

Основы промышленного каротажа

Колин Уиттакер (Colin Whittaker)



Цель данной книги — дать читателю исчерпывающую информацию о датчиках для промышленного каротажа, методиках и приложениях для анализа данных и планирования таких работ.

На каждой странице представлены ссылки для упрощения навигации. Также данный PDF-файл можно просматривать в обычном режиме.

Доступ к любому из перечисленных разделов можно получить со страниц содержания нажатием на название раздела или номер страницы. Настоящая электронная книга содержит закладки и указатели.

Нажмите [здесь](#), чтобы перейти к содержанию.

Чтобы получить справку по использованию ПО Adobe Acrobat Reader, нажмите кнопку **F1**. Нажмите [здесь](#), чтобы перейти к онлайн-справке Adobe Acrobat.

Для оптимального просмотра настоящего документа рекомендуется установить последнюю версию ПО Acrobat Reader. Нажмите на значок, чтобы загрузить соответствующую версию:



Schlumberger
3750 Briarpark Drive
Houston, Texas 77042 (Хьюстон, Техас)
slb.com

Выпущено отделом маркетинговых коммуникаций Schlumberger.

Авторское право © 2013 г. Schlumberger. Все права защищены.

Запрещается полное или частичное воспроизведение, сохранение в поисковой системе или передача данной книги в любой форме или любыми средствами, будь то электронными или механическими, включая копирование и перезапись, без предварительного письменного разрешения издателя. Хотя информация, представленная здесь, считается точной, она предоставляется без явных или подразумеваемых гарантий в отношении ее точности или полноты.

Настоящий перевод проверен группой технических экспертов Шлюмберже –
Семён Леваненков, Назир Давлетшин, Ерлан Исабеков

13-PR-0001

ISBN-13: 978-1-937949-07-5

Знак сноски (*) в настоящем документе обозначает сноску за авторством компании Schlumberger.
Названия иных компаний, их продуктов и услуг являются собственностью их законных владельцев.

Содержание

Вступительное слово	vii
Введение	1
Скважинная среда	2
Режимы водонефтяного потока	4
Режимы газожидкостного потока	12
Используемые в настоящее время корреляции газожидкостного проскальзывания	14
Иные модели газожидкостного потока	16
Ссылки	16
PVT для промыслового каротажа	17
Что такое PVT?	17
PVT воды	17
PVT газа	18
PVT нефти	21
PVT газового конденсата	24
Ссылки	25
Приборы для измерения скорости потока	27
Модель теоретического времени отклика расходомера	28
Модель практического времени отклика расходомера	30
Интерпретация данных расходомера — первоначальный лабораторный анализ	30
Калибровка расходомера в скважинных условиях	31
От скорости расходомера к скорости смеси	35
Рециркуляция и расходомер	37
Расходомер с отклонителем потока	38
Методы графической интерпретации	39
Алгоритмы компьютерной обработки	39
Поведение расходомера при наличии эффекта проскальзывания фаз	40
Минимальные скорости, зарегистрированные в ходе исследований с несколькими проходами расходомера	41
Каков верхний предел вязкости для работы расходомера?	42
Ссылки	42
Давление и температура	43
Датчики давления	43
Данные о давлении для определения стабильности скважины	43
Давление для определения PVT-параметров	43
Данные о пластовом давлении	43
Данные о давлении для расчетов плотности флюида	43
Данные давления для анализа переходных процессов	43
Датчики температуры	44
Данные температуры для определения PVT-параметров	45
Температурные данные для качественного анализа притока	46

Температурные данные для количественного анализа притока	50
Температурные данные для обнаружения утечек	50
Измерение плотности	51
Расчет объема содержания фаз на основе плотности	51
Градиоманометрические измерения	51
Сифонный метод	51
Метод перепада давления	52
Поправки на трение	55
Поправки на колебания или движения	55
Влияние притоков сильной интенсивности	57
Влияние ускорения	57
Измерения градиента давления	59
Ядерные методы измерения плотности флюида	59
Датчики вязкости и плотности	60
Ссылки	61
Измерения объемного содержания фаз датчиками	62
Датчики для измерения объемного содержания воды	62
Контроль качества данных каротажа FloView	65
Расчет дебита на основе данных о скорости потока пузырьков	69
Налипание капель	74
Датчики для измерения объемного содержания газа	75
Ссылки	79
Диэлектрический каротаж	80
Датчики емкостного сопротивления	80
Ссылки	82
Импульсные нейтронные взаимодействия	83
Каротаж объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL)	85
Характеристика каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL) с помощью RSTPro	87
Скорость каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL) с помощью RSTPro	89
Проверка качества каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL) с помощью RSTPro	90
Проведение TPHL каротажа с помощью RSTPro	91
Сфера применимости (и неприменимости) TPHL каротажа	92
Ссылки	92
Измерение скорости с помощью маркеров и индикаторов	93
Радиоактивные маркеры	93
Физические основы кислород-активационного каротажа (WFL)	94
Обзор стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)	96
Контроль качества данных стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)	97
Область применения	104
Планирование временных последовательностей стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)	106
Каротаж фазовой скорости потока PVL	106
Иные методики трассирования	107
Интерпретация показаний Flow Scanner	108
Обзор прибора Flow Scanner	108
Методы интерпретации показаний Flow Scanner	109

Анализ данных, полученных за один проход прибора	109
Интерпретационный подход в суммировании данных Flow Scanner	110
Интерпретация датчиков состава и данных расходомерии	113
2D-подход к интерпретации данных Flow Scanner	118
Набор данных прибора Flow Scanner	121
Инструменты интерпретации данных Flow Scanner	128
Пределы интерпретации прибора Flow Scanner	128
Применение прибора Flow Scanner в промысловом каротаже	129
Ссылки	129
Формулы и методы интерпретации промыслового каротажа	130
Однофазный поток	130
Двухфазный поток	130
Трехфазный поток	131
Инструмент интерпретации	132
Весовой коэффициент	133
Весовой коэффициент скорости проскальзывания	134
Локальные минимумы	134
Гибридный генетический алгоритм	135
Контроль качества механизма интерпретации	135
Скважинные сепараторы и корректировка плотности	138
Глобальная регрессия	141
Зоны псевдо-поглощения	141
Механизм интерпретации и горизонтальные скважины	147
Интерпретация температуры	147
Геотермальная температура	147
Коэффициент теплопотерь	147
Формула тепловой функции	148
Влияние перепада давления и температуры	148
Модель пласта	149
Интерпретация газоконденсатной скважины	150
Механизмы интерпретации данных Flow Scanner	150
Будущее механизмов интерпретации и интерпретации данных Flow Scanner	150
Соответствие поверхностным дебитам	151
Ссылки	153
Обнаружение и локализация утечек	154
Типовое заканчивание скважины	154
Оценка проблемы	154
Моделирование интервала негерметичности	155
Альтернативный метод регистрации температуры	158
Выявление интервалов негерметичности на основе нейтронных методов	158
Шумометрия для выявления интервалов негерметичности	159
Планирование работы	159
Нагнетание пара	160
Энтальпия воды и пара	160
Качество пара	160
Расход пара	160
Фазовое поведение воды	161
Массовый расход пара и качество пара	161
Проверка наличия кольцевого потока	162

Пример паронагнетательной скважины	162
Ссылки	165
Планирование работы	166
Скважинная среда	166
Цели	167
Другие ограничения	169
Заколонные перетоки	169
Датчики для промыслового каротажа	170
Температура	170
Давление	170
Вертушечный или турбинный расходомер	170
Градиоманометрический датчик дифференциального давления	170
Измерения объемного содержания фаз датчиками	171
Плотность флюида на основе ядерных измерений	171
Метод активации кислорода	171
Маркеры	172
Импульсный нейтронный каротаж	172
Измерение объемного содержания фаз методом диэлектрического каротажа	172
Плотность и вязкость потока	172
Модель с проскальзыванием фаз	172
Оценка и выбор датчиков	172
Программа каротажных работ	173
Примеры программ каротажа	174
Полнопроходной расходомер, градиоманометрический датчик, датчики для измерения объемного содержания фаз, давления и температуры	174
Полнопроходной расходомер, датчики для измерения объемного содержания фаз, импульсный нейтронный каротаж, кислород-активационный каротаж, давление, температура, и базовый трактор (только каротаж вверх) в горизонтальной одноствольной скважине	175
Мини-расходомеры Flow Scanner на геофизическом тракторе MaxTRAC в горизонтальном открытом стволе водонефтяной скважины	175
Ссылки	175
Приложение	176
Данные расходомера Schlumberger	176
Единицы американской системы мер и весов	176
Международная система единиц	177
Символы	179
Система условных обозначений	184

Вступительное слово

Из нескольких видов простейших датчиков инструменты (приборы) промышленного каротажа эволюционировали в целый ряд инструментов, каждый из которых оснащен датчиками, предназначенными для проведения множества измерений. Анализ этих данных позволяет вычислить точные скорости потоков отдельных фаз и точно определить интервалы притока / поглощения флюида в скважине. Такое развитие и применение новых технологий промышленного каротажа просто необходимо, поскольку траектории становятся все сложнее, из вертикальных переходя в наклонные и горизонтальные, из-за чего схемы заканчивания скважин и варианты поддержания стабильного притока становятся всё сложнее.

Цель данной книги — дать читателю исчерпывающую информацию о датчиках для промышленного каротажа, методиках и приложениях для анализа данных и планировании таких работ. Как в отношении самых простых скважин, так и в отношении систем интеллектуального заканчивания скважин с трехфазным потоком, цель остается неизменной: получение кондиционных данных, которые помогут получить ответ на все поставленные задачи ПГИ.

«Основы промышленного каротажа» — это третья книга в серии справочной литературы компании Schlumberger для нынешних и будущих специалистов нефтепромышленной отрасли.

Кэтрин МакГрегор (Catherine MacGregor)
Президент, Wireline
Кламар, Франция (Clamart, France)
Январь 2013 г.

1 Введение

Хотя большинство людей, читающих эту книгу, уже имеют ясное представление о том, что означает «промысловый каротаж», по литературной традиции и для тех читателей, которые абсолютно незнакомы с темой, в этом введении приводится определение.

Цель промыслового каротажа состоит в том, чтобы определить, откуда поступают нефть, газ и вода в эксплуатационную скважину, или выявлении интервалов приемистости нагнетательной скважины. Промысловый каротаж заключается в определении интервалов стабильного или постоянного потока (q) и вычислении разницы между соседними стабильными интервалами.

Для измерения стабильных потоков в скважине не используются скважинные сепараторы и расходомеры объемного типа; вместо этого измеряют скорости, области, доли пустот и прочие характеристики расхода. Большинство доступных измерений имеют ограниченные диапазоны, в пределах которых прибор или датчик способен дать откалиброванные показания. Справедливости ради стоит отметить, что задача по выявлению интервалов и построения профиля притока флюида в скважину представляет собой достаточно сложную задачу. Цель данной книги — помочь читателям решить эту задачу и добиться приемлемой точности интерпретации результатов ПГИ.

Таким образом, в данной книге рассматриваются условия скважинного потока, подлежащие количественной оценке, выбор стандартных и усовершенствованных датчиков, используемых для проведения измерений, и методы интерпретации, используемые для преобразования измерений в значения расхода. Примеры промыслово-геофизических исследований, а также примеры анализа (интерпретации) таких данных также приведены в данной книге.

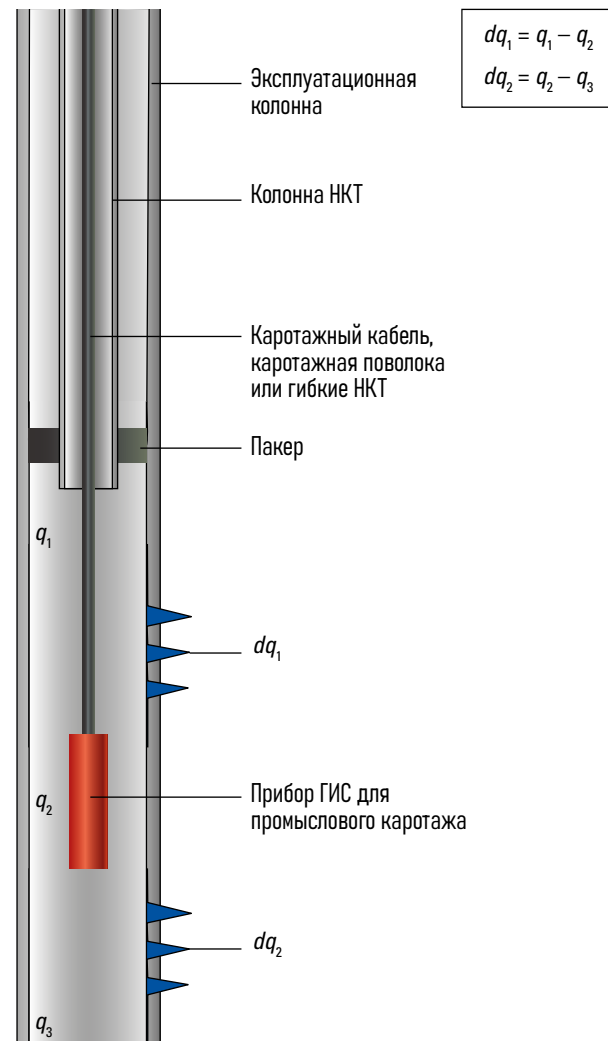


Рис. 1-1. Принцип промыслового каротажа.

