

Марат Сальманович ГАЯЗОВ¹
Рим Абдуллович ВАЛИУЛЛИН²
Рашид Камилевич ЯРУЛЛИН³

УДК 532.542, 550.8.014

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РЕГУЛЯРНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ФАЗОВЫХ РАСХОДОВ В НИЗКОДЕБИТНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

¹ ассистент кафедры геофизики, заведующий лабораторией,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
gaiver28@mail.ru

² доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
valra@geotec.ru

³ кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры геофизики, директор
инновационного центра «Технопарк»,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
rkuf@yandex.ru

Аннотация

В статье приведены результаты экспериментальных исследований применимости и диапазона расходных параметров метода тепловой метки для решения практических задач в условиях горизонтальной скважины, где в качестве источника тепла был использован индукционный нагреватель. Исследования проводились на сертифицированном термогидродинамическом стенде БашГУ и в лаборатории термометрии. По результатам проведенных работ была показана принципиальная возможность применения метода

Цитирование: Гаязов М. С. Применение метода регулярных температурных меток для измерения фазовых расходов в низкодебитных горизонтальных скважинах / М. С. Гаязов, Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 150-165.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-150-165

в условиях однофазного и двухфазного расслоенного потока. Установлено, что форма и тип источника искусственной термоаномалии не влияют на результаты измерения локальных скоростей потока с выходом на общий дебит. По результатам работы определены пороговые значения величины расхода (не более 100 м³/сут. по воде или легкой нефти для колонны диаметром $D = 4 \frac{1}{2}$ ") при использовании индуктора ограниченной мощности ($P \approx 1$ кВт), а также обозначены требования к конфигурации скважинной аппаратуры, обеспечивающей возможность оценки поинтервальных фазовых расходов в низкодебитных горизонтальных скважинах. Продемонстрирован фронт движения и эволюция тепловой метки по длине стенда для расслоенного горизонтального (субгоризонтального) потока, состоящего из гидравлического масла и технической воды. Определены факторы, влияющие на точность измерения.

Ключевые слова

Горизонтальные скважины, тепловые метки, локальные скорости, контроль за разработкой.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-150-165

Введение

На сегодняшний день остро стоит вопрос по определению фазовых расходов продукции с оценкой поинтервального дебита. Поставленная задача осложняется при наличии двух и более работающих пластов или при наличии нескольких портов гидроразрыва пласта (ГРП). При измерении дебита наибольшее распространение получили механические расходомеры. К сожалению, метод имеет существенные ограничения и недостатки, особенно в условиях расслоенного многофазного потока, т. к. регистрируемая частота вращения механической турбинки зависит от напора набегающего флюида. В свою очередь, мощность напора жидкости зависит от физических свойств флюида (плотности, вязкости и т. д.) и относительной скорости между чувствительным элементом и потоком [1]. Таким образом, расслоенное течение в субгоризонтальной или горизонтальной скважине добавляет неопределенность за счет неконтролируемого положения расходомера относительно границы раздела фаз (Hold Up, или HU) [3].

Для решения данного вопроса был сконструирован и опробован расходомер с распределенными механическими турбинками, обеспечивающими послойное измерение локальной скорости потока в действующих горизонтальных скважинах в сочетании с датчиками состава [8]. Однако практика применения такой аппаратуры на месторождениях РФ показала низкую эффективность в малодебитных скважинах в связи с высоким порогом срагивания малогабаритной турбинки и высоким риском механического загрязнения.

Как альтернатива механическим расходомерным системам может рассматриваться метод меченой жидкости (например, изотопов, химических маркеров или тепловых меток) [5].

В последнее время в скважинной геофизике находит применение метод активной термометрии. Одним из ее ответвлений является отслеживание дви-

жения термоаномалии вдоль ствола скважины. В качестве поставщика выступает индукционный нагреватель, выделяющий энергию в металле на локальном отрезке эксплуатационной колонны [7]. Результаты опробования в полевых условиях показали высокую эффективность метода при решении ряда задач, в частности при контроле технического состояния скважины или оценке расхода в условиях низкодебитной вертикальной и слабонаклонной скважины.

При этом метод активной термометрии не требует использования дорогостоящего импульсного генератора нейтронов, применяемого при ядерно-магнитном каротаже (ЯМК), отсутствует необходимость применения инжектора контрастных жидкостей, а управление работой индуктора в режиме online предоставляет возможность генерации термоаномалии неограниченное число раз за один пуск, имеется перспектива его применения в условиях действующих горизонтальных скважин.

Физические основы метода температурных меток

Для работоспособности разрабатываемого метода определения фазовых расходов с выходом на общий дебит первым условием является формирование тепловой метки достаточной амплитуды (ΔT) [4]. Современные скважинные средства измерения температуры обладают чувствительностью не хуже $0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$. Исходя из этого, амплитуда термоаномалии в $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ будет достаточной для отслеживания ее движения и эволюции в потоке.

