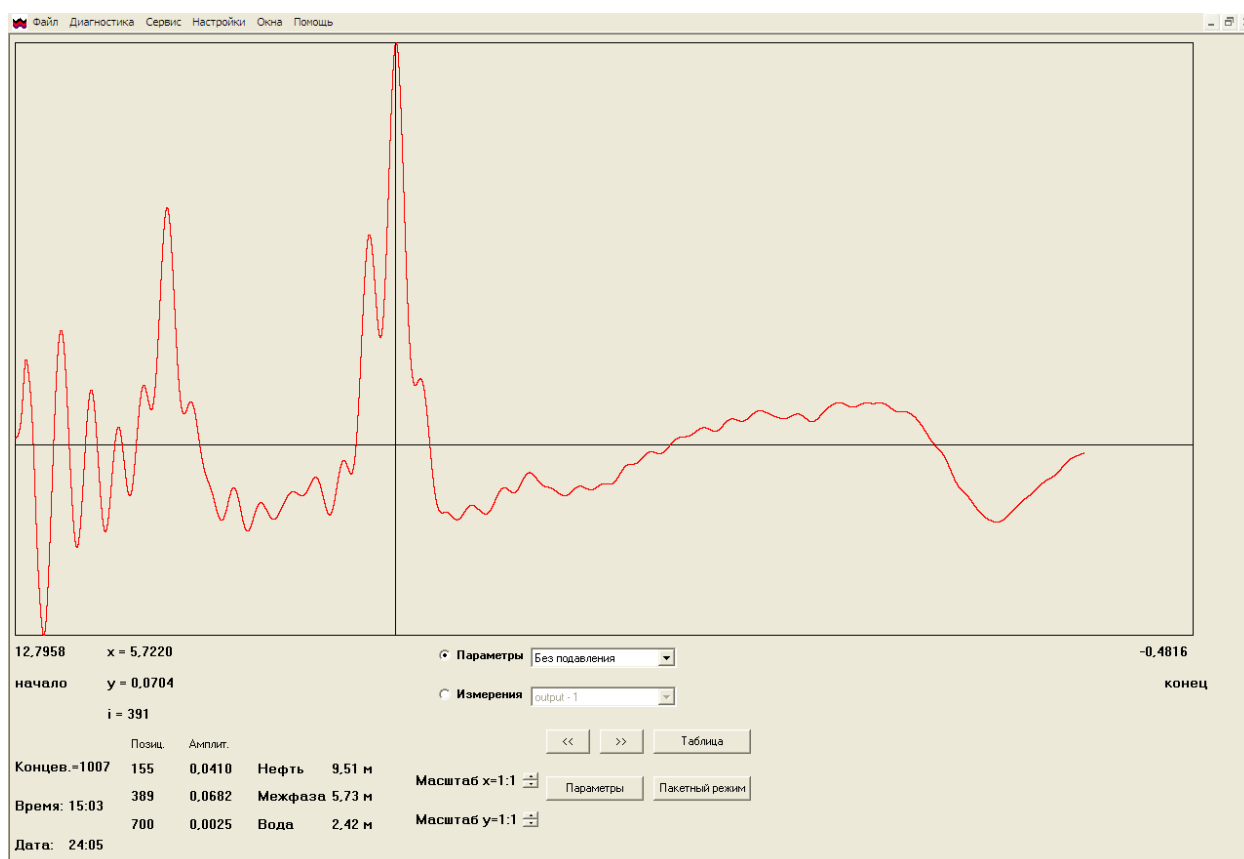


рис.20

Таблица 10

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	13 ч.02 м.	0,15%
2	7 метров	13 ч.07 м.	0,18%
3	6 метров	13 ч.13 м.	0,6%
4	5 метров	13 ч.18 м.	94%
5	4 метров	13 ч.23 м.	97%
6	3 метра	13 ч.28 м.	98%
7	2 метра	13 ч.34 м.	96%
8	1 метр	13 ч.40 м.	98%

Четвертый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 24.05.2012, Время 16.04 – 15.47

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 9 м. 51 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 53 см. Граница эмульсия/вода – 2 м. 40 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.21). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 11. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежуток между 5 и 6 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 5 м 53 см.

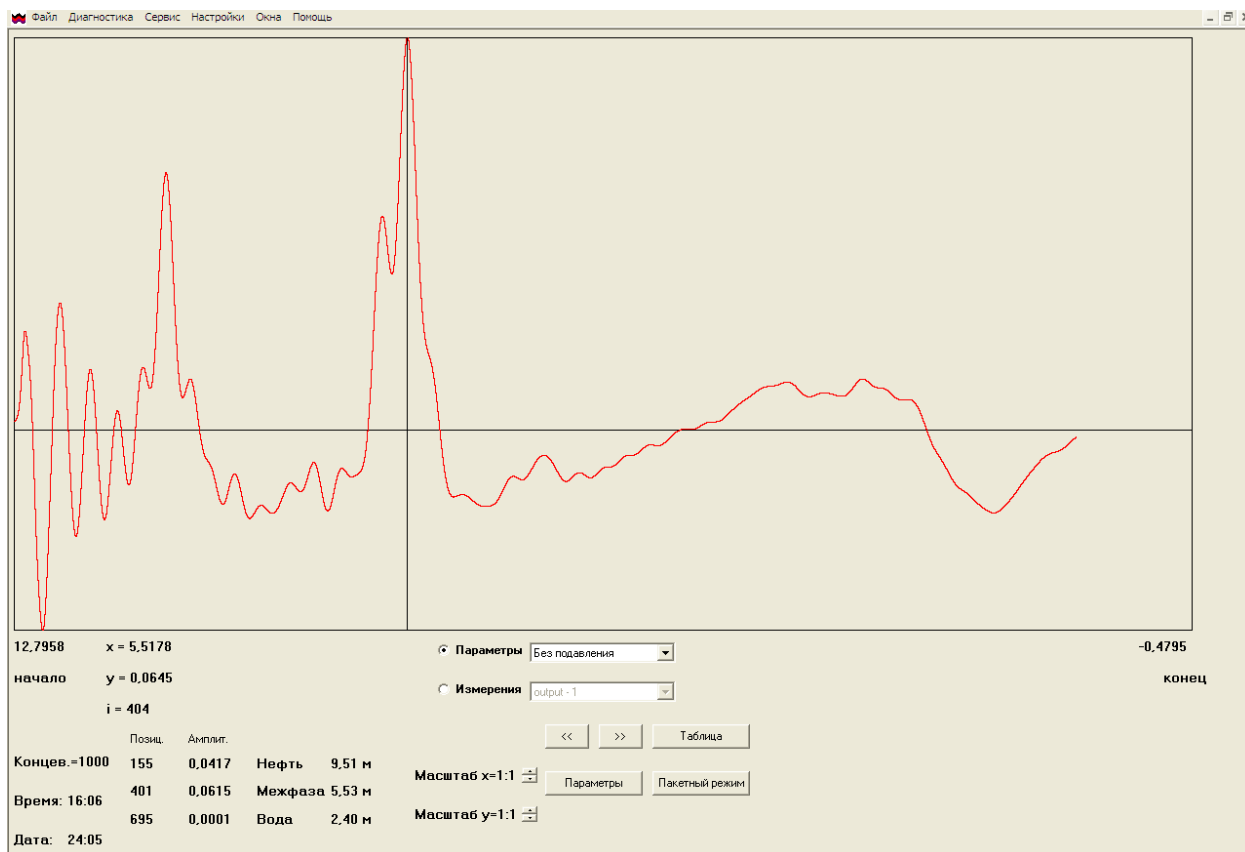


рис.21

Таблица 21

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	16 ч.04 м.	0,15%
2	7 метров	16 ч.10 м.	0,15%
3	6 метров	16 ч.16 м.	0,18%
4	5 метров	16 ч.22 м.	96%
5	4 метров	16 ч.27 м.	98%
6	3 метра	16 ч.33 м.	98%
7	2 метра	16 ч.39 м.	98%
8	1 метр	16 ч.47 м.	98%

Отбор проб в статическом режиме. Резервуар №15 в состоянии многочасового отстоя,

Дата – 25.05.2012, Время 13.27 – 14.11

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 10 м. 01 см. Граница нефть/эмульсия – 4 м 88 см. Граница эмульсия/вода – 2 м. 18 см.

Технологическая ситуация в резервуаре в резервуаре после отстоя существенных изменений не претерпела (рис.22). Резервуар №15 в динамическом режиме работал очень стабильно с хорошими отстоями и выраженной границей раздела сред, соответственно после существенно ничего не изменилось. Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 12. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 4 и 5 метрами. Показания УМФ300 границы нефть/эмульсия – 4 м 88 см.