Данная глава начинается с представления процессов, происходящих в добывающей скважине на глубине продуктивного пласта. В самом простом случае для нефтяной скважины без воды или свободного газа, инерционные силы потока нефти

$$\frac{\rho v^2}{d} \quad (2-1)$$

противостоят силам вязкости,

$$\frac{\mu v}{d^2} \quad (2-2)$$

где ρ — плотность нефти, v — средняя осевая скорость, d — диаметр трубы, а μ — динамическая вязкость.

Деление сил инерции на силы вязкости приводит к $\rho v d / \mu$ (или $v d / \nu$, где ν — кинематическая вязкость), иначе известному как число Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (2-3)$$

Число Рейнольдса выражается в относительных единицах и успешно предсказывает режим потока в трубах с круглым сечением для плотностей сред от атмосферного газа до ртути и для вязкостей от самой густой смолы или патоки до самого легкого газа. При внесении незначительных изменений этот же принцип может использоваться для квадратных желобов и даже рек. Эмпирическое исследование потока в трубах показывает, что при числе Рейнольдса меньше 2000 поток будет ламинарным, если значение превышает 4000, то поток будет турбулентным, а значения между 2000 и 4000 обозначают переходный режим (рис. 2-1). Такая степень неопределенности не может быть применена в большинстве программ для интерпретации ПГИ, поэтому используется жесткий переход от ламинарного потока к турбулентному при числе Рейнольдса, равном 2000. В некоторых случаях величину перехода снижают до 1500, чтобы компенсировать влияние приборов ГИС, создающих завихрения потока.

При работе в системе СИ плотность измеряется в килограммах на кубический метр ($\text{кг}/\text{м}^3$), скорость измеряется в метрах в секунду ($\text{м}/\text{с}$), диаметр — в метрах (м), а вязкость — в паскаль-секундах ($\text{Па}\cdot\text{с}$).

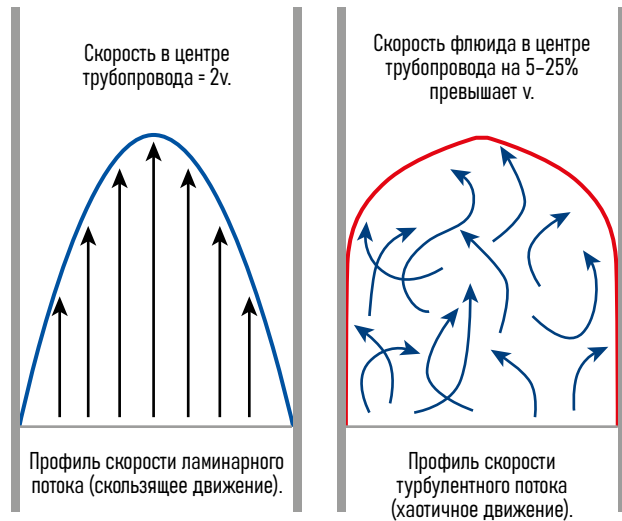


Рис. 2-1. Ламинарный и вихревой поток.

Например, для трубы диаметром $5\frac{1}{2}$ дюйма с внутренним диаметром 4.9 дюйма, диаметр в единицах СИ будет составлять 0.12 м. Вода при поверхностных условиях имеет плотность, равную $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, и вязкость, равную $0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$. При дебите нефти равном 500 баррелей/сут, скорость потока будет составлять $0.076 \text{ м}/\text{с}$. Соответственно,

$$N_{Re} = 1000 \times 0.076 \times 0.12 / 0.001 = 9120.$$

Данный пример иллюстрирует турбулентный поток, который чаще всего присутствует в большинстве скважин, содержащих нефть, газ и воду. Ламинарный поток регулярно возникает только при работе с тяжелой нефтью, вязкость в скважине которой превышает 100 сП.

В стандартных единицах измерения нефтяного промысла уравнение для числа Рейнольдса выражается следующим образом:

$$N_{Re} = \frac{1.48 q \rho}{d \mu}, \quad (2-4)$$

где

q = расход, барр./сутки

ρ = плотность флюида, фунт масс./фут³

d = внутренний диаметр трубы, дюймы.

μ = динамическая вязкость, сП.

Ламинарный поток полностью описывается относительно простой формулой:

$$v(r) = v_{\max} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right], \quad (2-5)$$

$$v = \frac{1}{A} \int_0^R v(r) 2\pi r dr = \frac{v_{\max}}{2}, \quad (2-6)$$

где

$v(r)$ = осевая скорость при радиусе r

v_{\max} = скорость в центре трубопровода

R = внутренний радиус трубы

v = средняя скорость флюида в трубопроводе

A = площадь трубы

Турбулентный поток описать сложнее. Был предложен целый ряд моделей для описания распределения скорости флюида в трубе (рис. 2-2). Одна из таких моделей — соотношение Прандтля:

$$v(r) = v_{\max} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^m \right], \quad (2-7)$$

$$v = \frac{1}{A} \int_0^R v(r) 2\pi r dr = \frac{2v_{\max}}{(m+1)(m+2)}, \quad (2-8)$$

где

m = экспонента, слабо зависящая от степени турбулентности, обычно равная $\frac{1}{7}$ (рис. 2-3).

Поток в трубе подвержен падению давления на трение. В большинстве скважин это падение давления на трение незначительно, но для высокодебитных скважин может потребоваться расчет воздействия такого эффекта.

Падение давления на трение рассчитывается по формуле

$$\frac{dp}{dL} = \frac{1}{2} f v^2 \frac{\rho}{d}, \quad (2-9)$$

где

f = коэффициент трения Муди.

Коэффициент трения Муди f для ламинарного потока представлен числом Рейнольдса (N_{Re}), равным 64, но в случае турбулентного потока ситуация усложняется взаимодействием шероховатости стенки трубы с вязким слоем потока флюида у данной стенки. При низких значениях числа Рейнольдса вязкий подслой обычно толще шероховатости трубы, что делает ее незначительной, но при увеличении числа Рейнольдса вязкий подслой становится тоньше, поэтому шероховатости трубы начинают выступать за вязкий подслой и взаимодействовать с турбулентным потоком, что значительно повышает падение давления на трение.

Коэффициент трения Муди является производной от числа Рейнольдса и относительной шероховатости трубы (e/d , где e — шероховатость трубы, измеренная в тех же единицах, что и ее диаметр) (рис. 2-4).

Новая стальная обсадная колонна имеет номинальную шероховатость поверхности, равную 0.0006 дюйма, значит относительная шероховатость для трубы с внутренним диаметром 6 дюймов будет равна 0.0001. Однако после нескольких

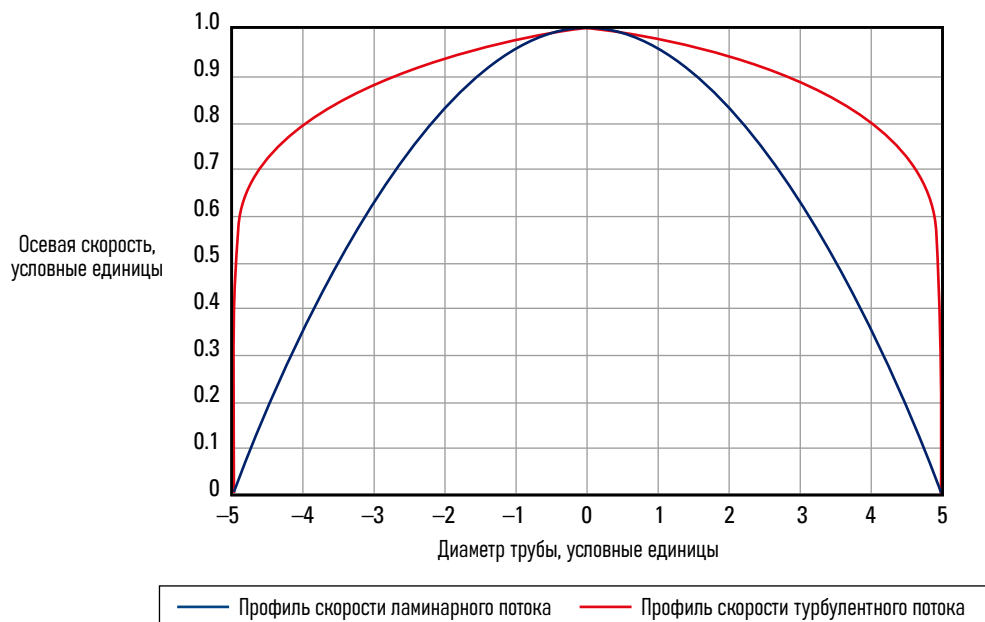


Рис. 2-2. Распределение скоростей в ламинарном и турбулентном потоке.

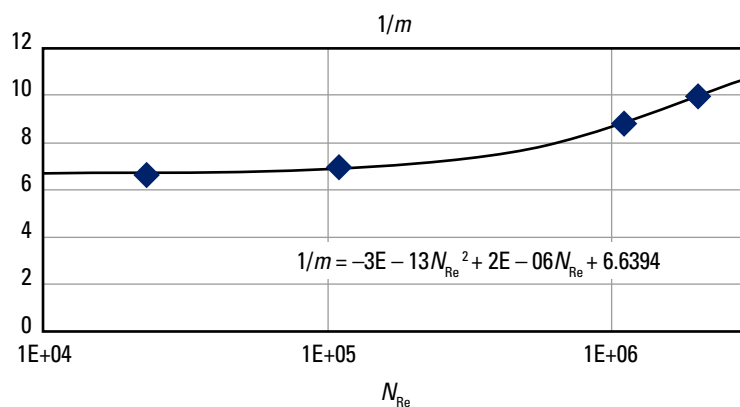


Рис. 2-3. Экспонента Прандтля является производной от N_{Re} , что было подтверждено экспериментами на гидравлическом испытательном стенде замкнутого типа, проведенными Кембриджским научно-исследовательским центром Schlumberger (переименованным в исследовательский центр Schlumberger Gould в 2012 году).

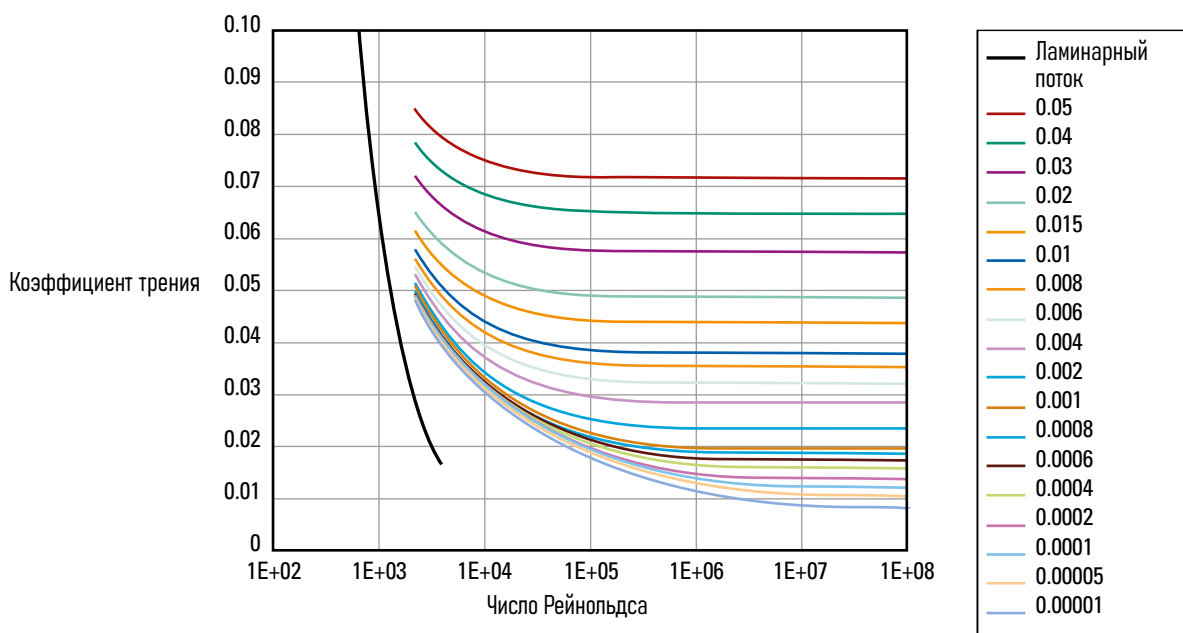


Рис. 2-4. Коэффициент трения Мути является производной от N_{Re} и e/d .