Для оценки верхнего предела по дебиту и необходимой мощности индуктора (а следовательно, и величины прогрева стальной колонны) было рассмотрено два режима течения: ламинарный и турбулентный.

В режиме ламинарного потока радиальная составляющая теплопереноса в основном определяется теплопроводностью флюида, а зона прогрева ограничена. С учетом интервала прогрева стальной колонны время взаимодействия (или время прохода) жидкости зоны разогрева равно

$$t_{\text{взаимод.}} = \frac{L}{\vartheta}, \quad (1)$$

где L — длина нагревательного элемента, м; ϑ — средняя скорость потока, м/с.

В свою очередь, средняя скорость потока вычисляется через отношение дебита к живому сечению потока:

$$v = \frac{q}{S}. \quad (2)$$

При исследовании горизонтальных скважин в современной геофизической аппаратуре все чаще встречаются модули с радиально распределенными датчиками, размещенными на центраторах. При таком исполнении чувствительный элемент располагается на расстоянии 10–20 мм от металла колонны, и для регистрации температурной метки достаточно прогреть пристеночный слой жидкости толщиной в 20 мм (рис. 1).

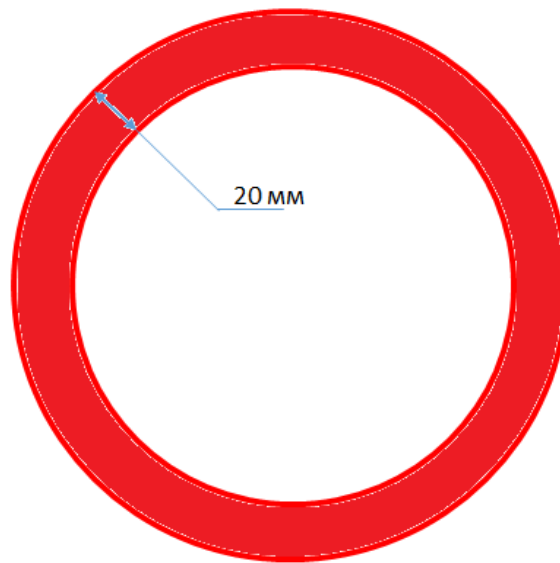


Рис. 1. Пристеночная толщина прогрева

Fig. 1. Wall thickness of heating

Будем считать, что потери тепла нагревателя в окружающую среду отсутствуют или пренебрежимо малы. Тогда по закону сохранения энергии всё тепло, выделившееся на стальной колонне, уйдет на разогрев рабочего флюида:

$$Q = Pt_{\text{взаимод.}} = cm_k \Delta T, \quad (3)$$

где P — мощность нагревателя, Вт; c — удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг · °С); m_k — масса разогреваемого флюида, кг.

С учетом (1) и (2) из равенства (3) выразим зависимость амплитуды от мощности индуктора:

$$\Delta T = \frac{4PLS}{\pi q c \rho (D^2 - D_1^2)}, \quad (4)$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м³; D — диаметр стальной колонны, м; D_1 — диаметр невозмущенного потока, м.

Очевидно, что ламинарный режим течения не будет сохраняться на всем диапазоне величины дебита. Приняв $Re = 2\,300$ за пороговое значение, рассчитаем максимальный дебит, при котором будет сохраняться ламинарный режим течения по формуле (5):

$$q = \frac{Re \mu D}{4\rho}, \quad (5)$$

где μ — динамическая вязкость флюида, Па · с.

Таблица 1

Характеристики рабочих флюидов

Параметр	Вода техническая	Легкая нефть
Динамическая вязкость, сПз	1	15 (при 26 °С)
Плотность, кг/м ³	1 000	880
Удельная теплоемкость, Дж/(кг · °С)	4 200	1 700

Table 1

Performance of working fluids

Характеристики используемых в расчетах и эксперименте рабочих флюидов представлены в таблице 1. Оценка максимального дебита по воде и нефти с учетом режима ламинарного течения для труб разного диаметра приведена в таблице 2.

Таблица 2

Максимально допустимые значения дебита

Колонна D , мм	$D_{вн}$, мм	Q_{max} воды, м ³ /сут.	Q_{max} нефти, м ³ /сут.
146	≈124	20	335
114	≈100	16	270
73	≈52	8	120

Table 2

The maximum allowable flow rate

Вторым фактором, ограничивающим работоспособность метода, является мощность тепловыделения при работе индуктора. Ниже приведена оценка максимального дебита по воде для различной мощности индуктора в наиболее распространенном типе хвостовиков в конструкции горизонтальных скважин, имеющих внутренний диаметр $D_{вн} \approx 100$ мм (рис. 2).