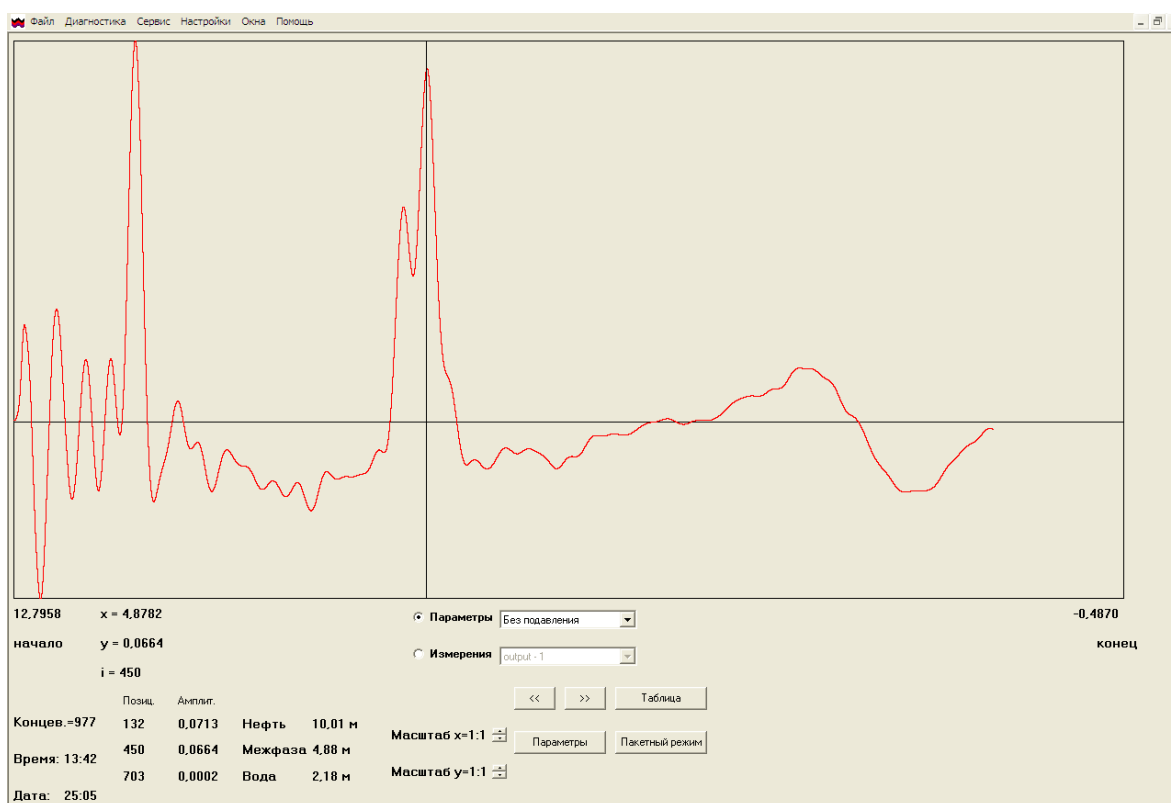


рис.22

Таблица 12

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	13 ч.27 м.	0,12%
2	7 метров	13 ч.33 м.	0,12%
3	6 метров	13 ч.39 м.	0,2%
4	5 метров	13 ч.45 м.	0,4%
5	4 метров	13 ч.51 м.	93%

6	3 метра	13 ч.57 м.	96%
7	2 метра	14 ч.04 м.	97%
8	1 метр	14 ч.11 м.	97%

Оценка максимальной погрешности метода определения количества нефти в резервуарах на основании проведенных экспериментов по отбору проб и анализе их в лаборатории будет проводиться по критериям: человеческий фактор, дискретность по уровню взятия проб, погрешность вносимая лабораторией и погрешность, вносимая нестабильностью технологического процесса в резервуаре в динамическом режиме.

1. Влияние человеческого фактора. В процессе расчета уровня отбора проб, маркировки тары, подбора правильного соотношения пробы и деэмульгатора для процесса разгонки определения толщины отделенной нефти при помощи шкалы и определения обводненности жидкости по таблице могут возникать ошибки. Анализируя проведенные эксперименты можно заметить, что при взятии второй пробы на резервуаре №7 23.05.2012 в промежутке 10.50 – 11.31 произошел резкий скачек количества нефти на 1 метр в сторону увеличения по сравнению с данными предыдущего отбора проб в промежутке 9.32 – 10.08. Одновременно наблюдались расхождения между системой УМФ300 и вторым анализом проб на эту же величину. Далее при третьем отборе проб в 13.02 – 13.40 происходит обратный скачек в сторону уменьшения на 1 метр. Зная объем жидкости подаваемой в резервуар (5000 м³/сутки или 210 м³/час), очевидно, что даже теоретически невозможно получить увеличение количества сухой нефти в резервуаре (более 400 м³) за 1,5 часа. Таким образом, здесь мы имеем дело с классическим проявлением ошибки вызванной человеческим фактором. В ходе данного эксперимента при взятии проб с интервалом 2 часа мы смогли выявить эту ошибку, однако, на практике, повторных замеров не делают ввиду трудоемкости процедуры отбора проб и анализа в лаборатории. Соответственно, эта ошибка обязательно попала бы в итоговую сводку. Учитывая, что при отборе проб были нормальные температурные условия, отсутствовали осадки и другие факторы, которые могли бы повлиять на возникновение ошибок, тем не менее при взятии 11 проб одна оказалась ошибочная, погрешность человеческого фактора в данном эксперименте следует оценить в 9 %.
2. Дискретность уровней отбора проб. Согласно правилам отбора пробы в Акташском товарном парке уровни отбора проб выбираются с шагом 1 метр. В результате фактическая граница раздела сред оказывалась в проводимом эксперименте всегда где-то между точками, с которых брались пробы. Поэтому объем нефти в в таком случае можно рассчитать очень приблизительно. Учитывая, что общий уровень жидкости в резервуаре 9 метров, а дискретность взятия проб составляла 1 метр – максимальная погрешность от дискретности отбора проб следует оценить в 11%
3. Погрешность вносимая лабораторией. Погрешность вносимую лабораторией легко проследить по анализу содержания нефтепродуктов в воде (уровни от 1 до 3 метров). Согласно сводкам по качеству подготовленной воды за длительный период времени следовало, что количество нефтепродуктов в воде в резервуарах не превышала 1000 мг/м³ (минее 0,1%). В то время как в результате анализа проб методом разгонки содержание нефтепродуктов в воде было от 2 до 5 %. Такие расхождения вызваны тем, что шкала мерной пробирке составляет 1 мм, а толщину нефти менее 1 мм визуальнo определить невозможно. Таким образом, погрешность лаборатории будет упираться в визуальное

определение толщины слоя нефти в пробирке. Учитывая полученные результаты всех проб и во всех экспериментах, максимальную погрешность вносимую лабораторией следует оценить в 5%.

4. Погрешность, связанная с нестабильностью технологического процесса в резервуаре на момент взятия проб. На момент взятия проб в РВС 7. Технологическая ситуация была очень стабильная, границы раздела сред были хорошо выраженный, процесс отстоя также шел хорошо. Поэтому, даже после остановки резервуара и перевода его в статический режим существенных изменений не произошло. В резервуаре №15 наблюдалась аналогичная ситуация. В результате влияние на погрешность нестабильного технологического режима в рамках данного эксперимента выявить не удалось. Соответственно, погрешность вносимую нестабильностью технологического процесса в рамках данного эксперимента следует оценить как 0%.

Таким образом, суммируя все погрешности, выявленные в результате эксперимента, получим максимальную погрешность в 25% для метода отбора проб.

СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ НА БАЗЕ СИСТЕМЫ УМФ300 И ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МЕТОДИКИ, ОСНОВАННОЙ НА ПОСЛОЙНОМ ОТБОРЕ ПРОБООПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ ИЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ АППАРАТЕ

Анализ максимальной погрешности определения количества нефти в резервуарах и технологических аппаратах методом отбора проб дал неудовлетворительные результаты. Даже без учета влияния фактора нестабильности технологического режима максимальная ошибка составила 25%. Конечно, такая ошибка не приемлема даже для оперативного учета нефти, однако, этот метод широко используется по причине абсолютной достоверности результатов измерения. В предложенной методике измерения по количеству нефти в резервуаре или технологическом аппарате на базе системы УМФ300 достоверность результатов не является очевидной и требует проверки в сопоставлении ее с действующей методикой. Сопоставительный анализ методик не позволит оценить погрешность метода на базе системы УМФ300 в виду низких точностных характеристик метода отбора проб, но позволит оценить достоверность получаемых результатов методики на базе УМФ300.