месяцев или лет в скважине можно ожидать, что коррозия и истирание значительно увеличат шероховатость поверхности стальных труб. На практике шероховатость поверхности трубы вычисляется по наблюдаемому падению давления в трубе при подаче известного потока воды. В случае стальной трубы, находящейся на глубине тысяч футов под землей, такой метод калиброванного измерения падения давления недоступен, и для определения шероховатости труб можно использовать только обоснованные предположения.

Предыдущая теория достаточна для описания однофазного потока. Однако часто встречаются многофазные потоки из двух и более несмешиваемых фаз, представленных водой, нефтью и газом.

Режимы водонефтяного потока

В относительно простом случае, при движении нефти и воды в вертикальной трубе, плавучесть заставляет пузырьки нефти всплывать в воде, движущейся с меньшей скоростью (рис. 2-5). Допущения и модели течения однофазного потока больше не являются строго верными, но в отсутствие какой-либо более подходящей модели применяются те же вычисления, только в данном случае для расчета числа Рейнольдса и профиля скорости используются плотность, вязкость и скорость смеси.

Средняя скорость пузырьков нефти называется скоростью нефтяной фазы (v_o). Средняя скорость непрерывной водной фазы называется скоростью водной фазы (v_w).

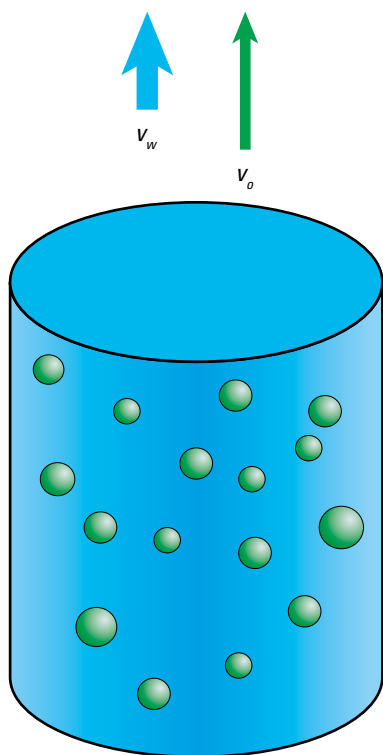


Рис. 2-5. Двухфазный водонефтяной поток.

Доля объема трубы, занятая водой в произвольный момент времени называется объемным содержанием воды (Y_w). По аналогии доля объема трубы, занятая нефтью, называется объемным содержанием нефти (Y_o).

В случае двухфазного водонефтяного потока

$$Y_w + Y_o = 1. \quad (2-10)$$

Значения расхода воды и нефти, соответственно, равны

$$q_w = v_w Y_w A, \quad (2-11)$$

$$q_o = v_o Y_o A. \quad (2-12)$$

Средняя объемная скорость смеси описывается следующей формулой

$$v_m = (v_w Y_w) + (v_o Y_o) \quad (2-13)$$

и может использоваться для вычисления числа Рейнольдса.

Плотность смеси для вычисления числа Рейнольдса может быть рассчитана с помощью следующей формулы

$$\rho_m = (Y_w \rho_w) + (Y_o \rho_o), \quad (2-14)$$

или, в случае необходимости учесть разные фазовые скорости, с помощью

$$\rho_m = \frac{(v_w Y_w \rho_w + v_o Y_o \rho_o)}{(v_w Y_w + v_o Y_o)}. \quad (2-15)$$

где

ρ_m = средняя плотность, или плотность смеси

ρ_w = плотность воды

ρ_o = плотность нефти.

Ни один из подходов строго не удовлетворяет объемным приближениям, использующим число Рейнольдса, но оба варианта достаточно близки к истине. Поэтому чаще всего используется более простое уравнение 2-14.

Наконец, необходима вязкость смеси, но использованные ранее линейные приближения уже не применимы в данном случае. Обычно преобладает вязкость дисперсионной фазы, за исключением эмульсий, для которых также важно содержание воды в нефти. Для непрерывной водной фазы вязкость смеси достаточно точно приравнивается к вязкости воды. Для непрерывной нефтяной фазы вязкость смеси приравнивается к вязкости нефти, кроме случаев присутствия поверхностно-активных веществ и достаточной степени смешивания, в таком случае вязкость возрастает по мере образования эмульсии.

Точка перехода от непрерывной водной фазы к непрерывной нефтяной фазе определяется достаточно сложно и находится примерно в диапазоне объемного содержания воды от 0.4 до 0.6 (рис. 2-6). Степень смешивания определяется еще сложнее. К счастью, сырая нефть во многих скважинах имеет меньшую плотность по сравнению с плотностью воды, при этом ситуация не осложняется наличием поверхностно-активных веществ, образующих эмульсии. В таких случаях линейное сложение вязкостей воды и нефти подходит не хуже, чем любой другой метод:

$$\mu_m = (Y_w \mu_w) + (Y_o \mu_o) \quad (2-16)$$

где

μ_m = вязкость смеси

μ_w = вязкость воды в скважине

μ_o = вязкость нефти в скважине.

В таком случае многофазная смесь нефти и воды в вертикальной трубе может рассматриваться как однофазный флюид на основе расчета числа Рейнольдса и ожидаемого профиля скорости.

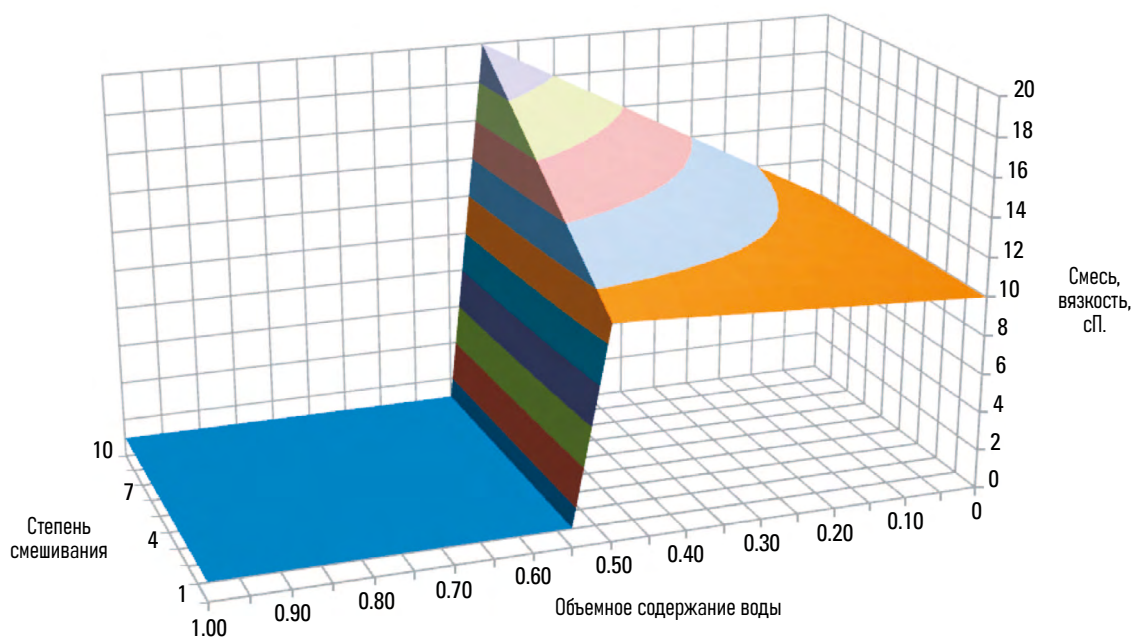


Рис. 2-6. Типовая карта вязкости водонефтяной смеси.

Примечание 2А. Приведенные скорости

Приведенные скорости могут использоваться для обхода проблемы прогнозирования разницы скоростей различных фаз. Приведенная скорость фазы рассчитывается так, как если бы фаза заполняла всю трубу. Приведенные скорости чаще всего используются в качестве осей карты режимов потока для прогнозирования режима скважинного потока.

$$v_{wsup} = \frac{q_w}{A}, \quad (2A-1)$$

$$v_{osup} = \frac{q_o}{A}, \quad (2A-2)$$

$$v_{gsup} = \frac{q_g}{A}, \quad (2A-3)$$

$$v_m = v_{wsup} + v_{osup} + v_{gsup}, \quad (2A-4)$$

где

v_{wsup} = приведенная скорость воды, м/с
 v_{osup} = приведенная скорость нефти, м/с
 v_{gsup} = приведенная скорость газа, м/с
 q_w = скважинный расход воды, м³/с
 q_o = скважинный расход нефти, м³/с
 q_g = скважинный расход газа, м³/с
 A = площадь трубы, м².

Разница между скоростями нефти и воды, известная как скорость проскальзывания (v_s), может быть относительно успешно смоделирована. Результаты экспериментов по измерению скорости подъема отдельной капли нефти сквозь столб неподвижной воды, могут быть также использованы для случая большего количества капель нефти (более высокого объемного содержания легкой фазы). Точность моделирования снижается в случае наклонных скважин, и снижается еще больше в случае наличия газа в потоке

Примечание 2В. Необходимость определения скоростей проскальзывания.

Скорость проскальзывания нефти в воде или газа в жидкости практически никогда нельзя измерить с помощью инструментов ГИС. Поскольку скорость проскальзывания является важным компонентом в расчете дебита, для получения данных, которые нельзя измерить, используются модели и корреляционные зависимости. К сожалению, нет универсальной модели, соответственно выбор той или иной модели в каждом конкретном случае индивидуален. Неправильный выбор модели может привести к большой погрешности при расчетах дебитов.

В случае водонефтяного потока скорость проскальзывания сильно зависит от разницы плотностей нефти и воды, и в меньшей мере зависит от относительных пропорций воды и нефти. На рис. 2-7 приведена модель проскальзывания Шокетта (1975 г.)

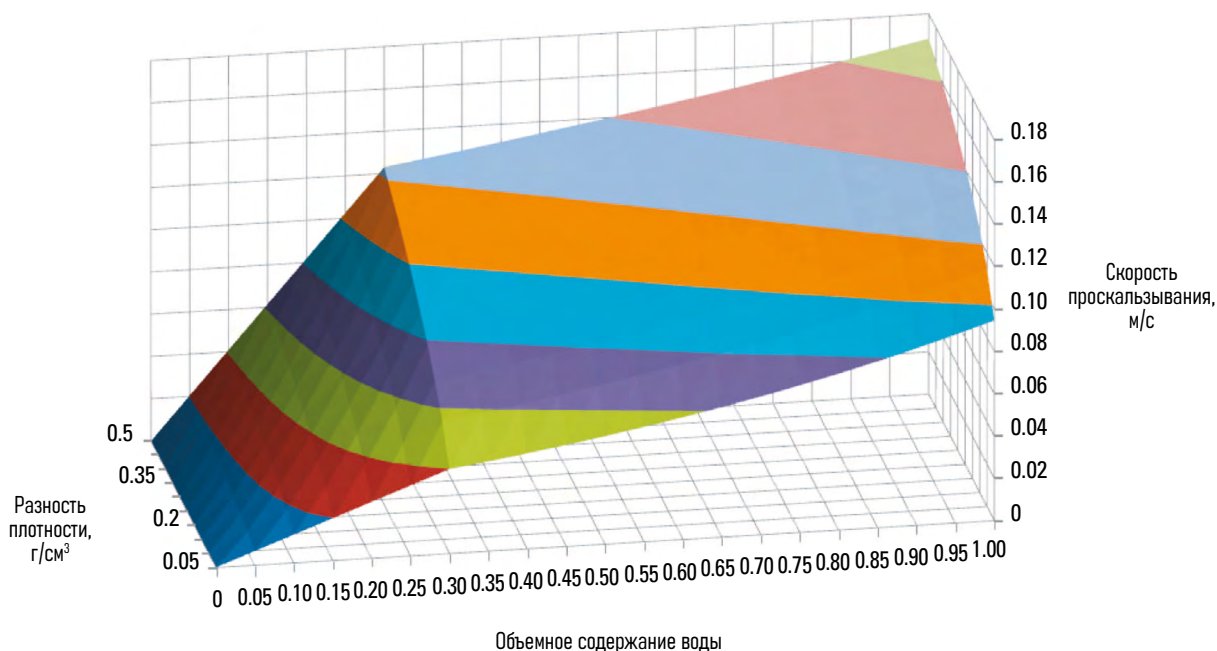


Рис. 2-7. Скорость проскальзывания по Шокетту (вертикальная труба).

Максимальная скорость проскальзывания достигается при подъеме одной капли нефти через непрерывную водяную фазу. Большой объем нефти поднимает над собой воду, поэтому скорость проскальзывания снижается. Увеличение разности плотностей увеличивает скорость проскальзывания, но влияние данного параметра не линейно.

Используется следующее уравнение:

$$v_s = 0.2 \Delta \rho^{0.25} e^{-0.788 \ln(1.85/\Delta \rho) Y_w}, \quad (2-17)$$

где

$\Delta \rho$ = разность плотностей нефти и воды, г/см³

v_s = скорость проскальзывания, м/с (положительное число для случаев $v_o > v_w$).