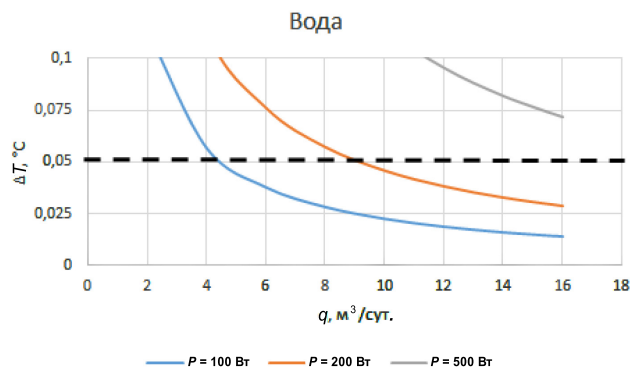


Рис. 2. Зависимость амплитуды термоаномалии от мощности теплового потока индуктора для ламинарного режима течения воды

Fig. 2. The dependence of the amplitude of temperature anomaly power heat flux inductor for laminar flow of water

Проведенная оценка показала, что мощность нагревателя $P = 500$ Вт достаточна для реализации метода в потоке воды для режима ламинарного течения. Соответственно, с учетом того, что удельная теплоемкость нефти меньше удельной теплоемкости технической воды, а плотность сопоставима, мощность тепловыделения в 500 Вт обеспечит работоспособность метода и в нефтяной среде.

В условиях обводнения продукции дебит по воде может достигать $70 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и более. При этом режим течения в воде будет турбулентным, и за счет вихреобразования в потоке будет наблюдаться интенсивное перемешивание. Как результат, энергия, выделявшаяся на стальной колонне в процессе работы индуктора, распределится по всему объему потока. В этом случае уравнение (4) примет вид:

$$\Delta T = \frac{P}{q c \rho}. \quad (6)$$

Оценка максимальной мощности индуктора (равной $P = 1$ кВт) выполнена по аналогии с режимом ламинарного потока (рис. 3).

Указанная мощность реализована в промышленно используемых скважинных приборах, что делает возможным применение метода температурных меток в реальных скважинах [2].

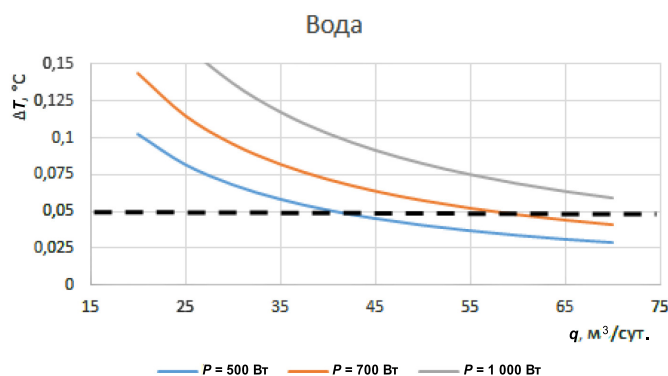


Рис. 3. Зависимость амплитуды термоаномалии от мощности теплового потока индуктора для ламинарного режима течения воды

Fig. 3. The dependence of the amplitude of temperature anomaly power heat flux inductor to the turbulent mode of water flow

Следующий критический параметр — продолжительность работы индуктора для формирования значимой термоаномалии. Ввиду большой инерционности разогрева стальной колонны и сложности физического описания процессов теплоотвода, оптимальное время работы индуктора было подобрано опытным путем в ходе серии экспериментов, по итогам которых минимальное время работы нагревателя составило не менее $3t_{\text{взаимод.}}$. Оценочно его можно определить как

$$t = 3 \cdot t_{\text{взаимод.}} \quad (7)$$

Данная величина принята ввиду инерциальной составляющей работы индуктора и немгновенности распространения теплового поля возмущения в потоке.

Исходя из приведенных выше оценок, с учетом рассчитанных значений чисел Пекле (для воды не менее 9 000, для масла — 8 000) можно говорить о преобладании конвективного переноса теплоты. В связи с этим молекулярной теплопроводностью как внутри каждой жидкости, так и на границе между ними можем пренебречь.

Таким образом, рекомендуемые к опробованию параметры работы индукционного нагревателя для колонны 114 мм следующие:

- мощность индуктора не менее $P \geq 1\,000$ Вт,
- максимальный дебит по воде более $q_b \leq 100$ м³/сут.,
- время работы нагревателя в рамках одного включения не менее $t \geq 15$ с.

Экспериментальная оценка работоспособности метода проведена в лабораторных условиях на специализированных стендах.