Оценка точности метода на базе системы УМФ300 будет оцениваться самостоятельно по тем же критериям, что и методика, основанная на отборе проб:

6. Временные затраты на проведения замера. Поскольку измерения количество нефти в резервуаре будут производиться в цикле работы системы УМФ300, то результаты замеров будут поступать с частотой 12 замеров/минуту. Таким же образом доступно проведение статистической обработки измерений и оценку точности возможно проводить методом определения среднестатистической погрешности.
7. Человеческий фактор. Система УМФ300 работает автономно без участия человека, поэтому влияние человеческого фактора на полученные результаты измерений будут равны 0.
8. Влияние фактора дискретности уровней. В отличие от методики отбора проб система УМФ300 не имеет фактора дискретности уровней. Оценивать погрешность методики на базе УМФ300 в сопоставлении с методикой отбора проб не представляется возможной по причине низкой точности последней. Поэтому погрешность методики на базе УМФ300 будет производиться по данным сертификата соответствия на систему УМФ300.
9. Погрешность, вносимая лабораторией. Система УМФ300 не требует лабораторного анализа, влияние этого фактора на работу системы равно 0.
10. Стабильность технологического процесса в резервуаре в динамическом режиме. При нестабильном процессе отделения воды и нефти переходная зона между водой и нефтью будет существенно затянутой, а эпюра распределения слоев по всей площади резервуара может существенно колебаться, что также будет одним из факторов, влияющих на погрешность измерения.

Оценка достоверности и точности методики на базе системы УМФ300 в сопоставлении с методом, основанным на отборе проб, проводилась по тому же алгоритму экспериментов, как и в период с 23 по 25 мая 2012 года. В Акташском товарном парке НГДУ «Елховнефть» были выбраны два резервуара №7 с производительностью 5000 м³/сут. и № 15 с производительностью 9000 м³/сут. В каждом из этих резервуаров предполагалось произвести послойный отбор проб 5 раз в течение каждых двух часов, далее резервуары переводились в статический режим и после 6-ти часового отстоя бралась последняя шестая проба. Послойный отбор проб и анализ их в лаборатории осуществлялся по правилам, принятым на этом объекте для целей учета количества нефти в

резервуаре. Одновременно производилось определение среднестатистическое количества нефти в резервуаре, полученное системой УМФ300 за весь период отбора проб. Эксперимент проводился 28 – 29 июня 2012 года по резервуару №7 и 3 -4 июля 2012 года по резервуару №15, протоколы эксперимента приложены в Приложении 3 настоящего отчета. Анализ технологической ситуации в резервуарах на момент взятия проб проводился по диагностическим диаграммам системы УМФ300. Результаты эксперимента приведены ниже:

Первый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 28.06.2012 г., Время 10.11 – 10.50

Показание системы УМФ300 на момент взятии проб:

Взлив – 8 м 90 см. Граница нефть/эмульсия –6 м 29 см. Граница эмульсия/вода – 0 м 70 см.

Технологическая ситуация в резервуаре приведена на рис.23.

Анализ диаграммы рис.23 показывает стабильную технологическую ситуацию граница раздела между нефтью и эмульсией четко выражена (второй импульс больше первого). Эмульсионная зона хотя и затянута, но достаточно рыхлая с большим содержанием воды (третий импульс отсутствует). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 13. Анализ таблицы 13 подтверждает диагностическую диаграмму. Послойный анализ показывает резкий

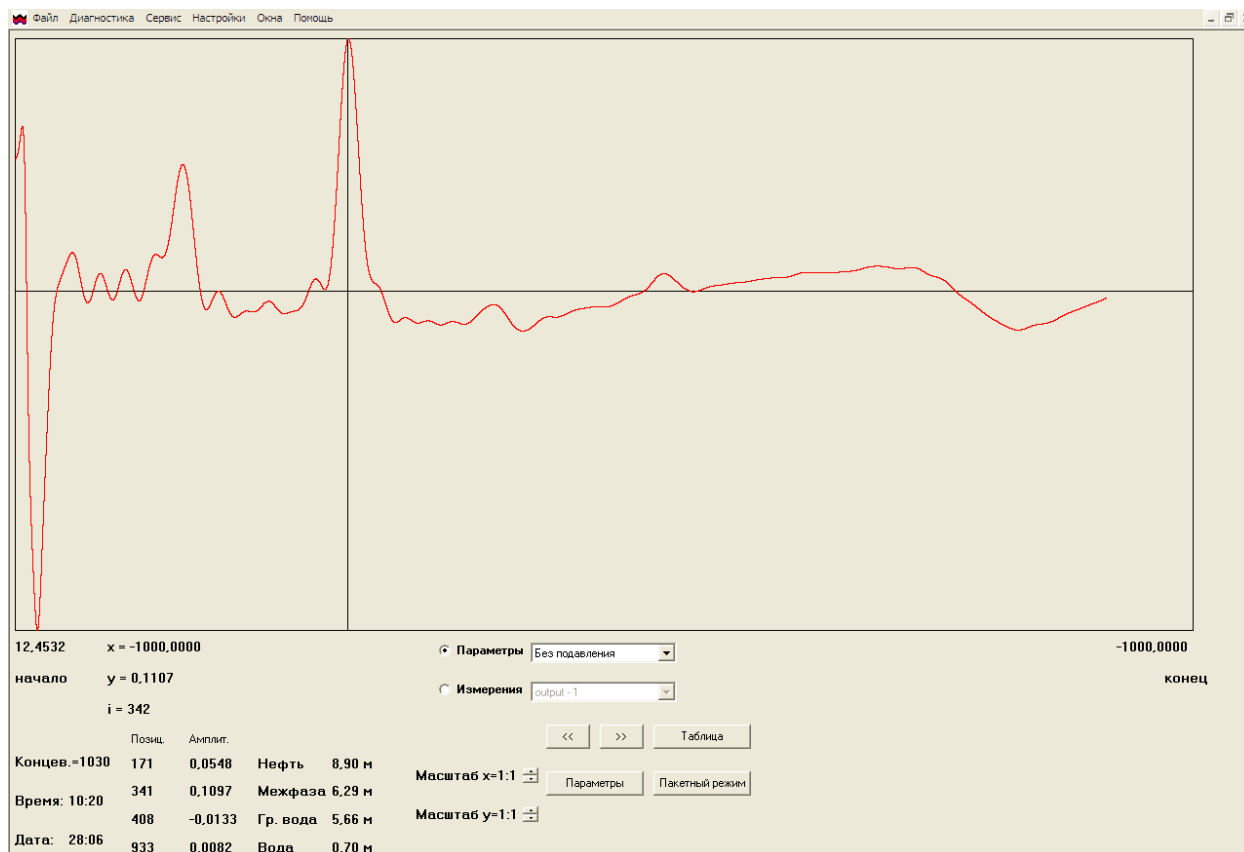


рис.23

Таблица 13

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	10 ч.11 м.	0,18%
2	7 метров	10 ч.16 м.	0,21%
3	6 метров	10 ч.22 м.	11%
4	5 метров	10 ч.27 м.	98%
5	4 метров	10 ч.32 м.	98%
6	3 метра	10 ч.38 м.	98%
7	2 метра	10 ч.42 м.	98%
8	1 метр	10 ч.50 м.	98%

переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 5 и 6 метрами, резко выражен.

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5 м 66 см

Точка отбора в 6 метров попала в середину переходной зоны (11%). Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (5%) находится выше 6 м 29 см, а уровень количества нефти определенный системой ниже этой точки 5 м 66 см.

Второй отбор проб - Резервуар №7, Дата – 28.06.2012г., Время 12.15 – 12.59

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 8 м 92 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 22 см. Граница эмульсия/вода – 0 м 91 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.24). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 14. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы.

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5 м 67 см

Точка отбора в 6 метров снова в середине переходной зоны (8,4%). Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (5%) находится выше 6 м 22 см, а уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки 5 м 67 см.



рис.24

Таблица 14

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	12 ч.15 м.	0,21%
2	7 метров	12 ч.21 м.	0,21%
3	6 метров	12 ч.27 м.	8,4%
4	5 метров	12 ч.33 м.	92%
5	4 метров	12 ч.40 м.	98%
6	3 метра	12 ч.46 м.	98%
7	2 метра	12 ч.52 м.	98%
8	1 метр	12 ч.59 м.	98%

Третий отбор проб - Резервуар №7, Дата – 28.06.2012г., Время 14.14 – 14.53

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 8м 59 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 91 см. Граница эмульсия/вода – 0 м 40 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.25). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 15. Послойный анализ снова подтверждает результаты диагностической диаграммы.