При объемном содержании воды менее 0.3 ситуация осложняется, поскольку капли воды могут переноситься непрерывной нефтяной фазой. В таком случае модели проскальзывания капель перестают быть применимыми. Однако, поскольку подобные ситуации встречаются только при крайне высоких скоростях смеси, $v_m \gg v_s$, любые ошибки при вычислении v_s мало влияют на последующие вычисления. Общим приближением для v_s в таких случаях является линейная интерполяция v_s от значения при $Y_w = 0.3$ до $v_s = 0$ при $Y_w = 0$.

Наклон скважины приводит к некоторым интересным явлениям. Плаваемость капель нефти заставляет их подниматься к верхней стенке трубы, вдоль которой они начинают подниматься быстрее, несмотря на меньший вектор плаваемости вдоль оси

трубы (рис. 2-8). Быстро движущаяся нефть поднимает за собой некоторое количество воды, большее, чем фактический восходящий объем воды в трубе, что приводит к необходимости компенсировать результирующий поток потоком воды у нижней стенки трубы.

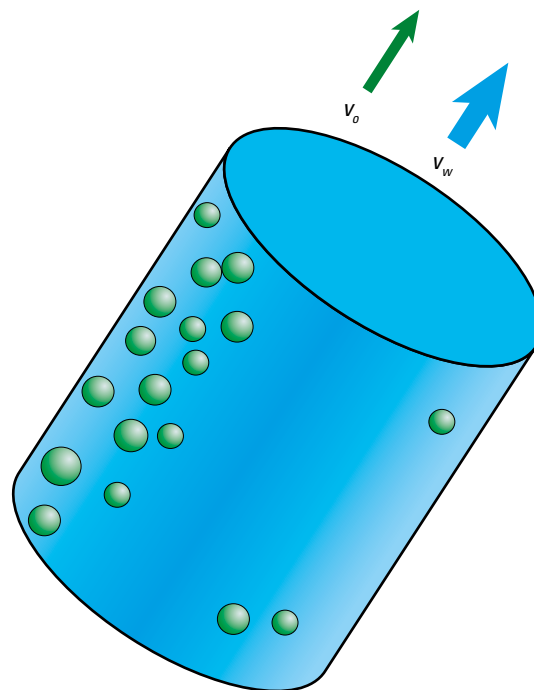


Рис. 2-8. Воздействие отклонения трубы на водонефтяной поток.

Компьютерное моделирование таких условий показывает сложную структуру объемного содержания сред и скоростей в трубе (рис. 2-9).

Хотя можно построить эмпирическую модель, которая позволит прогнозировать распределение скоростей и объемного содержания сред для ограниченного числа случаев, слишком сложно смоделировать общее решение для всех диаметров труб, всех отклонений скважин, всех значений плотности, расхода и т. д.

При низких скоростях смеси, где $v_s \gg v_m$, профиль скорости соответствует представленному на рис. 2-10, со сложными встречными потоками и проблемами измерения скорости.

При высоких скоростях, где $v_m > v_s$, ситуация во многом соответствует таковой в вертикальной трубе с однофазным профилем скорости, с менее заметным изменением скорости между верхней и нижней частями поперечного сечения трубы (рис. 2-11).

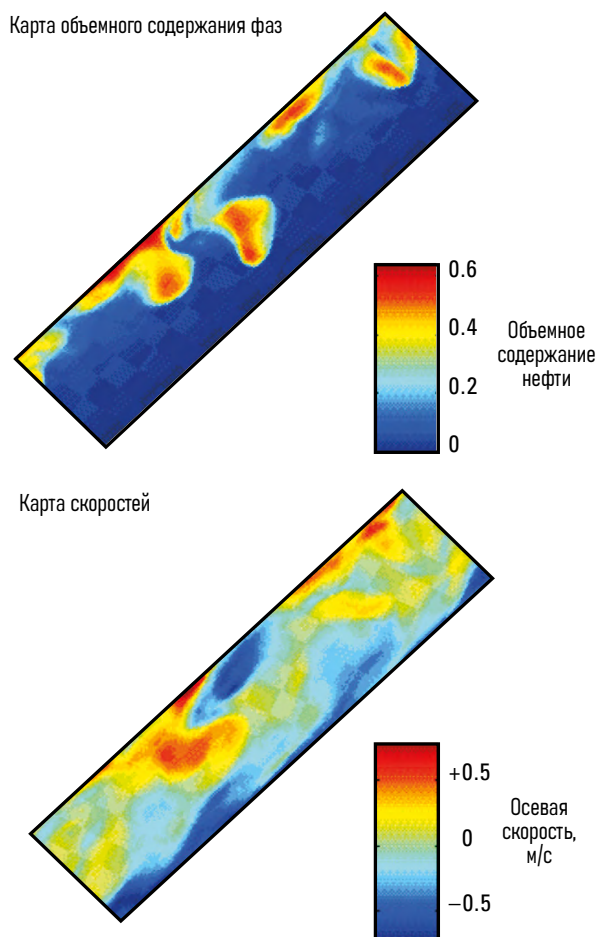


Рис. 2-9. Численное моделирование рециркуляции (диаметр 8 дюймов, 1000 барр./сутки, обводненность 85%, угол скважины 45°).

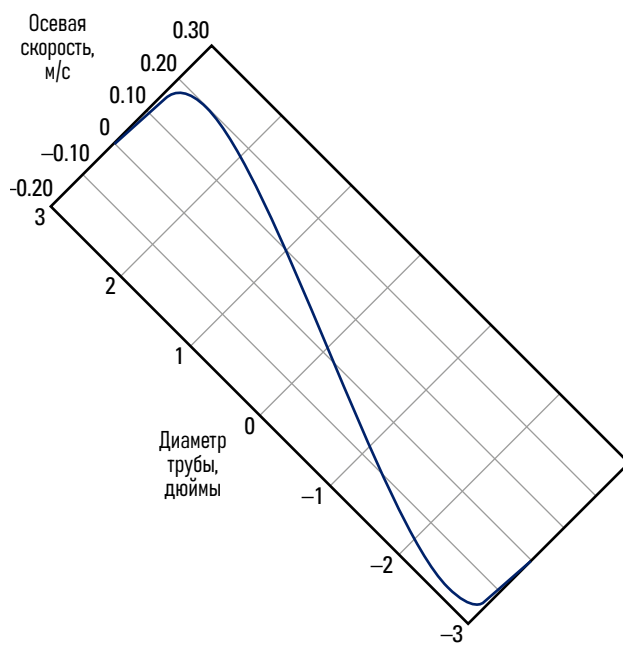


Рис. 2-10. Распределение скоростей по диаметру вертикальной трубы для низких скоростей.

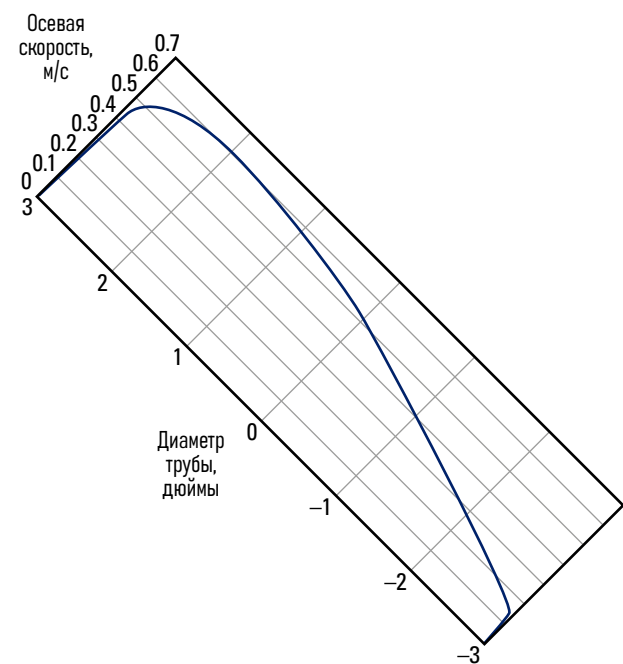


Рис. 2-11. Распределение скоростей по диаметру вертикальной трубы для высоких скоростей.

Хотя скорость проскальзывания увеличивается с увеличением отклонения от вертикали, закономерности и модели, разработанные для скоростей проскальзывания в вертикальных трубах, не могут применяться для труб с наклоном. Поэтому часто используется следующая эмпирическая поправка:

$$V_{s_deviated} = v_s(1 + 0.04\delta), \quad (2-18)$$

где

$v_{s_deviated}$ = скорость проскальзывания в трубе с наклоном

δ = отклонение трубы от вертикали в градусах.

Дальнейшее уточнение было предложено Дингом и соавторами (1993 г.) для уменьшения скорости проскальзывания при углах

отклонения выше 50° , чтобы скорректировать вектор плавучести, направленный вверх по оси трубы при приближении к горизонтальным условиям (рис. 2-12). Аппроксимация исходного полиномиального множителя 4-го порядка обычно выполняется до значения угла наклона трубы 45° .

Увеличение отклонения трубы до почти горизонтального приводит к разделению воды и нефти на два слоя, граница соприкосновения которых может быть плоской, волнообразной или вспененной (рис. 2-13). Распределение осевых скоростей в воде начинает походить на однофазное, за исключением участка соприкосновения воды с нефтью (рис. 2-14).

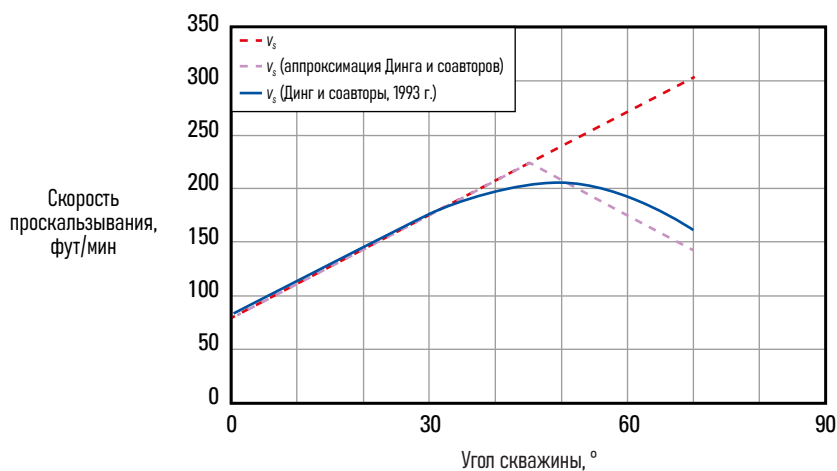


Рис. 2-12. Корректировка отклонения для вертикальных моделей проскальзывания.

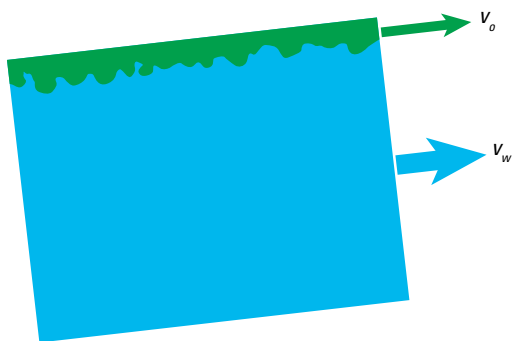


Рис. 2-13. Разделенный водонефтяной поток.

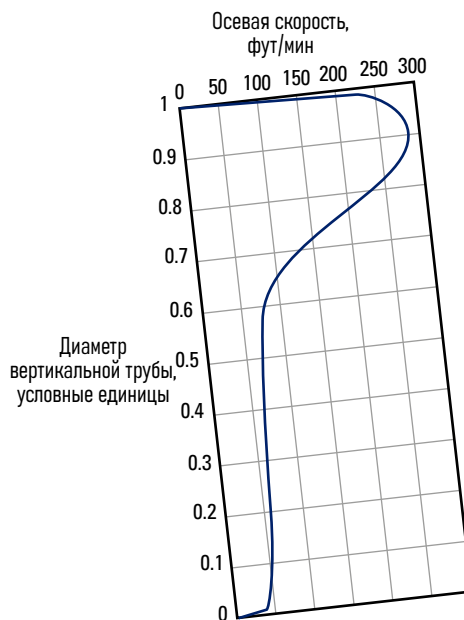


Рис. 2-14. Распределение скоростей по диаметру вертикальной трубы при отклонении, близком к горизонтальному.

Расширение представленной на рис. 2-14 картины до заполнения всей трубы дает трехмерное изображение скоростей, представленное на рис. 2-16.

Отклонение трубы свыше 90° дает эффект, обратный изображенному на рис. 2-16, с большим объемным содержанием нефти и высокими скоростями воды.

Группа изображений на рис. 2-15 показывает воду (желтый цвет) и нефть (коричневый цвет), проходящие через прозрачную пластиковую трубу, эквивалентную 5½-дюймовой. В каждом из 12 разрезов содержание воды равно 50% (каждое изображение показывает одинаковые дебиты воды и нефти). При более низких значениях расхода сила тяжести и разница в плавучести нефти и воды больше влияют на объемное содержание. Однако по мере увеличения расхода падение давления на трение о стенки становится более значительным, и при показателе 6000 барр./сутки [около 1 м/с] трение о стенку оказывает большее воздействие, чем изменение отклонения на несколько градусов.