Описание стенда

Стенд № 1

Исследования выполнялись в условиях двухфазного потока на технической воде и трансформаторном масле. Труба, изготовленная из оргстекла (рис. 4), с внутренним диаметром (96 ± 1) мм и длиной более 12 м располагалась строго горизонтально, с небольшим отклонением от горизонтали ($\pm 1^\circ$) по всей длине конструкции. Вода и масло подавались с торца стенда через систему, представляющую собой рассекатель потока, зону равномерного и интенсивного смешивания двух фаз и интервал, линеаризующий поток для исключения локальных струй.

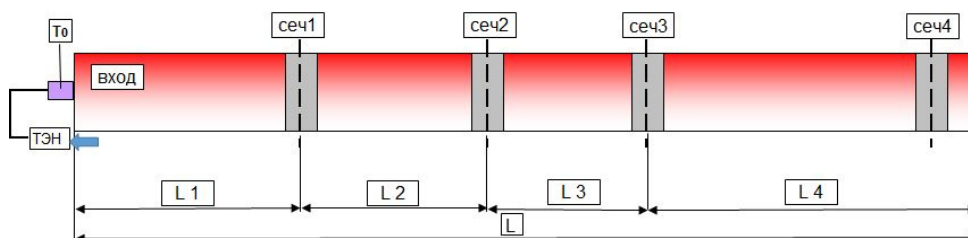


Рис. 4. Конфигурация гидродинамического стенда № 1 с вертикально распределенными термосканерами: сеч1, сеч2, сеч3, сеч4 — места размещения датчиков Т; ТЭН — проточный нагреватель; T_0 — точка контроля входной температуры; $L = 14$ м, $L_1 = L_4 = 4$ м, $L_2 = 2,35$ м, $L_3 = 2,05$ м

Fig. 4. Configuration of hydrodynamic stand no. 1 with vertically distributed thermal scanners: сеч1, сеч2, сеч3, сеч4 — placement of sensors Т; ТЭН — flow heater; T_0 — point of control of the input temperature; $L = 14$ m, $L_1 = L_4 = 4$ m, $L_2 = 2.35$ m, $L_3 = 2.05$ m

На каждом сечении в перпендикулярной потоку плоскости размещено девять датчиков температуры с постоянным шагом 10 мм. Датчики Т1 и Т9 (два крайних датчика температуры) для снижения краевых эффектов отнесены от стенок трубы на 5-8 мм. Такая конфигурация термопар позволяет наблюдать и регистрировать на ПК эволюцию движения термоаномалии по длине стенда и определять локальные скорости потока.

Исполнение рабочей части стенда из оргстекла позволяет визуально наблюдать за движением двухфазного потока жидкости и выделять границу водомасляного контакта. Измерение степени фазозаполнения потока производилось путем замера смоченного периметра каждой жидкости (рис. 5).

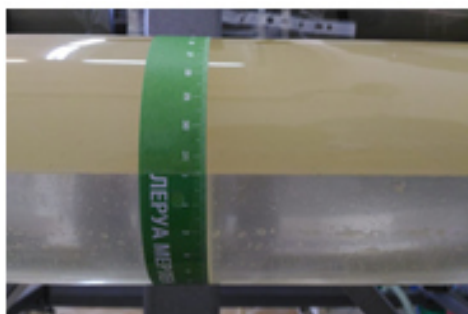


Рис. 5. Характер водомасляного контакта по длине горизонтального трубопровода



Fig. 5. The nature of the water-oil contact along the length of the horizontal pipeline

Стенд № 2

Рабочее тело стенда выполнено из ПВХ-труб с внутренним диаметром 50 мм. Сконструированная конфигурация с малым диаметром позволяет исследовать поведение температурной аномалии при более высоких скоростях течения, а следовательно, и при больших значениях числа Рейнольдса при ограниченной мощности насосов. Кроме того, более значимой отличительной чертой стенда является наличие в нем участка нагрева стальной трубы, а не непосредственно рабочего флюида (рис. 6).

Системы подачи, контроля и измерения

Во время выполнения экспериментальных работ были использованы малоинерционные датчики температуры (на основе термопар k -типа) фирмы «Тесей». Коэффициент тепловой инерции датчиков — менее 0,5 с, разрешающая способность измерительной системы — не хуже 0,003 °С. Датчики были подключены к единому измерительному модулю NI 9214 и работали в программной среде Lab View, что исключало искажение входящего сигнала на уровне анализатора. Предварительно термопары прошли тарировку как в условиях пассивного термостата, так и на калибраторе температур КТ-1М.