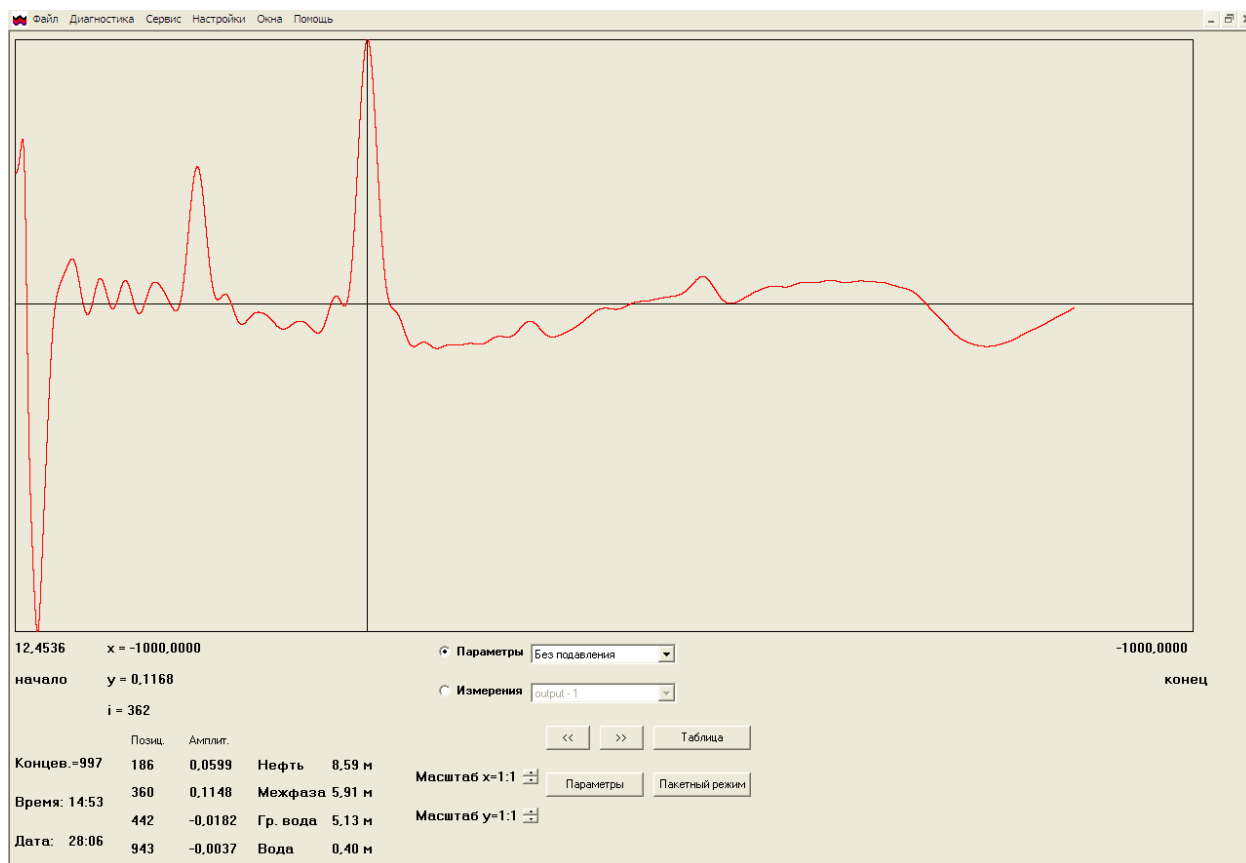


рис.25

Таблица 15

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	14 ч.14 м.	0,18%
2	7 метров	14 ч.20 м.	0,18%
3	6 метров	14 ч.25 м.	0,18%
4	5 метров	14 ч.30 м.	79%
5	4 метров	14 ч.36 м.	98%
6	3 метра	14 ч.42 м.	97%

7	2 метра	14 ч.47 м.	97%
8	1 метр	14 ч.53 м.	98%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5 м 51 см

Точка отбора в 6 метров попала выше переходной зоны , а точка 5 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (5 м 91 см) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки 5 м 51 см находятся внутри зоны 5 – 6 метра.

Четвертый отбор проб - Резервуар №7, Дата – 28.06.2012г., Время 16.11 – 16.51

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 8 м 91 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 97 см. Граница эмульсия/вода – 1 м 74 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.26). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 16. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы.

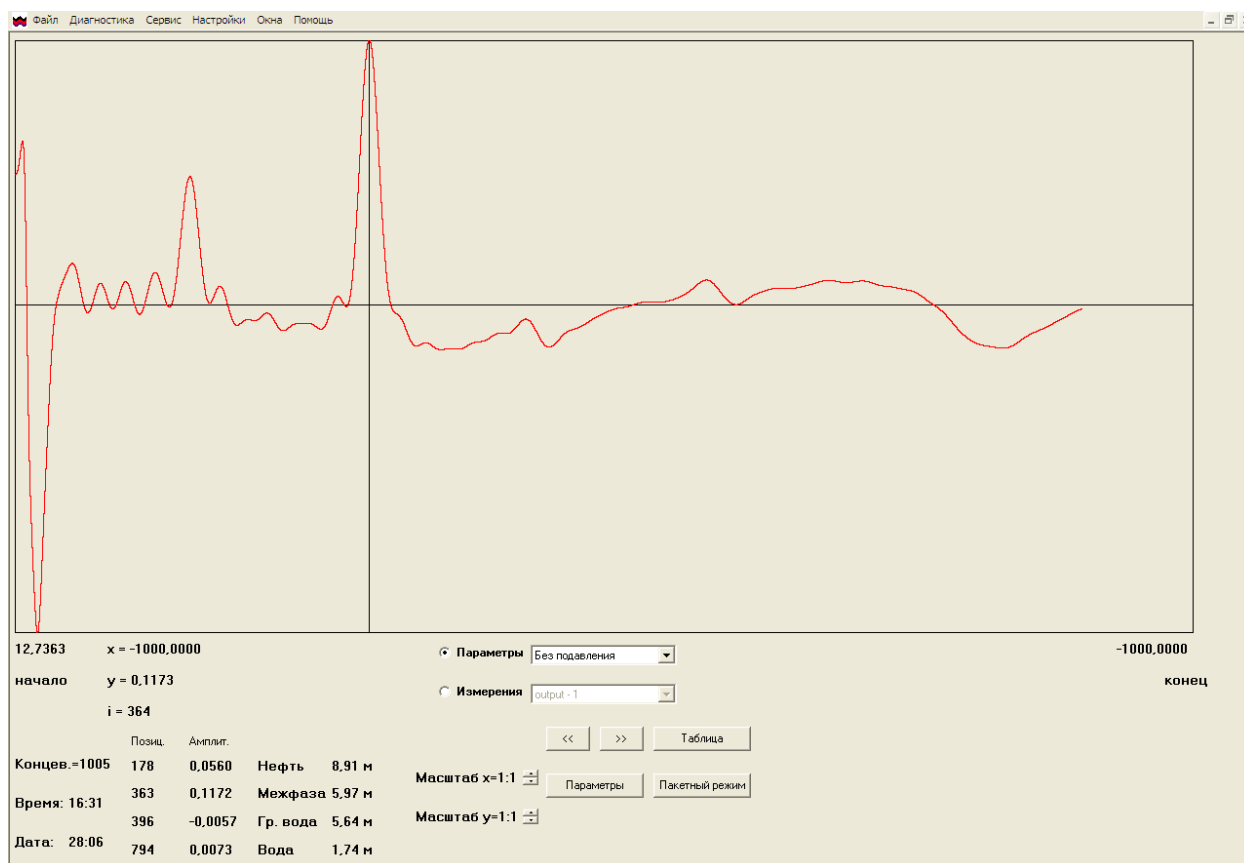


рис.26

Таблица 16

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	16 ч.11 м.	0,18%
2	7 метров	16 ч.16 м.	0,18%
3	6 метров	16 ч.22 м.	0,21%
4	5 метров	16 ч.28 м.	87%
5	4 метров	16 ч.34 м.	96%
6	3 метра	16 ч.40 м.	96%
7	2 метра	16 ч.45 м.	97%
8	1 метр	16 ч.51 м.	97%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5 м 64 см

Точка отбора в 6 метров попала выше переходной зоны , а точка 5 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (5 м 97 см.) и уровень количества нефти , определенный системой, ниже этой точки 5 м 64 см находятся внутри зоны 5 – 6 метра.

Отбор проб в статическом режиме. Резервуар №7 в состоянии многочасового отстоя,

Дата – 29.06.2012г., Время 10.01 – 10.38

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 8 м 78 см. Граница нефть/эмульсия – 5 м 25 см. Граница эмульсия/вода –1 м 68 см.

Технологическая ситуация в резервуаре в резервуаре после отстоя существенных изменений не претерпела (рис.27). Резервуар №7 в динамическом режиме работал очень стабильно с хорошими отстоями и выраженной границей раздела сред, соответственно после существенно ничего не изменилось. Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 7. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами.