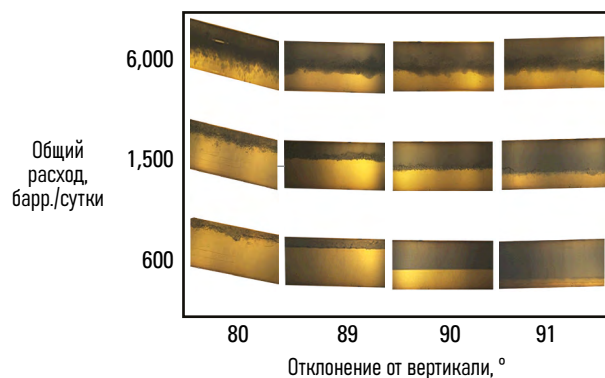


Рис. 2-15. Изменение объемного содержания воды и нефти при постоянной обводненности 50%.

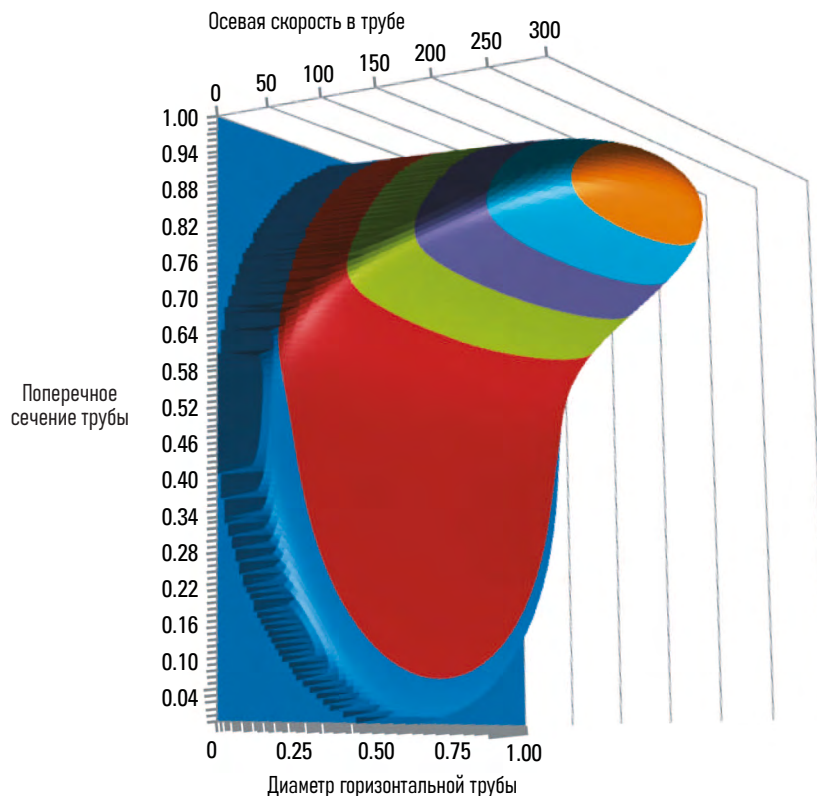


Рис. 2-16. Типичное распределение скоростей в горизонтальном водонефтяном потоке с отклонением меньше 90° . Используются условные единицы.

Компанией Schlumberger была разработана собственная модель водонефтяного потока для условий горизонтального течения — Stratflo. В ней используется баланс сил в водном и нефтяном слоях для прогнозирования скорости проскальзывания (в отсутствие газа) (рис. 2-17). Модель Stratflo использовалась в пакете ПО для интерпретации результатов промыслового каротажа Schlumberger Boreflow*, а недавно была использована в ПО Emerald компании KAPPA Engineering.

Классические пузырьковые модели, такие как модель Шокетта (1975 г.), могут использоваться с отклонениями от вертикали до примерно 70°, в то время как модель Stratflo показывает хорошие результаты для расслоенных потоков нефти и воды при отклонениях от 85° до 95°, а в некоторых случаях может использоваться и при отклонениях от 80° до 100° (рис. 2-18). Диапазон отклонений от 70° до 80° является промежуточной зоной, для которой невозможно достаточно точное прогнозирование режимов потока и скоростей проскальзывания.

Компьютерное моделирование должно прогнозировать некоторую скорость проскальзывания, независимо от отклонения трубы, поэтому в таких моделях зачастую используются оригинальные и нефизические методы для заполнения значений для диапазона отклонений от 70° до 80°.

Встречаются исключительные примеры скважин, где отклонение может достигать примерно 135°. В таких случаях модели скорости проскальзывания нефти и воды при отклонении вверх на 45° показывают приемлемые результаты при отклонении вниз на 45°, когда пузырьки воды проходят через непрерывную нефтяную фазу. Более распространенный случай, когда пузырьки воды опускаются в непрерывной нефтяной фазе, часто наблюдается в случаях, когда скважина закрыта, и вода, которая поднималась на поверхность, опускается сквозь нефть в стволе скважины к линии контакта нефти и воды.

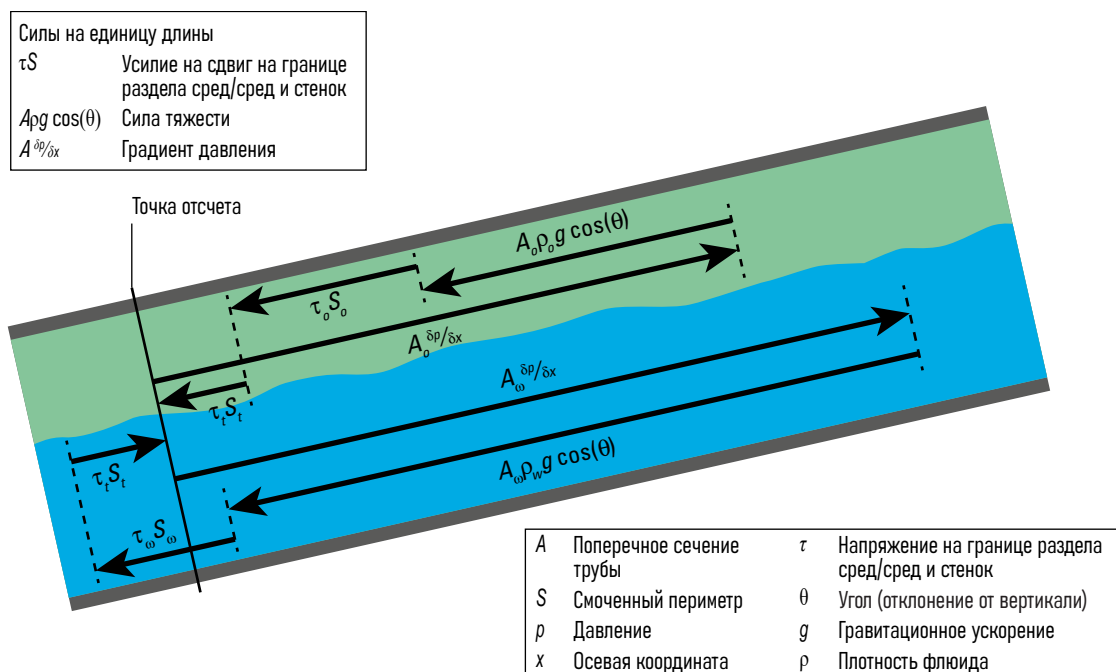


Рис. 2-17. Распределение сил в модели проскальзывания Stratflo.

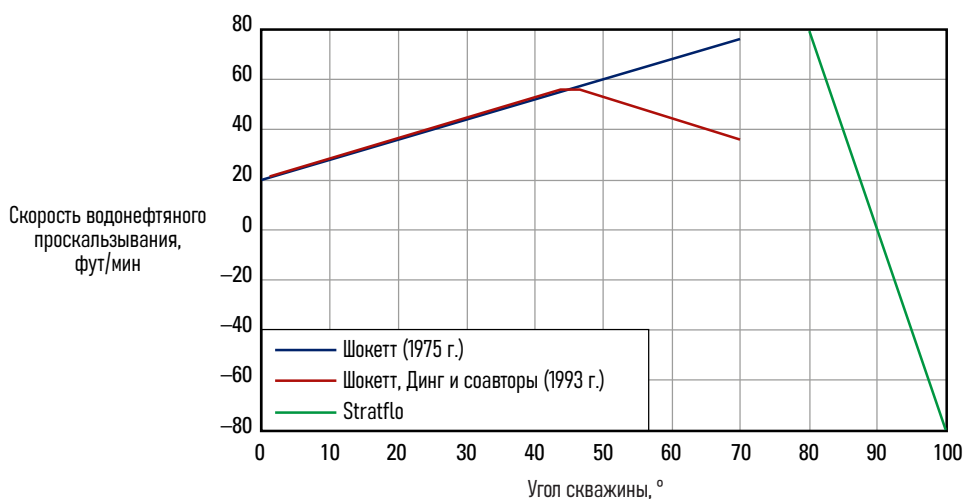


Рис. 2-18. Изменения скорости проскальзывания для произвольной водонефтяной смеси.

Режимы газожидкостного потока

Ситуация с газожидкостным потоком (рис. 2-19) намного сложнее, чем с водонефтяным потоком, с гораздо большим количеством режимов потока. Дуклер и соавторы (Тайтел и соавторы, 1980 г.) определили четыре режима потока для вертикальных труб, а в более поздних работах для горизонтальных труб определили еще пять режимов потока.

В целом, все начинается с небольших пузырьков однородно распределенного газа, движущихся вверх через нефть или воду с относительной скоростью, определяемой контрастом плотности и вязкостью жидкости. Это называется пузырьковым потоком. Другая версия пузырькового потока возникает при высоких скоростях жидкости, когда пузырьки газа не могут объединяться. Иногда это называют дисперсным потоком.

При подъеме по скважине давление падает, из раствора выделяется больше газа, а существующий газ расширяется. Некоторые газовые пузырьки начинают объединяться, в результате более крупные газовые пузырьки начинают двигаться быстрее, захватывая более мелкие газовые пузырьки на своем пути. В конце концов пузырьки газа размерами достигают диаметра трубы. В таком случае их называют газовыми пробками. Это — пробковый поток.

Дальнейшее падение давления приводит к объединению газовых пробок, которые начинают двигаться вверх по центру трубы. Газ несет незначительное количество капель жидкости, но большая ее часть поднимается вдоль стенок трубы. Это называют пенистым или эмульсионным потоком.

При еще большем расходе газа, формируется стабильный поток газа по центру трубы и тонкая пленка жидкости на стенках

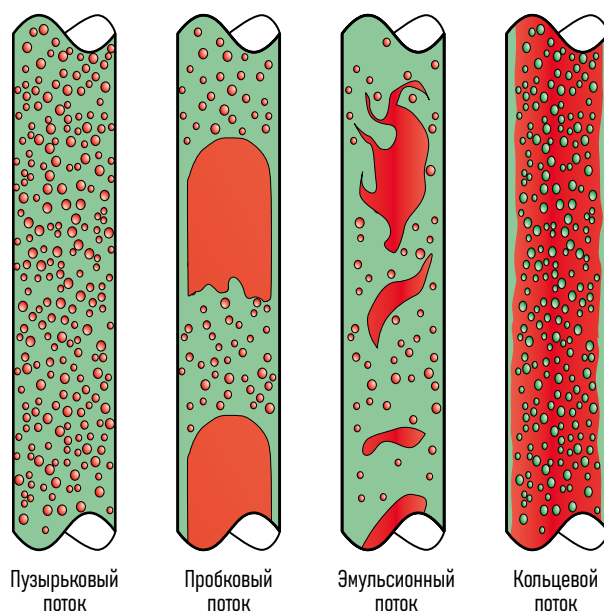


Рис. 2-19. Основные режимы вертикального газожидкостного потока.

трубы (такой поток называют кольцевым), или газ срывает жидкость со стенок трубы и уносит в виде микрокапель (такой поток называют эмульсионным). Неясно, можно ли выделить кольцевой и эмульсионный режимы в качестве отдельных режимов потока.

Примечание 2С. Каковы источники корреляции проскальзывания газа и жидкости?

При заканчивании скважины необходимо выбрать диаметр труб. Трубы небольшого диаметра стоят дешевле, но могут ограничить производительность скважины. Трубы большего диаметра стоят дороже и могут привести к скоростям, недостаточным для того, чтобы производимый газ поднимал жидкость на поверхность. Возникает проблема описания производительности притока скважины и эффективности подъема для труб и определения места пересечения двух кривых. Место пересечения двух кривых дает понимание того, какую депрессию на пласт нужно создать для получения требуемого / желаемого дебита или наоборот.