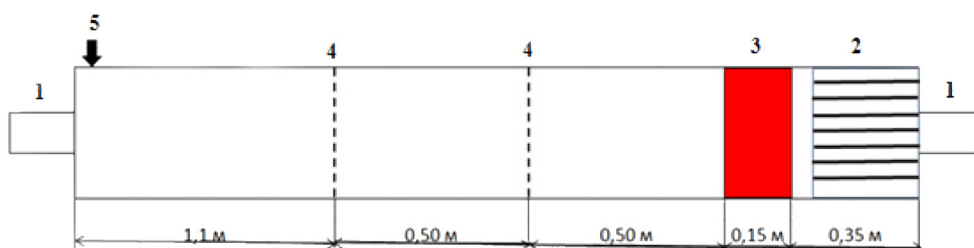


Рис. 6. Схема конфигурации стенда № 2: 1 — система патрубков входа/выхода рабочей жидкости; 2 — линейризатор потока; 3 — зона нагрева стальной трубы; 4 — две группы распределенных в вертикальном сечении датчиков температуры с базовым расстоянием 0,5 м и отступом от зоны нагревателя 0,5 м; 5 — система стравливания газа из рабочего участка стенда

Fig. 6. Configuration diagram of the stand no. 2: 1 — system of pipes inlet/outlet of the working fluid; 2 — flow linearizer; 3 — steel pipe heating zone; 4 — two groups of temperature sensors distributed in a vertical section with a base distance of 0.5 m and an offset from the heater zone of 0.5 m; 5 — gas bleed system from the working section of the stand

Для подачи рабочих флюидов были использованы многоступенчатые нормальновсасывающие горизонтальные высоконапорные центробежные насосы блочного типа Wilo MHI 1603, регулировка дебита (частоты вращения насоса) осуществлялась с помощью трехфазного преобразователя частоты EasyDrive ED3100. Данная система подачи жидкости обеспечила возможность плавной регулировки величины дебита. Жидкость двигалась по замкнутому контуру, что исключало изменения ее теплофизических свойств.

Учет величины дебита контролировался с помощью механических счетчиков с импульсным выходом, показания с которых собирались на специализированную панель с выводом данных на ПК. Порог страгивания расходомеров — $0,25 \text{ м}^3/\text{час}$.

Все средства измерения, использованные на текущем гидродинамическом стенде, были заимствованы с основного термогидродинамического стенда для исследования многофазных потоков и тестирования скважинной аппаратуры. Стенд имеет выданный Центром метрологических исследований «Урал-Гео» сертификат о калибровке средства измерения № 098-05/17 от 12 мая 2017 г.

Результаты эксперимента

Одной из главных задач серии экспериментов являлась оценка работоспособности метода температурных меток при измерении локальной скорости потока и суммарного дебита в условиях горизонтального и субгоризонтального трубного течения. Для этого на входе формировалась температурная метка. Генерация тепловой метки была произведена двумя способами: при помощи проточного нагревателя с пиковой мощностью 1 кВт и при помощи нагрева стальной трубы длиной 150 мм с использованием нихромовой обмотки и ее теплоизо-

ляции. Движение термоаномалии фиксировали группы датчиков температуры, расположенные на различном расстоянии от входа и на одинаковой высоте относительно нижней образующей (рис. 7). Локальная скорость в слое рассчитывалась путем измерения времени прохода фронта термоаномалии через контрольные точки температуры с учетом расстояния между ними:

$$v = \frac{L_i}{\Delta t}, \quad (8)$$

где v — локальная скорость потока в выбранном слое, L_i — длина базы между сечениями, Δt — время «пробега» термоаномалии между сечениями.

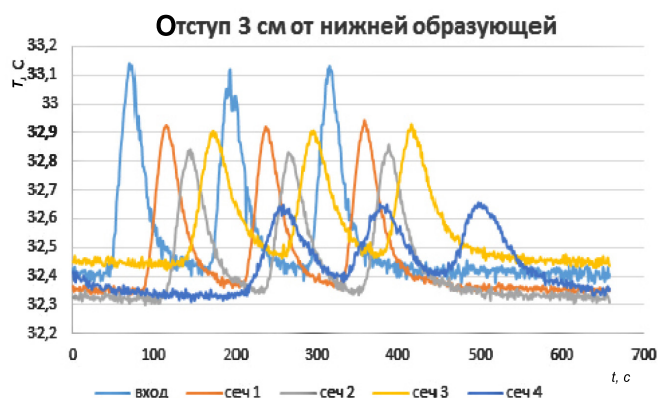


Рис. 7. Эволюция серии импульсов по длине стенда, регистрируемая на оси трубы

Fig. 7. Evolution of a series of pulses along the length of the stand, recorded on the pipe axis