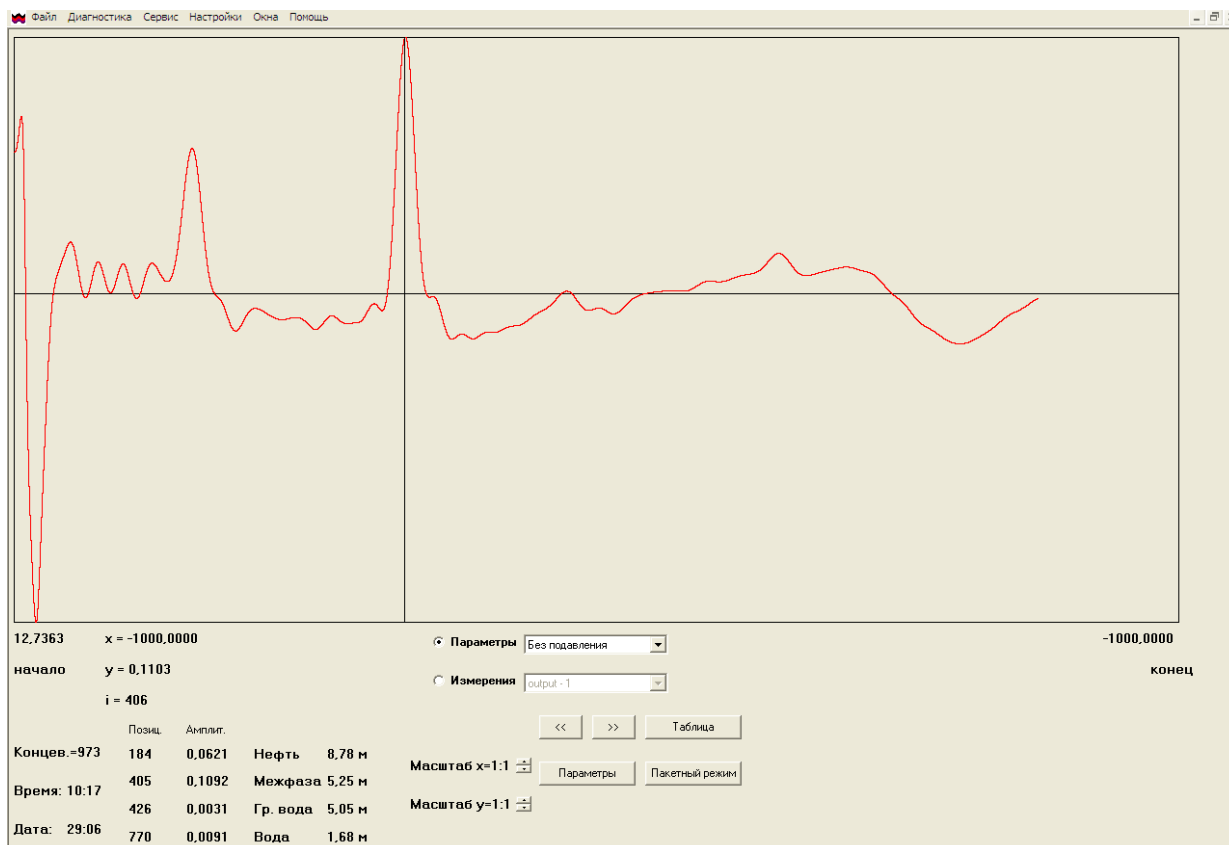


рис.27

Таблица 17

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	10 ч.01 м.	0,15%
2	7 метров	10 ч.06 м.	0,15%
3	6 метров	10 ч.12 м.	0,15%
4	5 метров	10 ч.17 м.	77%
5	4 метров	10 ч.22 м.	93%
6	3 метра	10 ч.28 м.	97%
7	2 метра	10 ч.34 м.	97%
8	1 метр	10 ч.39 м.	99%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5 м 05 см

Точка отбора в 6 метров попала выше переходной зоны, а точка 5 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (5 м 25 см.) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки 5 м 05 см находятся внутри зоны 5 – 6 метра.

Первый отбор проб - Резервуар №15, Дата – 3.07.2012г., Время 9.27 – 10.11

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 10 м 06 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 49 см. Граница эмульсия/вода – 2 м 50 см.

Технологическая ситуация в резервуаре приведена на рис.28. Несмотря на то, что резервуар № 15 имеет производительность почти в два раза большую чем резервуар 15, его технологическое состояние снова очень устойчивое. Граница раздела между нефтью и эмульсией четко выражена (второй импульс больше первого). Эмульсионная зона затянута, но достаточно рыхлая с большим содержанием воды (третий импульс отсутствует). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 18.

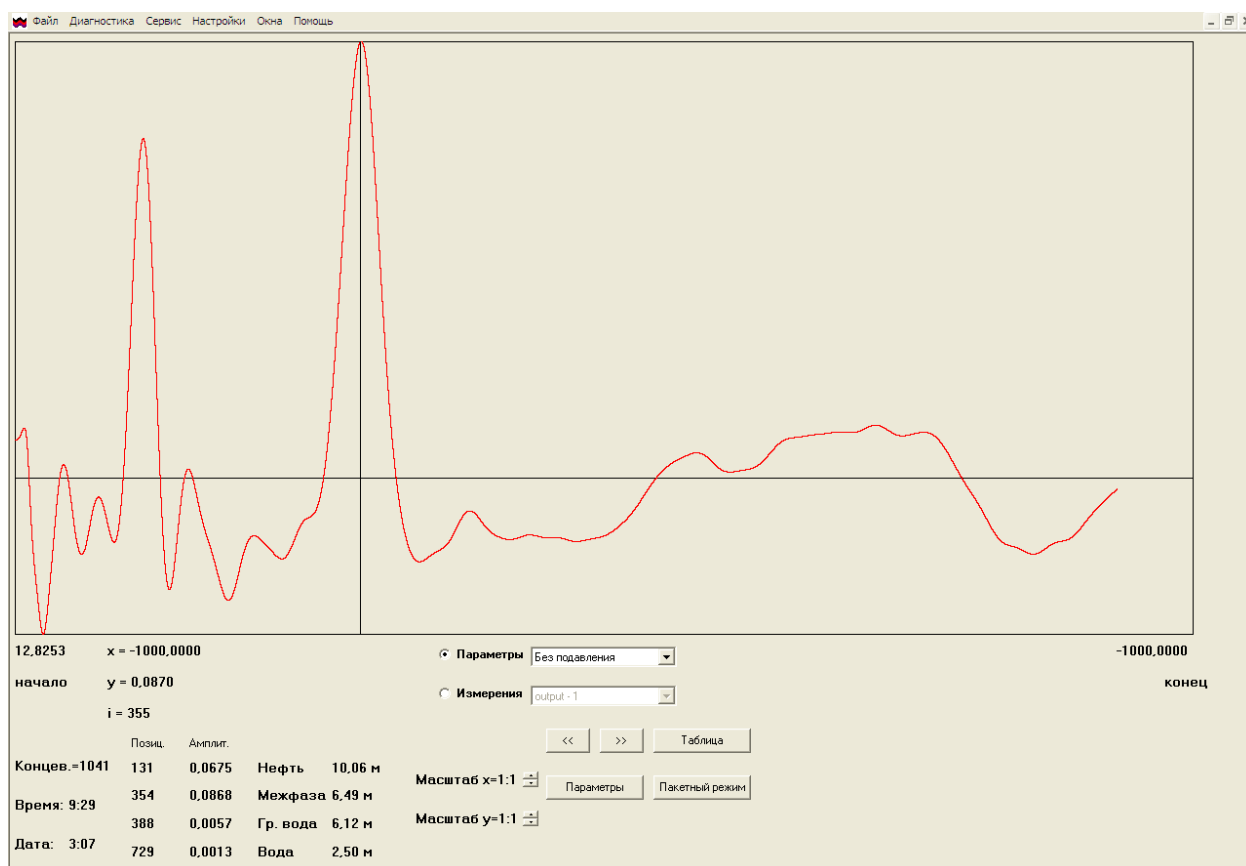


рис.18

Таблица 18

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	9 метров	9 ч.27 м.	0,15%
2	8 метров	9 ч.33 м.	0,15%

3	7 метров	9 ч.39 м.	0,6%
4	6 метров	9 ч.44 м.	91,3%
5	5 метров	9 ч.49 м.	98%
6	4 метра	9 ч.55 м.	98%
7	3 метра	10 ч.01 м.	98%
8	2 метра	10 ч.06 м.	98%
9	1 метр	10 ч.11 м.	97%

Переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 5 и 6 метрами, резко выражен.

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 6 м 12 см

Точка отбора в 7 метров попала выше переходной зоны, а точка 6 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (6 м 49 см) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки (6 м 12 см) находятся внутри зоны 6 – 7 м

Второй отбор проб - Резервуар №15, Дата – 3.07.2012 г., Время 10.35 – 11.15

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 10 м 10 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 69 см. Граница эмульсия/вода – 2 м 66 см.

Технологическая ситуация в резервуаре остается стабильной (рис.29). Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 19. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу переход между нефтяной и водной фракциями где-то в промежутке между 6 и 7 метрами.