Кривая эффективности подъема (VLP) иллюстрирует падение давления для заданного расхода газа и жидкости. Падение давления можно перевести в плотность смеси и, соответственно, в объемное содержание жидкости (Y_l):

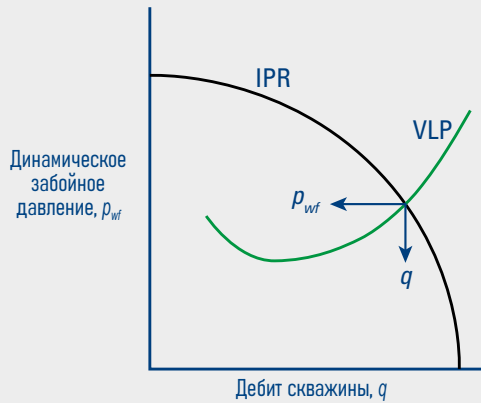


Рис. 2С-1. Характеристики притока (IPR) определяются отношением дебита скважины к динамическому забойному давлению.

$$dp/dL = \cos(\delta)g(Y_l\rho_l + (1-Y_l)\rho_g), \quad (2C-1)$$

$$Y_l = \frac{dp/dL \frac{1}{g\cos\delta} - \rho_g}{\rho_l - \rho_g}, \quad (2C-2)$$

где

dp/dL = градиент давления, Па/м

g = ускорение свободного падения м/с²

δ = отклонение трубы от вертикали, градусы

ρ_g = плотность газа по используемой модели PVT, кг/м³

ρ_l = плотность жидкости по используемой модели PVT, кг/м³.

С учетом расхода фаз и объемного содержания жидкостей, фазовые скорости можно вычислить по следующим формулам:

$$v_l = \frac{q_l}{(A \times Y_l)}, \quad (2C-3)$$

$$v_g = \frac{q_g}{[A \times (1 - Y_l)]}. \quad (2C-4)$$

Скорость проскальзывания:

$$v_s = v_g - v_l = \left(\frac{q_g}{1 - Y_l} - \frac{q_l}{Y_l} \right) \frac{1}{A}, \quad (2C-5)$$

где

v_l = средняя скорость жидкости, м/с

v_g = средняя скорость газа, м/с

q_l = дебит жидкости в скважинных условиях, м³/д

q_g = дебит газа в скважинных условиях, м³/д

A = внутреннее сечение трубы, м²

v_s = скорость проскальзывания, м/с.

Таким образом, кривая VLP преобразуется в скорость проскальзывания для использования в интерпретации результатов каротажа. Однако при таком подходе не учитывается поправка на падение давления на трение. В тех случаях, когда падение давления на трение является значительным, необходимо смоделировать или аппроксимировать плотность и вязкость смеси и определить шероховатость трубы. Можно ожидать значительных отклонений показаний.

Модели падения давления для газожидкостных сред используют различные методы и приближения для прогнозирования режима потока, вычисления степени взаимодействия газа и жидкости и внесения поправок на падение давления на трение в трубах. Это может приводить к абсолютно разным скоростям проскальзывания газа и жидкости при одинаковых дебитах газа и жидкости в скважинных условиях.

Данс и Росс (1963 г.) использовали экспериментальную (эмпирическую) модель, основанную на лабораторных данных с единой картой потока, чтобы разделить поток на пузырьковый, пробковый, пенный и эмульсионный режимы. Карта потока соотносит число жидкости с числом газа, где число является производной от приведенной скорости, плотности жидкости и трения на границе раздела сред. Отсутствие в расчете плотности газа, скорее всего, вызвано ограничениями, накладываемыми проведением испытаний при низком давлении в лабораторных условиях. В 1963 году наклонно-направленные скважины были редкостью, поэтому данная модель больше подходит для вертикальных скважин.

При использовании модели Данса и Росса для наклонно-направленной скважины необходимо использовать следующий множитель:

$$v_s = v_s \times (1 + 0.04\delta), \quad (2-19)$$

по необходимости возможно применение модели Динга и соавторов (1993 г.) для отклонений свыше 45°.

Было бы удивительно, если бы эта модель работала так же хорошо, как и некоторые из более поздних разработок.

Модель Хейджорна и Брауна (1965 г.) основывается на экспериментальных данных, полученных в вертикальной неглубокой (с глубиной около 460 м) скважине, законченной

трубами малого внутреннего диаметра: 1, 1¼ и 1½ дюйма. Используются поправки на угол отклонения скважины от вертикали, согласно уравнению 2-19.

Было бы удивительно, если бы эта модель работала так же хорошо, как и некоторые из более поздних разработок.

Азиз и соавторы (1972 г.) предложили механистическую модель с использованием единой карты потока, чтобы разделить поток на пузырьковый, пробковый, пенный и эмульсионный режимы, используя скорости жидкости и газа, а также плотности фаз вместе с их межфазным натяжением.

Поскольку Азиз предложил еще одну механистическую модель (Петалас и Азиз, 1996 г.), можно предположить, что он считал более позднюю работу развитием своей модели, предложенной 24 годами ранее.

Беггс и Брилл (1973 г.) предложили основанное на модели соотношение чисел Фруда с использованием чисел Фруда в зависимости от количества жидкой фракции для определения режима потока и, следовательно, подходящего уравнения для расчета проскальзывания. Число Фруда — это безразмерная величина, основанная на соотношении инерционных и гравитационных сил:

$$N_{Fr} = \frac{v_m}{\sqrt{gd}}, \quad (2-20)$$

где

N_{Fr} = число Фруда

v_m = скорость смеси

d = диаметр трубы.

Настройка модели производилась с помощью экспериментов с трубами при различных наклонах потока воды и воздуха.

Автор предполагает, что эта модель более чем 30-летней давности вряд ли будет такой же точной, как более современные работы, но может использоваться при внесении исправлений.

Примечание 2D. Аспекты моделирования.

Механистические модели применяют не только эмпирические корреляции, но и физические законы для прогнозирования падения давления и, следовательно, скорости проскальзывания в газожидкостных скважинах. Обычно механистическая модель сначала предсказывает режим потока, после чего используются физические модели для прогнозирования содержания фаз в потоке и падения давления в таких условиях.

Переходы от одного режима потока к другому — резкие и обычно имеют прерывистый характер. Для инженера-технолога, выбирающего размер НКТ, такие ступенчатые переходы не имеют значения. Но для аналитика данных промыслового каротажа, или специалиста, занятого симуляцией продуктивных пластов, такие ступенчатые переходы, соответственно, осложняют расчеты или вовсе являются непригодными для использования.

Используемые в настоящее время корреляции газожидкостного проскальзывания

Дуклер и его коллеги (Тайтел и соавторы, 1980 г.) опубликовали свою модель в 1980 году. Эта механистическая модель предлагает разделение потоков на мелкодисперсные пузырьковые, просто пузырьковые, пробковые, пенные и кольцевые (или эмульсионные) и определила различные режимы потока на основе приведенных скоростей газа и жидкости (рис. 2-20). Были использованы экспериментальные данные, полученные при использовании вертикальных труб малого диаметра, по которым пропускали воду и воздух.

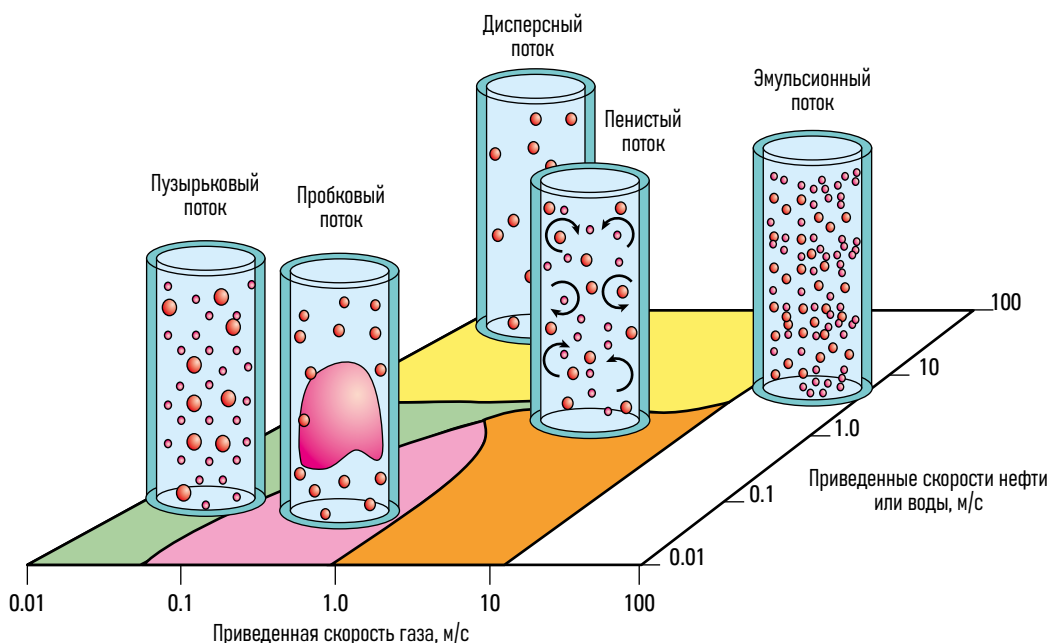


Рис. 2-20. Карта режима вертикального потока Дуклера.

Данное исследование представляет собой отличное и достаточно простое для понимания введение в моделирование режимов газожидкостных потоков.

Более ранние упрощенные сценарии применения моделей Дуклера и соавторов (Тайтел и соавторы, 1980 г.) на основе реальных данных (полученных в результате применения сервисов Schlumberger) свели газожидкостный поток до исключительно пузырькового потока, а затем использовали следующие алгоритмы.

В единицах измерения, принятых в нефтепромысловой отрасли (фут/мин):

$$v_s = \left(60 \sqrt{0.95 - Y_g^2} + 1.5 \right) (1 + 0.04\delta), \quad (2-21)$$

в единицах СИ (м/мин):

$$v_s = \left(60 \sqrt{0.95 - Y_g^2} + 1.5 \right) (1 + 0.04\delta) / 3.281. \quad (2-21)$$

При $Y_g^2 > 0.95$ уравнение не имеет решения, так как при очень высоких значениях объемного содержания газа поток не является пузырьковым, и следует использовать другую корреляцию проскальзывания.

Правильно реализованная модель Дуклера хорошо применима для газовых скважин с низким давлением (<1000 psi (фунтов на квадратный дюйм)) и небольшим углом скважины (<10°).

Ассоциация исследований в области технологий добычи нефти (ARTER) (Фершнайдер и соавторы, 1988 г.) представила еще одну механистическую модель, предназначенную для измерений потоков замкнутого типа, выполненных в диапазоне углов скважины от 0° до 90°, с использованием воды, природного газа, конденсата и нефти. Использовалось давление вплоть до 725 psi (фунтов на квадратный дюйм) (50 бар), и трубы диаметром 3 и 6 дюймов (7.62 и 15.24 см).

В заключении своей статьи авторы утверждают, что они создали и использовали модель прогнозирования схемы потока, в которой переходы определяются механистически обоснованными отношениями, и гидродинамическую модель для каждой схемы потока (т. е. для пузырькового, пробкового и кольцевого потока).

Большие объемы экспериментальных данных, созданные в условиях, близких к реальным условиям нефтедобычи, обеспечивают хорошую физическую основу предлагаемой модели. Полученная компьютерная программа выполняет расчеты профилей давления и температуры в скважинах. Протестированная на основе полевых данных, собранных с 90 скважин в широком диапазоне производственных условий, модель WELLSIM показала повышенную точность при расчетах многофазного скважинного потока.

Хотя цель моделирования состояла в том, чтобы предсказать падение давления, полученные скорости проскальзывания газа и жидкости должны быть ближе к фактическим данным, чем использовавшиеся ранее эмпирические корреляции. Поскольку режим газожидкостного потока претерпевает значительные

изменения при углах скважины в 90°, данная модель не должна использоваться при углах скважины свыше 90°.

Петалас и Азиз (1996 г.) также представили другую механистическую модель, использующую 10 различных режимов потока на основании 20 000 лабораторных и 1800 полевых измерений:

- продолговато-пузырьковый
- пузырьковый
- расслоенный безвихревой
- расслоенный волновой
- пробковый
- кольцевой
- эмульсионный
- дисперсно-пузырьковый
- пенистый 1 (переход от дисперсно-пузырькового потока к эмульсионно-кольцевому)
- пенистый 2 (переход от пробкового потока к эмульсионно-кольцевому).

Это первая модель, которая может быть применена для любого угла отклонения скважины от вертикали, и даже при углах более 90°.

Испытания этой модели на испытательном стенде замкнутого типа в исследовательском центре Schlumberger Gould в Кембридже, Англия, показывают высокую точность прогнозирования режима потока и хорошее прогнозирование объемного содержания фаз (и, следовательно, скорости проскальзывания) при обводненности более 50%.

Если отстраниться от вертикальных газоводяных скважин низкого давления (к которым лучше подходит модель Дуклера), эта модель проскальзывания, вероятно, является наилучшей корреляцией проскальзывания для использования её в качестве базовой.

Кая и соавторы (2001 г.) предложили другую механистическую модель, использующую пузырьковый, дисперсно-пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой потоки в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Однако эта модель не предназначена для прогнозирования падения давления в субгоризонтальных скважинах.