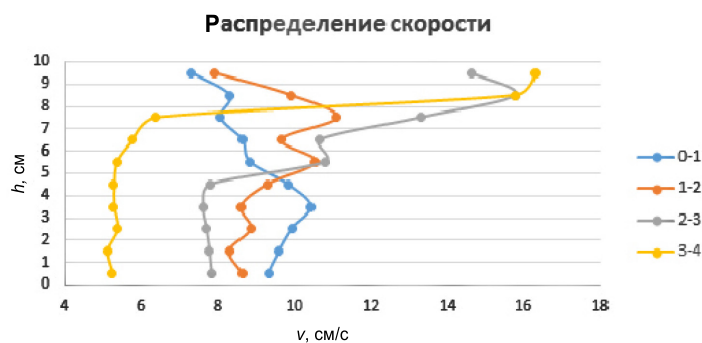


Рис. 8. Вертикальное распределение скоростей для различных интервалов движения:
 0-1 — от торца до первого контрольного сечения,
 1-2 — от первого до второго сечения,
 2-3 — от второго до третьего сечения,
 3-4 — от третьего до четвертого сечения

Fig. 8. The vertical distribution of speeds for different intervals:
 0-1 from the end to the first control section,
 1-2 from the first to the second section,
 2-3 from the second to the third section,
 3-4 from the third to the fourth section

Результаты экспериментальной оценки локальных скоростей между отдельными сечениями при дебитах $q_{\text{в}} = 1,27$ и $q_{\text{м}} = 0,9$ м³/час по наблюдению термоаномалий приведены на рис. 8.

Как видим (рис. 8), послойное распределение локальной скорости потока вдоль горизонтальной трубы на стенде меняется. По мере удаления от точки входа наблюдается «разгон» масла. Данное явление обусловлено концевым эффектом, характерным для выхода на вертикальную часть стенда. Зона проявления концевого эффекта зависит от конфигурации труб, угла отклонения от горизонтали, высоты выброса жидкости в резервуар, гидродинамического сопротивления смеси «вода + масло», т. е. от их скорости движения (дебита), динамической вязкости, коэффициента гидравлического трения и др.

Для большей наглядности можно совместить рассчитанные значения фронта движения смеси по длине стенда с фиксируемым уровнем Hold Up (рис. 9).

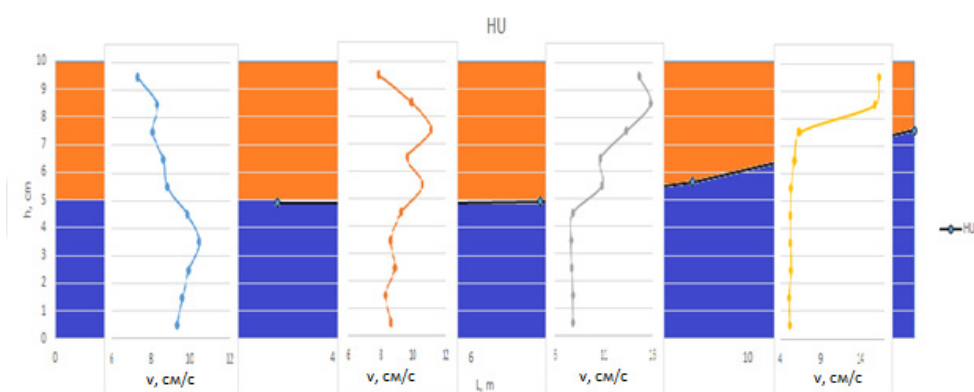


Рис. 9. Распределение локальных скоростей и уровня водомасляного контакта по длине стенда

Fig. 9. Distribution of local speeds and the level of water-oil contact along the length of the stand

Расчет послойного и общего дебита производится путем деления живого сечения потока на равные по высоте интервалы с последующим подсчетом эффективной площади движения каждого слоя. Данная схема обработки данных позволяет выполнить оценку общего и фазового расхода с достаточно высокой точностью, недостижимой при использовании механических систем измерения. Очевидно, что при увеличении числа датчиков в каждом из сечений точность расчета фазовых дебитов возрастет. Но при этом массив регистрируемых данных увеличится, что повлияет на сложность его обработки и интерпретации. Еще одним важным фактором, влияющим на расчет фазовых расходов, является максимально точное определение HU.

Однако при малых скоростях потока (расхода) возникает дополнительная погрешность за счет термогравитационного расслоения со всплытием горячего флюида к верхней образующей трубы и формированием застойной зоны на нижнем сечении [4]. Влияние термогравитационного эффекта на профиль скорости однофазного потока представлен на рис. 10.

Результаты

Сравнение показаний механических расходомеров и расчетных данных по дебиту для каждой из двух фаз приведены в таблице 3.