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 6 м 38 см

Точка отбора в 7 метров попала выше переходной зоны, а точка 6 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (6 м 69 см.) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки (6 м 38 см) находятся внутри зоны 6 – 7 м.

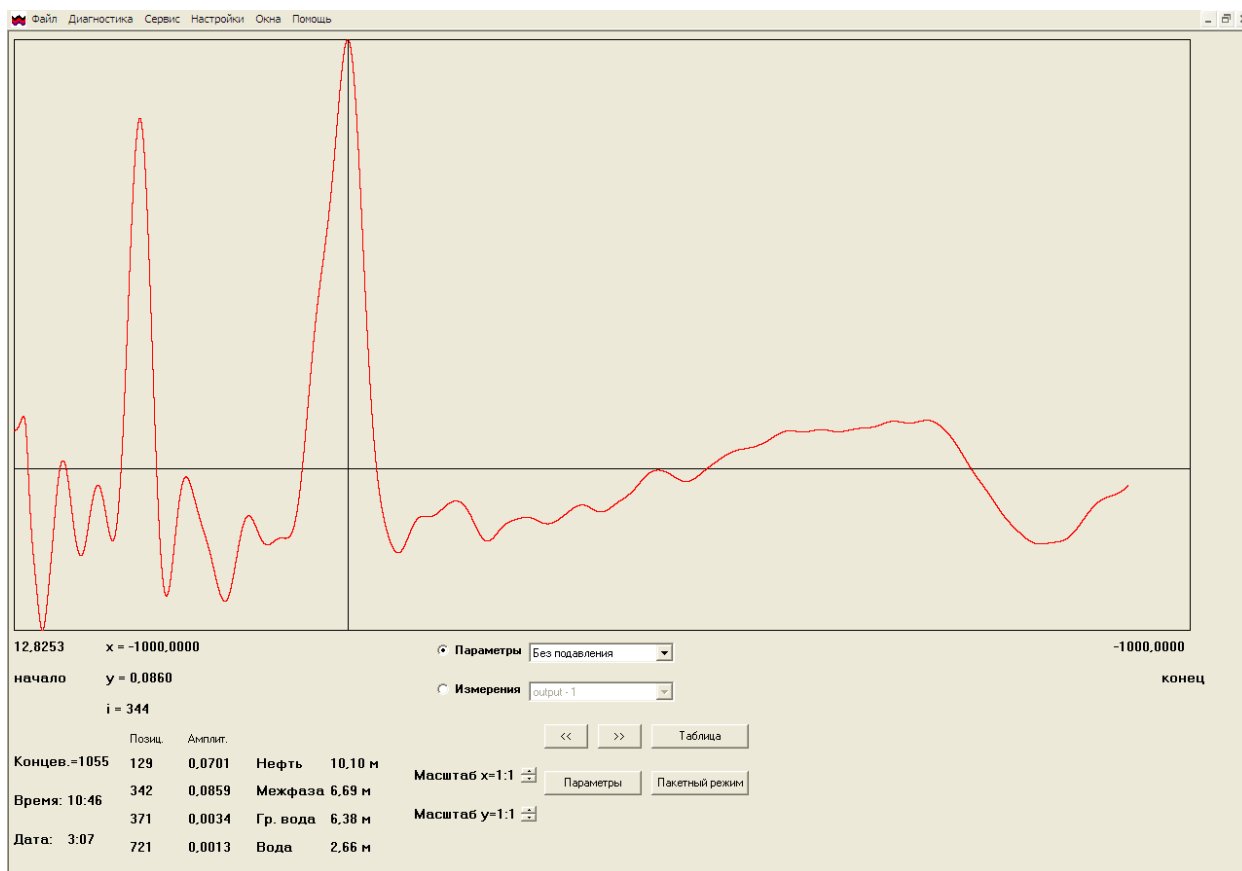


рис.29

Таблица 19

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	10 ч.35 м.	0,15%
2	7 метров	10 ч.41 м.	0,15%
3	6 метров	10 ч.47 м.	91%
4	5 метров	10 ч.52 м.	97%
5	4 метров	10 ч.58 м.	97%
6	3 метра	11 ч.04 м.	97%
7	2 метра	11 ч.09 м.	97%
8	1 метр	11 ч.15 м.	97%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 6 м 38 см

Точка отбора в 7 метров попала выше переходной зоны, а точка 6 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (6 м 99 см.) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки (6 м. 38 см) находятся внутри зоны 6 – 7 м.

Третий отбор проб - Резервуар №15, Дата – 3.07.2012 г., Время 12.11 – 12.53

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Влив – 10 м 10 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 52 см. Граница эмульсия/вода – 2 м 43 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.30). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 20. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями находится где-то в промежутке между 6 и 7 метрами.

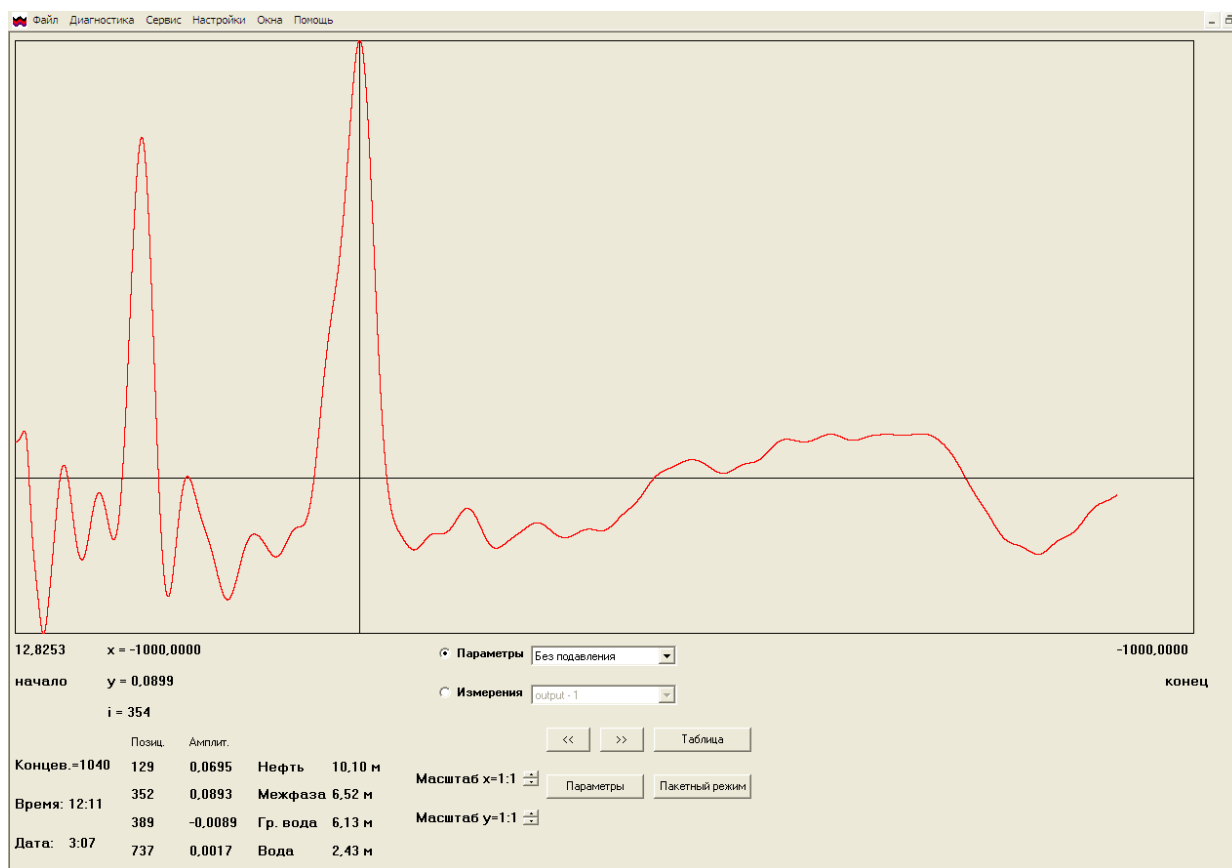


рис.30

Таблица 20

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	12 ч.11 м.	0,15%
2	7 метров	12 ч.17 м.	0,18%
3	6 метров	12 ч.23 м.	88%

4	5 метров	12 ч.30 м.	96%
5	4 метров	12 ч.36 м.	96%
6	3 метра	12 ч.42 м.	97%
7	2 метра	12 ч.47 м.	98%
8	1 метр	12 ч.53 м.	98%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 6м 13 см

Точка отбора в 7 метров попала выше переходной зоны, а точка 6 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (6 м 52 см) и уровень количества нефти, определенный системой, ниже этой точки (6 м 14 см) находятся внутри зоны 6 – 7 м

Четвертый отбор проб - Резервуар №15, Дата – 3.07.2012г., Время 14.10 – 14.50

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 10 м 10 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 48 см. Граница эмульсия/вода – 2 м 49 см.