Авторы протестировали модель в сравнении с ее аналогами, используя объемную базу данных измерений скважин, и сравнили прогнозируемые и измеренные падения давления от конца трубы до поверхности. Чтобы уменьшить влияние ошибок при различных режимах потока, модель была отдельно протестирована на наборах данных, в которых доминировал один конкретный режим потока. Сравнение с моделями Хейдждорна и Брауна (1965 г.), Чокши (1994 г.), Тенгесдала (1998 г.), Азиза и соавторов (1972 г.), Хасана и Кабира (1988 г.) и Ансари и соавторов (1994 г.) показало, что модель Кая и соавторов превосходит другие модели в большинстве ситуаций.

В отсутствие аналогичного сравнения, включающего модели Дуклера (Тайтел и соавторы, 1980 г.) и Петаласа и Азиза (1996 г.), предполагается, что модель Кая и соавторов сопоставима по эффективности.

Иные модели газожидкостного потока

При обнаружении новой корреляции проскальзывания газа и жидкости (например, Барнеа, 1987 г.; Чжан и соавт., 2003 г.; Чокши, 1994 г.; Тенгесдал, 1998 г.; и Ансари и соавт., 1994 г.) автор принял за правило больше доверять современным механистическим моделям, использующим большие базы данных, чем эмпирическим корреляциям, соответствующим ограниченному набору местных условий.

Ссылки

- Ansari, A.M., Sylvester, N.D., Sarica, C., Shoham, O., and Brill, J.P.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores," *SPE Production & Facilities* (May 1994), 143-152.
- Aziz, K., Govier, G., and Fogarasi, M.J.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas," *Journal of Canadian Petroleum Technology* (July-September 1972), 38-48.
- Barnea, D.: "A Unified Model for Predicting Flow-Pattern Transitions for the Whole Range of Pipe Inclinations," *International Journal of Multiphase Flow* (1987) 13, No. 1, 1-12.
- Beggs, H., and Brill, J.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," *Journal of Petroleum Technology* (May 1973), 607-617.
- Chokshi, R.N.: "Prediction of Pressure Drop and Liquid Holdup in Vertical Two-Phase Flow Through Large Diameter Tubing," PhD dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA (1994).
- Choquette, S.P.: "Vertical Two-Phase Flow Systems and Interpretation of the Flowmeter and the Gradiomanometer Production Logs," MS thesis, Stanford University, Stanford, California, USA (1975).
- Ding, Z.X., Flecker, M.J., and Anderson, C.: "Improved Multiphase Flow Analysis Using an Expert System for Slip Velocity Determination," *Transactions of the SPWLA 34th Annual Logging Symposium*, Calgary, Alberta, Canada (June 13-16, 1993), paper YY.
- Duns, H. Jr., and Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," *Proceedings of the Sixth World Petroleum Congress*, Frankfurt (1963), 10, paper 22, 451-465.
- Ferschneider, G., Ozon, P.M., and Duchet-Suchaux, P.: "Models for Multiphase Flow in Oil Wells," Offshore Multiphase Production Conference, London, England, British Hydromechanics Research Association (September 14-15, 1988).
- Hagedorn, A.R., and Brown, K.E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits," *Journal of Petroleum Technology* (April 1965) 17, 475-484.
- Hasan, A.R., and Kabir, C.S.: "Predicting Multiphase Flow Behavior in a Deviated Well," *SPE Production Engineering* (November 1988), 474-482.
- Kaya, A.S., Sarica, C., and Brill, J.P.: "Mechanistic Modeling of Two-Phase Flow in Deviated Wells," *SPE Production & Facilities* (August 2001), 156-165.
- Petalas, N., and Aziz, K.: "Development and Testing of a New Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes," *ASME Fluids Engineering Division Second International Symposium on Numerical Methods for Multiphase Flows*, San Diego, California, USA (July 7-11, 1996).
- Taitel, Y., Barnea, D., and Dukler, A.E.: "Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes," *AIChE Journal* (1980) 26, No. 3, 345-354.
- Tengesdal, J.O.: "Predictions of Flow Patterns, Pressure Drop, and Liquid Holdup in Vertical Upward Two-Phase Flow," MS thesis, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA (1998).
- Théron, B.E., and Unwin, T.: "Stratified Flow Model and Interpretation in Horizontal Wells," paper SPE 36560 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA (October 6-9, 1996).
- Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., and Brill, J.P.: "A Unified Mechanistic Model for Slug Liquid Holdup and Transition Between Slug and Dispersed Bubble Flows," *International Journal of Multiphase Flow* (2003) 29, No. 2, 271-289.

PVT для промыслового каротажа

Инженеры-разработчики и инженеры по заканчиванию скважин используют свои модели и анализ PVT; для специалистов по интерпретации промыслового каротажа требуются несколько иные модели. В данной главе рассматривается PVT с точки зрения использования в процессе интерпретации промыслового каротажа.

Что такое PVT?

В сфере нефте- и газодобычи свойства PVT относятся к изменению физических свойств нефти, воды и газа при изменении давления и температуры.

Коэффициенты усадки позволяют оценить соотношение объемов в скважинных условиях и объемов при поверхностных условиях. Усадка может быть вызвана сжимаемостью фазы, изменением фазы при выделении газа из раствора или выпадении конденсата, или и тем, и другим.

Плотность меняется в зависимости от давления и температуры, при этом газ подвержен наиболее заметному влиянию таких факторов, а вода подвержена усадке меньше всего. При аппроксимации первого порядка коэффициенты усадки и изменения плотности обратно пропорциональны друг другу, но для нефти ситуация осложняется высокой растворимостью газа в нефти.

Вязкость сильно зависит от температуры жидкостей, в то время как вязкость газа в большей степени зависит от давления.

PVT воды

Плотность и вязкость воды незначительно изменяются в зависимости от давления и температуры. Самым большим фактором, влияющим на плотность воды, являются растворенные соли, в первую очередь хлорид натрия (NaCl). Концентрация хлорида натрия обычно указывается в частях на миллион (ppm), но иногда она указывается в миллиграммах на литр (мг/л) или даже в молях на литр. Ситуацию несколько усложняют химики, которые иногда указывают только концентрацию хлоридов, не упоминая натрия. В таблице 3-1 приведены типичные значения показателей концентрации веществ в морской воде в различных системах измерения.

Последний показатель, приведенный в таблице, — 30 000 ppm — используется большинством программных пакетов для интерпретации данных каротажа. При работе с очень соленой пластовой водой важно знать, какая система использовалась для измерения солености воды, чтобы избежать значительных ошибок.

Таблица 3-1. Типичные значения концентрации NaCl и хлоридов в морской воде в различных ед. измерения.

Соединение	Значение	Ед. изм.
NaCl	0.51274	моль/л
Хлориды	18 202	мг/л
Хлориды	18 205	ч/млн
NaCl	29 996	мг/л
NaCl	30 000	ч/млн

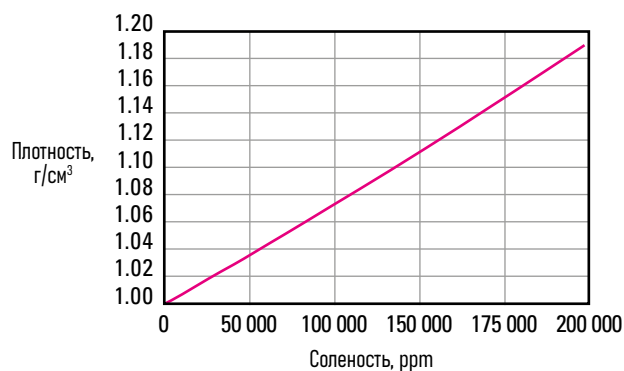


Рис. 3-1. Отношение плотности к солености для водных растворов с NaCl при стандартных температуре и давлении.

Соленость воды также может задаваться в качестве плотности поверхностной воды при стандартных условиях. В таком случае рис. 3-1 можно использовать для обратного преобразования концентрации NaCl в ppm (наличие слабой квадратичной зависимости исключает использование коэффициента преобразования), или соленость можно указывать наугад до тех пор, пока ПО для оценки PVT не воспроизведет предоставленную плотность при поверхностных условиях.

Метан также в какой-то мере растворим в воде (рис. 3-2):

$$R_{sw} = \frac{\text{объем газа при стандартных условиях}}{\text{объем воды при стандартных условиях}}, \quad (3-1)$$

где соотношение растворенного газа (R_{sw}) может быть измерено в стандартных куб. футах на баррель (норм. куб. фут/баррель) или в кубических метрах на кубический метр ($\text{м}^3/\text{м}^3$). Соответственно, значение соотношения (R_{sw}) будет разным, в зависимости от выбора системы единиц измерения.

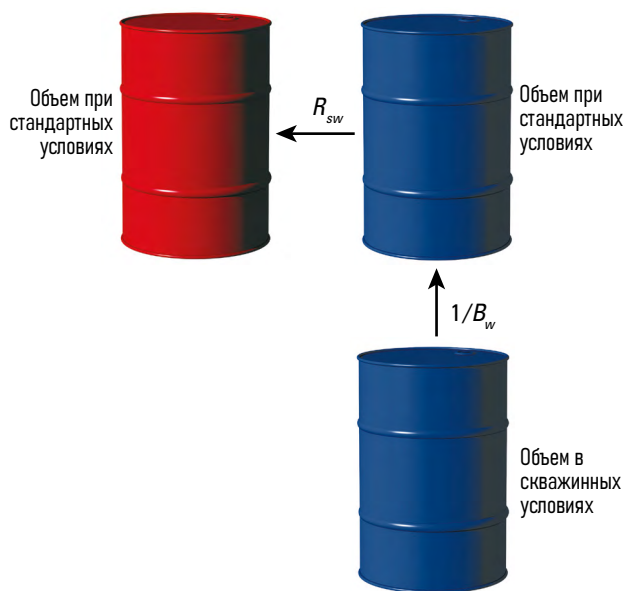


Рис. 3-2. Коэффициент усадки воды (B_w) и коэффициент растворенного газа (R_{sw}). Синим цветом обозначена вода, красным — газ.

Основываясь на данных о растворимости газа, представленных моделью Калберсона и Маккетты (1951 г.), корреляция Маккейна, Спайви и Ленна (Маккейн и соавторы, 2011 г.) успешно предсказывает растворимость метана в воде со средней погрешностью около 1%. Корреляция Кобаяши и Каца (1993 г.) имеет погрешность около 5%.

Сжимаемость воды изменяется с давлением и температурой, но данный факт имеет значение только для интерпретации давления (КВД) и моделирования пластов.

Коэффициент усадки воды (B_w , также называемый объемным коэффициентом пластовой воды) определяется следующим образом

$$B_w = \frac{\text{объем воды и растворенного газа, исходящих из пласта при скважинном давлении и температуре}}{\text{объем воды при стандартных условиях}}. \quad (3-2)$$

Три общие модели для коэффициента усадки и плотности воды взяты у Гулда (1974 г.), Маккейна (1990 г.) и Михана и Рами (Михан, 1980 г., а). Погрешность модели Маккейна находится в пределах 1% от графической корреляции Лонга и Кьеричи (1961 г.). Аналогичные величины погрешности ожидаются и в моделях Гулда, Михана и Рами.

Вязкость воды чаще всего определяется на основании модели Кестина и соавторов (1978 г.), ван Вингена (1950 г.) или Михана и Рами (Михан, 1980 г., б). Типичная погрешность при использовании модели Михана и Рами составляет менее 5%, в то время как при использовании модели Кестина и соавторов средняя погрешность составляет менее 1%. Однако ошибки в значениях, используемых для определения вязкости воды, не оказывают заметного влияния на поправки на падение давления на трение и еще меньше влияют на профиль скорости в трубе.

PVT газа

PVT газа чаще всего представляется в виде измененного закона для идеального газа:

$$pV = nzRT, \quad (3-3)$$

где

p = абсолютное давление, атм

V = объем, л

n = кол-во молей (молярный объем при стандартных температуре и давлении составляет 22.414 л)

R = универсальная газовая постоянная, 0.08206 л•атм/моль•К

z = коэффициент сжимаемости газа, учитывающий отклонение от закона идеального газа

T = температура, Кельвин.

В единицах СИ универсальная газовая постоянная равна 8.3145 Дж/моль•К, в то время как в единицах, используемых в нефтегазовой отрасли, универсальная газовая постоянная равна 10.732 станд. куб. фут•фунт на кв. дюйм, абс. (psia)/фунт•моль•R. Маккейн (1990 г.) представил таблицу из 22 различных значений универсальной газовой постоянной в своей книге «Свойства нефтегазовых сред» (The Properties of Petroleum Fluids).

Примечание 3А. Стандартная температура и давление

Стандартная температура и давление (STP) определяются Международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) как 0 °C и 10^5 Па.

Нормальная температура и давление (NTP) определяются Национальным институтом стандартов и технологий (NIST) как 20 °C и 1 атм или 1.01325×10^5 Па.