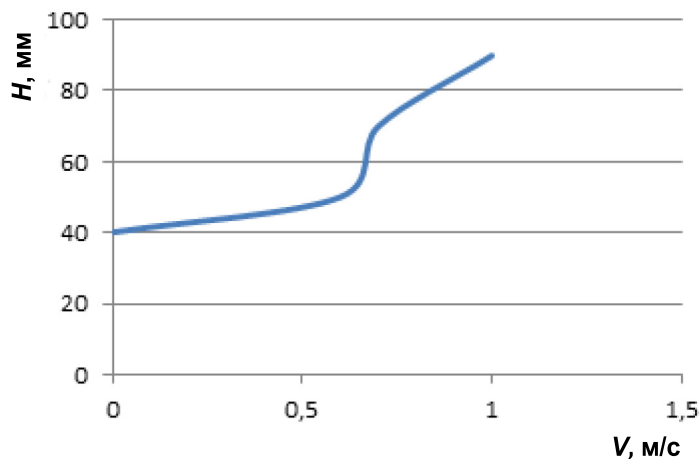


Рис. 10. Распределение линейной скорости однофазного потока по вертикали (во 2-м сечении), построенное методом температурных меток

Fig. 10. Linear distribution single-phase flow rates vertical (in the 2nd section), method constructed temperature marks

Таблица 3

Регистрируемые и рассчитанные дебиты масла и воды

Table 3

Recorded and calculated oil and water flow rates

Угол наклона, град.	Расход по воде Q_v , м ³ /час	Расход по маслу Q_m , м ³ /час	Расчетные данные Q_v , м ³ /час	Расчетные данные Q_m , м ³ /час	Re воды	Re масла	Pe воды	Pe масла
0	1,27	0,9	1,32	1,05	4 494	135	15 713	14 476
0	2,68	0,48	2,62	0,44	9 483	72	33 158	7 720
+1	0,70	0,74	1,25	1,43	2 477	111	8 660	11 902
+1	1,86	1,72	1,74	1,83	6 581	259	23 013	27 665
-1	0,70	1,25	0,76	1,18	2 477	188	8 660	20 105
-1	1,62	1,05	1,72	0,93	5 732	158	20 043	16 888

По рассчитанному числу Рейнольдса можно говорить о турбулентном режиме течения воды и ламинарном — масла. Что косвенно подтверждается ха-

рактором осевого распределения локальных послойных скоростей для каждой из фаз (рис. 8 и 9). Распределение скоростей для воды имеет практический однородно-монотонный характер, кроме зоны, приближающейся в границе раздела фаз, а распределение локальных скоростей потока масла имеет резко изогнутую и хаотичную структуру. Очевидно, что на практике практически невозможен случай идентичности скоростей масла (нефти) и воды выше и ниже уровня НУ.

Особую сложность определения, анализа и предсказания характера течения двух жидкостей с разными гидродинамическими характеристиками представляет их граница раздела. На практике для решения проблемы с уровнем НУ предлагается совмещение расходомерного модуля, работающего по методу температурных меток, с распределенными датчиками состава (влагомеры, резистивиметры).

Заключение

Результаты выполненных экспериментальных работ и материалы скважинных исследований в действующих горизонтальных скважинах указывают, что температурная метка, сформированная в горизонтальном стволе скважины, перемещается по верхней латерали и сохраняет значимую амплитуду достаточно длительное время, что позволяет проследить ее эволюцию в потоке. При этом термоаномалии, сформированные в условиях расслоенного водонефтяного потока, в нефти и воде движутся независимо друг от друга, а процесс молекулярного теплообмена между ними пренебрежимо мал. При исследовании градиента температуры в сечении потока величина разогрева для каждой из фаз будет различна, что позволяет косвенным образом определить Hold Up расслоенного изотермического потока. Наблюдая процесс эволюции температурной метки вдоль горизонтального ствола с помощью распределенных датчиков температуры, можно оценить линейную скорость каждой из фаз. Комплекс распределенных датчиков температуры и состава позволяет оценить и фазовые расходы с выходом на общий дебит. Данный метод измерения может быть реализован с применением традиционных датчиков состава и не менее двух модулей вертикально распределенных датчиков температуры, разнесенных на базовые расстояния между собой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альтшуль А. Д. Гидравлика и аэродинамика. Основы механики жидкости: учебное пособие для вузов / А. Д. Альтшуль, Н. П. Киселев. 2-е изд. М.: Стройиздат, 1975. 323 с.
2. Валиуллин Р. А. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований / Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин, А. Р. Яруллин, В. С. Шако, А. Д. Паршин // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (26-28 октября 2010, Москва, Россия). Статья SPE 136272-RU. DOI: 10.2118/136272-RU