Технологическая ситуация в резервуаре без изменения (рис.31). Результаты послойного отбора проб приведены в таблице 21. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями снова совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 6 и 7 метрами.

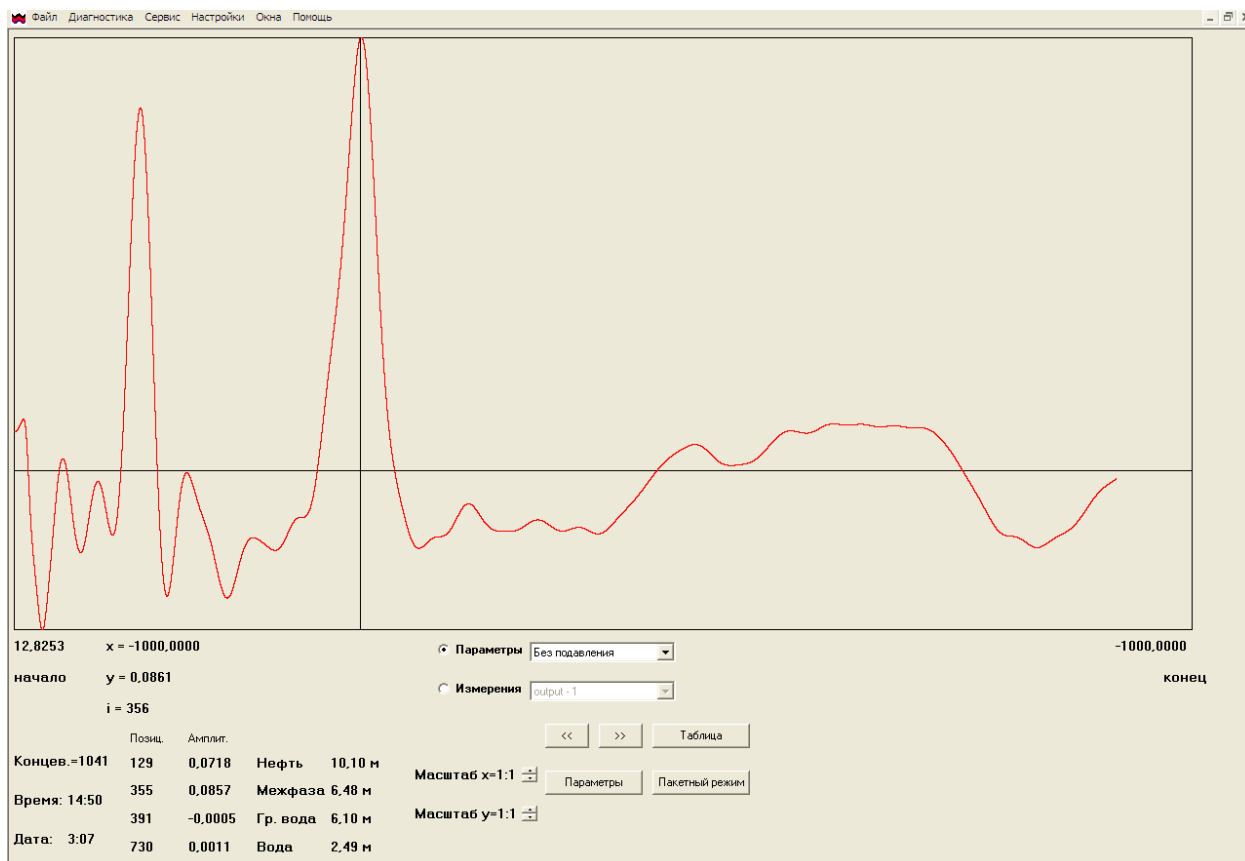


рис.31

Таблица 21

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	14 ч.10 м.	0,15%
2	7 метров	14 ч.15 м.	0,15%
3	6 метров	14 ч.20 м.	95%
4	5 метров	14 ч.26 м.	98%
5	4 метров	14 ч.32 м.	98%
6	3 метра	14 ч.38 м.	98%
7	2 метра	14 ч.44 м.	98%
8	1 метр	14 ч.50 м.	98%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 6м 10 см

Точка отбора в 7 метров попала выше переходной зоны, а точка 6 метров ниже переходной зоны. Граница раздела нефть/эмульсия по системе УМФ300 (6 м 48 см) и уровень количества нефть, определенный системой, ниже этой точки (6 м 10 см) находятся внутри зоны 6 – 7 м

Отбор проб в статическом режиме. Резервуар №15 в состоянии многочасового отстоя,

Дата – 4.07.2012г., Время 9.06 – 9.47

Показание системы УМФ300 на момент взятия проб:

Взлив – 10 м 08 см. Граница нефть/эмульсия – 6 м 21 см. Граница эмульсия/вода – 2 м 60 см

Технологическая ситуация в резервуаре в резервуаре после отстоя существенных изменений не претерпела (рис.32). Резервуар №15 в динамическом режиме работал очень стабильно с хорошими отстоями и выраженной границей раздела сред, соответственно после существенно ничего не изменилось. Результаты послойного отбора проб отбора проб приведены в таблице 22. Послойный анализ подтверждает результаты диагностической диаграммы. Согласно послойному анализу резкий переход между нефтяной и водяной фракциями совпадает с показаниями УМФ300 и находится где-то в промежутке между 5 и 6 метрами.



рис.32

Таблица 22

Номер пробы	Уровень пробы	Время отбора	Обводненность
1	8 метров	9 ч.06 м.	0,15%
2	7 метров	9 ч.12 м.	0,15%
3	6 метров	9 ч.17 м.	12%
4	5 метров	9 ч.22 м.	92%
5	4 метров	9 ч.28 м.	95%
6	3 метра	9 ч.34 м.	95%
7	2 метра	9 ч.40 м.	94%
8	1 метр	9 ч.47 м.	98%

Количество нефти в резервуаре по данным системы УМФ300 находится на уровне – 5м 88 см

Точка отбора в 6 метров попала в середину переходной зоны (12%). Граница раздела нефть/эмульсия по системе, ниже этой точки 5 м 88 см.

Оценка результатов измерений количества нефти в резервуаре на базе системы УМФ300 по критерию достоверности. Как указывалось ранее, достоверность результатов измерений количества нефти в резервуарах системой УМФ300 не является очевидной. Для проверки о достоверности показаний системы УМФ300 были проведены описанные выше эксперименты с параллельным отбором проб и анализом их в лаборатории, достоверность которых является абсолютной. Результаты расчета количества нефти в резервуаре по методике отбора проб приведены в сводной таблице 23. Учитывая, что отбор проб проводился с дискретностью по уровням отбора в 1 метр, то расчет по этой методике проводился с указанием максимального и минимального расчетного количества нефти. В этой же таблице приведены показания системы УМФ300. (Желтым выделены эксперименты в статическом режиме)

Таблица 23

РВС	Дата и время эксперимента	Минимальное количество нефти по методу отбора проб	Максимальное количество нефти по методу отбора проб	Количество нефти по системе УМФ300
7	28.06.12 10:11-10:50	6 м 01 см..	5 м 03 см.	5 м 66 см
7	28.06.12 12:15-12:59	5 м 95 см..	4 м 97 см.	5 м 67 см
7	28.06.12 14:14-14:53	5 м 69 см..	4 м 71 см.	5 м 51 см
7	28.06.12 16:11-16:51	5 м 73 см..	4 м 76 см.	5 м 64 см
7	29.06.12 10:01-10:38	5 м 63 см..	4 м 64 см.	5 м 05 см

15	3.07.12 9:11-10:11	6 м 80 см..	5 м 83 см.	6 м 12 см
15	3.07.12 10:35-11:15	6 м 76 см..	5 м 79 см.	6 м 13 см
15	3.07.12 12:31-13:13	6 м 73 см..	5 м 75 см.	6 м 14 см
15	3.07.12 14:10-14:50	6 м 85 см..	5 м 87 см.	6 м 10 см
15	4.07.12 9:06-9:47	6 м 70 см..	5 м 72 см.	5 м 88 см

Анализ таблицы 23 показывает, что все оценки количества нефти, полученные при помощи системы УМФ300, находятся внутри расчетных границ, полученных методом отбора проб. Таким образом, оценки системы УМФ300 по объему количества нефти в резервуарах можно признать достоверными.

Оценка среднестатистической погрешности метода определения количества нефти в резервуарах на основании показаний системы УМФ300 будет проводиться по тем же критериям, что и для метода по отбору проб - человеческий фактор, измерительная погрешность, погрешность, вносимая лабораторией, и погрешность, вносимая нестабильностью технологического процесса в резервуаре в динамическом режиме.