3. Валиуллин Р. А. Тестирование скважинной аппаратуры на стенде — как обязательный элемент испытания при разработке и передаче ее в производство / Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин, А. Р. Яруллин // Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 300-308.
4. Гаязов М. С. Метод температурных меток оценки скорости потока и общего расхода применительно к условиям действующих горизонтальных скважин / М. С. Гаязов // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Естественные науки. 2017. № 2. С. 44-55.
5. Горбачев Ю. И. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов / Ю. И. Горбачев. М.: Недра, 1990. 400 с.
6. Яруллин А. Р. Результаты экспериментальных исследований двухфазного расслоенного потока в горизонтальном стволе скважины со знакопеременной траекторией / А. Р. Яруллин // Каротажник. 2014. № 243. С. 72-76.
7. Яруллин Р. К. Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока / Р. К. Яруллин, А. Р. Яруллин, М. С. Гаязов // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 1 (11). С. 7-11.
8. Flow Scan Imager (FSI): US Patent 7424366 // Schlumberger Technology Corporation. 9 September 2008. URL: <http://www.slb.ru/>

Marat S. GAYAZOV¹
Rim A. VALIULLIN²
Rashid K. YARULLIN³

UDC 532.542, 550.8.014

THE METHOD OF REGULAR TEMPERATURE LABELS IN MEASURING PHASE FLOW RATES IN LOW-FLOW HORIZONTAL WELLS

- ¹ Assistant, Department of Geophysics; Head of the Laboratory,
Bashkir State University (Ufa)
gaiver28@mail.ru
- ² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Head of the Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
valra@geotec.ru
- ³ Cand. Sci. (Phys.-Math), Associate Professor, Department of Geophysics,
Director of the Innovation Center “Technopark”,
Bashkir State University (Ufa)
rkuf@yandex.ru

Abstract

This article presents the results of experimental studies of the applicability and range of consumption parameters of the heat tag method for solving practical problems in a horizontal well where an induction heater was used as a heat source. The research was carried out on the certified thermohydrodynamic stand of BSU and in the laboratory of thermometry. The results of the study showed that the method can be applied in a single-phase and two-phase stratified flow with an error of no more than 8%. It was found that the shape and type of the source of the artificial thermoanomaly does not affect the results of measuring local flow rates with an output of the total flow rate. The results of the work defined threshold flow rate (100 m³/day water or light oil for a column of diameter $D = 4 \frac{1}{2}$ ") using an inductor of limited power ($P \approx 1$ kW), as well as the requirements to configuration of downhole instruments,

Citation: Gayazov M. S., Valiullin R. A., Yarullin R. K. 2020. “The method of regular temperature labels in measuring phase flow rates in low-flow horizontal wells”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 150-165. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-150-165

providing the possibility of estimating the interval of the phase costs in marginal horizontal wells. The motion front and the evolution of the heat mark along the length of the stand for a stratified horizontal (sub-horizontal) flow consisting of hydraulic oil and process water are demonstrated.

Keywords

Horizontal wells, thermal tags, local speeds, development control.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-150-165

REFERENCES

1. Altshul A. D., Kiselev N. P. 1975. Hydraulics and aerodynamics. Fundamentals of fluid mechanics. Textbook for universities. 2nd edition. Moscow: Stroizdat. 323 pp. [In Russian]
2. Valiullin R. A., Yarullin R. K., Yarullin A. R., Shako V. S., Parshin A. D. 2010. "Development of criteria for allocation of working intervals in low-rate horizontal wells based on physical experiment and well studies". Russian technical oil and gas conference and exhibition SPE on exploration and production (26-28 October, Moscow, Russia). SPE 136272-RU. DOI: 10.2118/136272-RU [In Russian]
3. Valiullin R. A., Yarullin R. K., Yarullin A. R. 2012. "Testing of downhole equipment on the stand — as a mandatory element of testing when developing and transferring it to production". Oil and Gas Business, no. 3, pp. 300-308. [In Russian]
4. Gayazov M. S. 2017. "Method of temperature marks for estimating the flow rate and total flow rate in relation to the conditions of operating horizontal wells". Izvestiya vyshe uchebnykh zavedeniy. Volga region. Natural science, no. 2, pp. 44-55. [In Russian]
5. Gorbachev Yu. I. 1990. Geophysical studies of wells. Textbook for universities. Moscow: Nedra. 400 pp. [In Russian]
6. Yarullin A. R. 2014. "Results of experimental studies of a two-phase stratified flow in a horizontal wellbore with an alternating trajectory". Nauchno-tehnicheskij vestnik "Karotazhnik", no. 243, pp. 72-76. [In Russian]
7. Yarullin R. K., Yarullin A. R., Gayazov M. S. 2019. "The concept of applying the method of temperature marks in horizontal wells in multiphase flow conditions". PRONEFT. Professionals about Oil, no. 1 (11), pp. 7-11. [In Russian]
8. Schlumberger Technology Corporation. 2008. Flow Scan Imager (FSI), US Patent 7424366, September 9. <http://www.slb.ru/> [In Russian]