5. Влияние человеческого фактора на показания системы равно 0 %.
6. Измерительная погрешность. В сертификате соответствия на систему УМФ300 сказано, что приведенная погрешность определения границ раздела сред составляет 0,25% при хорошем отстое и выраженной границе раздела сред. При плохом отстое приведенная погрешность определения границ раздела сред составляет 2%. В худшем случае плохой отстой означает отсутствие всяких границ раздела и в этом случае границы раздела в УМФ300 определяются путем анализа скорости распространения электромагнитной волны, т.е. по тем же физическим принципам как определяется количество нефти в эмульсионной зоне. Соответственно, относительную погрешность определения количества нефти в эмульсионной зоне также можно принять, равную 2%. В проведенных экспериментах отстой были хорошие. Общее количество нефти в резервуарах определялась как средневзвешанная сумма подготовленной нефти (погрешность определения 0,25%) и нефти, находящейся в эмульсионной зоне, (погрешность определения 2%). Соотношения нефти, находящейся в эмульсионной зоне к подготовленной нефти, для РВС 7 колебались в пределах 0,05 – 0,23, для РВС 15 0,08 – 0,105. Соответственно приведенная погрешность измерения для проведенных экспериментов составит от 0,34% до 0,58% для РВС 7 и от 0,38% до 0,42% для РВС 15.
7. Погрешность, вносимая лабораторией на показания системы равна 0.
8. Погрешность, связанная с нестабильностью технологического процесса в резервуаре на момент взятия проб. На момент взятия проб в РВС 7. Технологическая ситуация снова была очень стабильная, границы раздела сред были хорошо выражены, процесс отстоя также шел хорошо. Поэтому, даже после остановки резервуара и перевода его в статический режим существенных изменений не произошло. В резервуаре №15 наблюдалась аналогичная ситуация. В результате влияние на погрешность нестабильного технологического режима в рамках данного эксперимента выявить не удалось.

Соответственно, погрешность вносимую нестабильностью технологического процесса в рамках данного эксперимента следует оценить как 0%.

Таким образом, суммируя все погрешности, выявленные в результате эксперимента, получим максимальную погрешность в 0,58% для метода, основанном на системе УМФ300.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В концепции развития системы УМФ300 «эмульсия» занимает главное место, поскольку именно там происходят основные процессы по разделению нефти и воды. УМФ300 в резервуарах и технологических аппаратах помимо уровней нефти и воды измеряет уровень эмульсии, определяет наличие и выраженность границ раздела между нефтью и эмульсией, эмульсией и водой, а также определяет структуру эмульсии. Однако, представляемая системой УМФ300 диагностическая информация о состоянии эмульсии носит исключительно качественный характер, которая не подкрепляется количественными характеристиками. Важность задачи определения количества нефти в эмульсии определяется не только с решениями проблем связанных непосредственно с подготовкой нефти, но и вопросами оперативного учета нефти в резервуарах и технологических аппаратах.

Целью настоящей работы являлась доработка системы УМФ300 и получения количественных характеристик о количестве нефти в эмульсионной зоне. Решение данной задачи позволит перейти с трудоемкого и неточного метода определения нефти в резервуарах и технологических аппаратах при помощи отбора и анализа проб на приборный и соответственно более точный способ учета нефти. Кроме того технологический персонал получит дополнительную уже количественную характеристику состояния эмульсионной зоны.

В рамках данной работы предполагалось проведение анализа существующей методики определения количества нефти, оценки временных затрат на ее проведение, влияние человеческого фактора на результаты измерения и его точность. Также подлежит оценке влияния количества проб и уровней их отбора, а также возможное несоответствие технологического состояния жидкости в местах отбора и других ответственных местах (местах подачи жидкости в резервуары, ее выгрузки, установки датчиков программно-технического комплекса многоуровневых измерений).

В результате выполнения указанной выше задачи были достигнуты следующие результаты:

1. Разработана методика определения количества нефти в эмульсионной зоне на базе системы УМФ300. Данная методика прошла проверку на стендовых испытаниях. По результатам проверок на стенде разработано программное обеспечение, функционирующее в составе программно-технического модуля «Mlevel». Выдача информации о количестве нефти в резервуаре или технологическом аппарате в модернизированной системе УМФ300 производится в виде дополнительного четвертого слоя, толщина которого относительно верхнего уровня дает оценку объема общего количества нефти путем суммирования объема обезвоженной нефти и количества нефти находящегося в эмульсионной зоне. Значения уровня дополнительного слоя сохраняются в архивных данных программного комплекса с возможностью последующего отображения его во времени.
2. Проведена апробация модернизированной системы на Тихоновском товарном парке НГДУ «Альметьевнефть». Новая разработка позволила получить количественную информации о эмульсионном слое. Эта информация существенно изменяет понимание эмульсии в резервуарах различного типа. С абстрактного восприятия эмульсионного слоя появляется ясность, что затянута эмульсия в очистном резервуаре представляет собой просто грязную воду с остаточным содержанием нефтепродуктов, а в товарном резервуаре эмульсия это нефть по качеству, не дотягивающая до критерия сухой. В технологическом резервуаре узкая эмульсионная зона представляет собой промежуток между нефтяной и

водяной фракциями представляет собой участок, где происходит процесс активного разделения нагретой жидкости на нефтяную и водяную фракции. Апробация данной методики включала в себя также исследование количества нефти в эмульсионной зоне за длительный интервал времени, которая выявила дополнительные положительные стороны предложенного метода определения нефти в эмульсионной зоне, а именно:

- Предложенный метод по определению нефти в эмульсионной зоне обеспечивает устойчивую работоспособность как в условиях стабильной технологии с выраженными границами раздела нефть/эмульсия, так и в условиях ухудшенного процесса разделения нефти и воды, при котором большое количество нефти остается связанной в эмульсионной зоне.
 - При помощи предложенного метода было установлено, что при стабильном технологическом процессе количество нефти, находящееся в эмульсионной зоне, остается постоянным для жидкости с определенными физико-химическими свойствами, минерализацией и определенной температурой.
 - Исследование временных трендов и оценка соотношений количества нефти, находящейся в подготовленном состоянии, и количеством нефти, находящимся в эмульсионной зоне, дает информационную картину стабильности технологического процесса разделения жидкости внутри резервуара на нефтяную и водяную фракции.
3. Для оценки перспектив использования модернизированной системы УМФ300 в вопросах учета нефти в резервуарах и технологических аппаратах проведен анализ действующей методики определения количества нефти, основанной на отборе проб. Установлено, что процедура отбора проб и анализа этих проб в лаборатории очень трудоемкая и требует значительного времени работы оперативного персонала и лаборатории. Данный метод исключает повторные измерения в том же интервале времени и соответственно статистическую обработку результатов. По этой причине оценка точности действующей методики проводилась методом максимальной погрешности. Проведенные эксперименты показали, что максимальная погрешность определения нефти данным методом составляет 25%. При этом не удалось оценить влияние на погрешность отбора проб, нестабильность технологического режима так как на момент проведения эксперимента технологическая ситуация в резервуаре была стабильной. Отмечено, что погрешность 25% не приемлема даже для оперативного учета нефти, однако, этот метод широко используется по причине абсолютной достоверности результатов измерения.
4. Проведен сопоставительный анализ результатов измерения количества нефти в резервуарах модернизированной системой УМФ300 с действующей методикой, основанной на отборе проб. Анализ проводился по критериям достоверности и точности. Результаты экспериментов показали, что все оценки количества нефти, полученные при помощи системы УМФ300, находятся внутри расчетных границ, полученных методом отбора проб. Таким образом, оценки системы УМФ300 по объему количества нефти в резервуарах можно признать достоверными. Быстродействие системы УМФ300 составляет 12 замеров в минуту, что позволяет проведение статистической обработки измерений. Таким образом, оценка точности системы УМФ300 проводилась методом оценки среднестатистической погрешности. Результаты показали, что приведенная погрешность системы УМФ300 при определении количества нефти в резервуарах находится в пределах 0,34% - 0,58%. Такие высокие оценки точности системы были получены во многом за счет стабильного технологического процесса в резервуарах. При нестабильных режимах точность измерений может быть ниже.

Результаты проведенной работы показали, что разработанная методика определения нефти в резервуарах является достоверной, а точность на один два порядка превосходит точность действующей методики. При этом замеры производятся в автоматическом режиме, что исключает трудовые и временные затраты работы персонала. Количество замеров проводимых системой составляет 12 за одну минуту, позволяя проводить статистическую обработку измерений. Данный метод может использоваться в аппаратах, работающих под давлением, резервуарах с высоким содержанием сероводорода, где использование отбора проб невозможно. Рекомендуется произвести внедрение данного метода в полном объеме на всех резервуарах и технологических аппаратах одной из установок ОАО «Татнефть» с полным переводом оперативного учета нефти на систему УМФ300 и последующего анализа полученных результатов для внедрения данной методики по ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина в целом.