Часто в химии используются стандартные температура и давление окружающей среды (SATP), которые определены как 15 °C и 1.01×10^5 Па. Такой стандарт принят компаниями Европы и Южной Америки для работы с природным газом.

Международная стандартная атмосфера (ISA) определена как 1.01325×10^5 Па при 15 °C и 0% влажности.

В качестве стандартной атмосферы в Международной организации гражданской авиации (ICAO) используется значение 760 мм. рт. ст. или 14.7 psia при 15 °C.

В нефтедобывающей отрасли Общество инженеров-нефтяников (SPE) использует значения 60 °F и 14.696 psia, для определения стандартной температуры и давления (STP).

Стоит отметить, что Маккейн в своей книге «Свойства нефтегазовых сред» (The Properties of Petroleum Fluids) (1990 г.) использует в качестве стандартных значений 60 °F и 14.65 psia.

Какой стандарт используете Вы?

Природный газ почти никогда не бывает чистым метаном и содержит значительные доли этана, пропана и других углеводородов. Эти примеси должны быть известны для точного моделирования PVT свойств газа. Однако приемлемой точности можно достигнуть путем измерения плотности газа по отношению к воздуху и оценки вероятных фракций газа, которые соответствовали бы такой плотности. Чистый метан имеет удельную массу газа 0.5537, тогда как чрезвычайно насыщенные газы могут иметь удельную массу свыше 1.0.

Когда плотность поверхностного газа измеряется в единицах СИ, представленных килограммами на кубический метр при нормальной температуре и давлении NIST, плотность газа должна быть разделена на 1.2041 кг/м³ для вычисления удельной массы газа. Однако, если используются стандартная температура и давление IUPAC, плотность газа необходимо разделить на 1.2754 кг/м³, а при использовании SATP потребуется деление на 1.2217 кг/м³.

Также возможно моделировать поведение газа на основе его уравнения состояния (EOS) или состава, который относится к углеводородным соединениям, выраженным количеством атомов углерода C₁, C₂, через C_n, в сочетании с небольшими примесями N₂, CO₂ и H₂S. Однако использование стандартной модели EOS в случае нагнетательной скважины, где используется CO₂, или скважинах с очень высоким содержанием H₂S, приводит к значительным ошибкам.

Прогнозирование коэффициента отклонения характеристик неидеального газа (z) является единственным шагом в вычислениях, на котором возможно допустить ошибку при моделировании скважинных коэффициентов усадки и значений плотности. Однако типичные ошибки при вычислении z составляют менее 2 %, поэтому выбор корреляции z не оказывает существенного влияния на интерпретацию результатов каротажа.

Закон соответствующих состояний показывает, что графики зависимости z от давления при различных температурах для ряда различных газов и газовых составов показывают очень похожее поведение. Стандартизация таких графиков по давлению и температуре критических точек позволяет применять значение z

к любому из графиков. Поэтому целью большинства моделей PVT газа является наиболее точное прогнозирование давления и температуры газа в критических точках. Это делается путем взятия взвешенной по объему суммы всех критических давлений и температур компонентов добываемого газа, известной как псевдокритическое давление и температура газа:

$$T_{pc} = \sum_n Y_n T_{cn} \quad (3-4)$$

$$p_{pc} = \sum_n Y_n p_{cn} \quad (3-5)$$

где

T_{pc} = псевдокритическая температура газовой смеси

Y_n = объемная доля компонента n газа

T_{cn} = критическая температура компонента n газа

p_{pc} = псевдокритическое давление газовой смеси

p_{cn} = критическое давление компонента n газа.

При заданном давлении и температуре газовой смеси псевдоприведенное давление (p_{pr}) и температура (T_{pr}) вычисляются на основе псевдокритического давления и температуры:

$$T_{pr} = T / T_{pc} \quad (3-6)$$

$$p_{pr} = p / p_{pc} \quad (3-7)$$

Эти вычисления, как правило, скрыты от аналитика данных промыслового каротажа. Единственный выбор, который должен сделать такой специалист — решить, какой алгоритм вычисления z-коэффициентов в сравнении с псевдоприведенными давлениями и псевдоприведенными температурами следует использовать в конкретной ситуации. Самыми часто используемыми вариантами являются алгоритмы за авторством Брилла и Бегтса (1974 г.), Стэндинга и Каца (1942 г.) (рис. 3-3), а также авторитетный вариант за авторством Холла и Ярборо (1973 г.).

Две возможные модели вязкости газа взяты из работ Ли и соавторов (1966 г.) и Карра и соавторов (1954 г.). Поскольку расчеты для анализа результатов каротажа очень слабо зависят от вязкости газа, выбор корреляции относительно произволен.

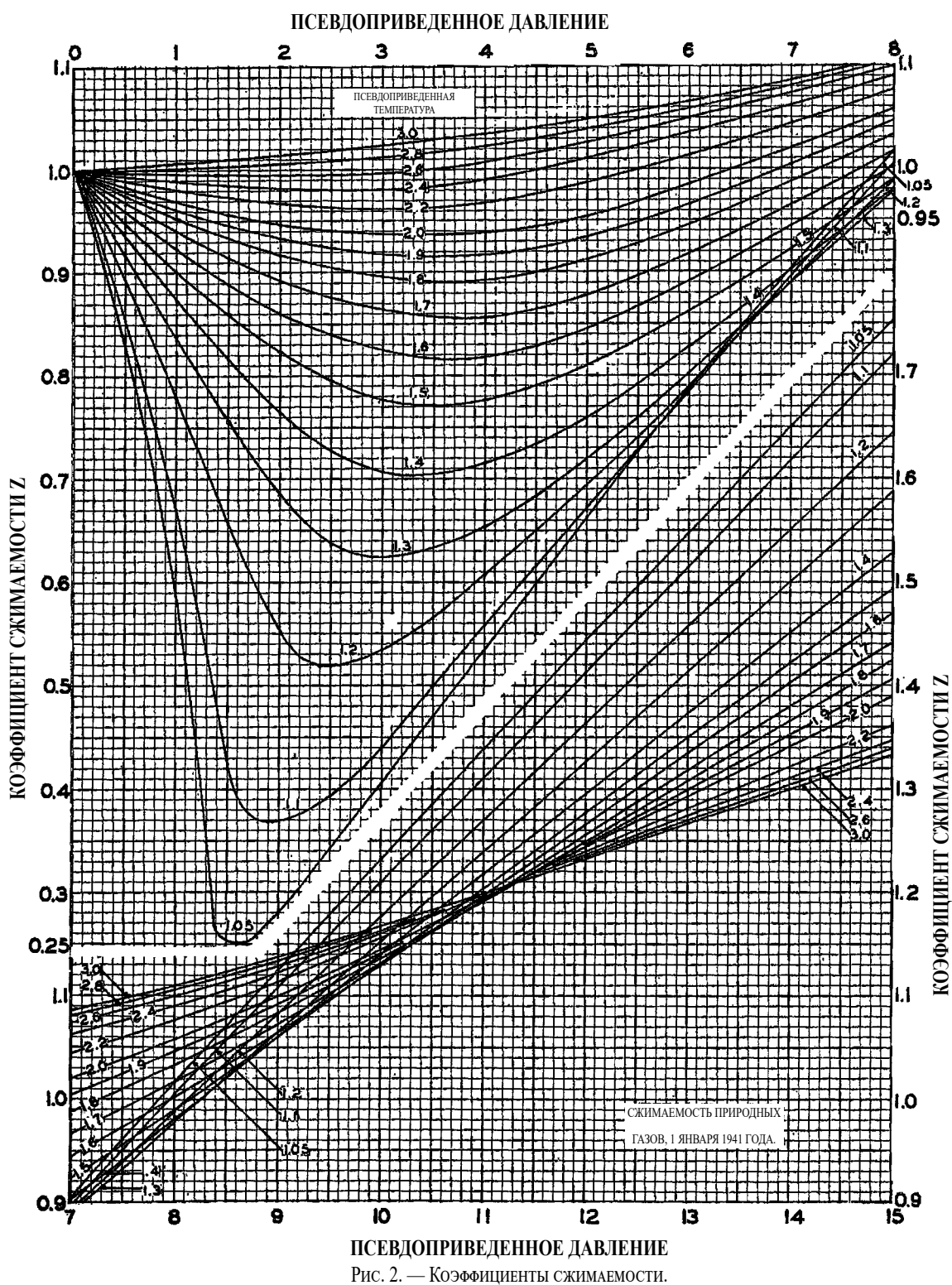


Рис. 2. — Коэффициенты сжимаемости.

Рис. 3-3. Диаграмма Стэндинга и Каца (1942 г.) для коэффициента z .

Коэффициент сжимаемости газа (B_g) (рис. 3-4) определяется аналогично таковому для воды:

$$B_g = \frac{\text{объем газа, исходящего из пласта при скважинном давлении и температуре}}{\text{объем газа при стандартных условиях}}. \quad (3-8)$$

В единицах СИ коэффициент B_g обычно безразмерен ($\text{м}^3/\text{м}^3$), тогда как в единицах, принятых в нефтегазовой отрасли, B_g измеряется в баррелях на стандартный кубический фут (bbl/scf). Общепринятой практикой в нефтепромысловой отрасли является использование $1/B_g$ (scf/bbl), чтобы избежать работы с очень маленькими числами.



Рис. 3-4. Коэффициент сжимаемости газа.

PVT нефти

Аналогично моделям PVT воды и газа, модели PVT нефти основываются на плотности нефти при поверхностных условиях (измеренной в виде удельной плотности или удельной массы в градусах АНИ), плотности попутного газа в растворе и газонасыщенности нефти (R_{so}). Удельная плотность нефти рассчитывается по формуле

$$\gamma_o = \rho_o / \rho_w \quad (3-9)$$

$$\text{APIgravity} = 141.5 / \gamma_o - 131.5, \quad (3-10)$$

где

γ_o = удельная плотность нефти

ρ_o = плотность нефти при стандартных условиях

ρ_w = плотность пресной воды при стандартных условиях и температуре 60 °F.

Примечание 3В. Плотность нефти в градусах АНИ (API)

Любопытное соотношение, используемое для расчета плотности нефти в градусах АНИ, было выбрано для получения показаний на линейной шкале гидрометра, используемого для измерения.



Рис. 3В-1. Показания гидрометра для плотности нефти в градусах АНИ.

Коэффициент усадки нефти (B_o) и газонасыщенность нефти (R_{so}) соответственно представлены на рис. 3-5.

$$B_o = \frac{\text{объем нефти и растворенного газа, исходящих из пласта при скважинном давлении и температуре}}{\text{объем нефти при стандартных условиях}}, \quad (3-11)$$

$$R_{so} = \frac{\text{объем растворенного газа при стандартных условиях}}{\text{объем нефти при стандартных условиях}}. \quad (3-12)$$

Коэффициент усадки нефти является безразмерной величиной. Газонасыщенность нефти (GOR) может измеряться в станд. куб. футах на баррель в станд. условиях (scf/bbl) или в $\text{м}^3/\text{м}^3$. Значительные ошибки могут возникать в результате использования неверных единиц измерения GOR.

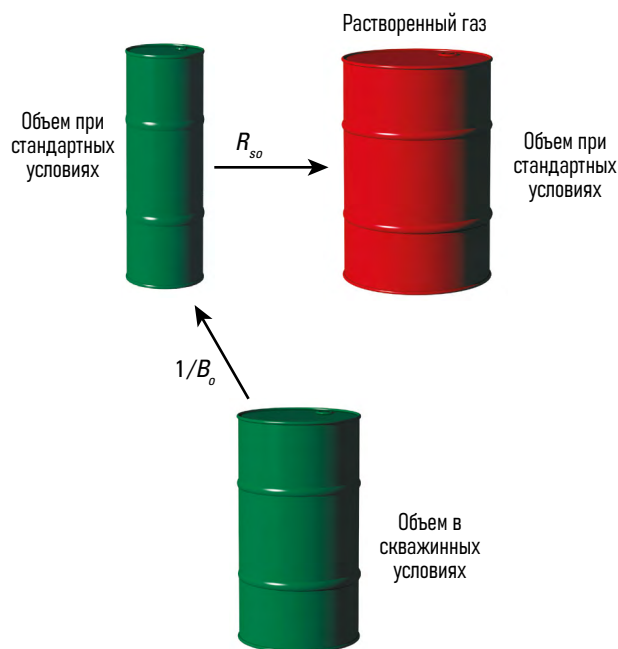


Рис. 3-5. Коэффициент усадки нефти и газонасыщенность нефти. Нефть обозначена зеленым цветом.

В то время как взаимосвязь PVT воды достаточно проста, а взаимосвязь для газа лишь немного сложнее, взаимосвязь PVT нефти намного сложнее и менее ясна. Исторически, Калифорнийская корреляция для сырой нефти Стендинга (1947 г.) являлась промышленным стандартом, однако, PVT нефти изучались Ласатером (1958 г.), Вазкесом и Беггсом (1980 г.), Глазе (1980 г.), Петроски и Фаршадом (1998 г.), Беггсом и Робинсоном (1975 г.), Билом (1946 г.) и многими другими.

Наличие такого количества корреляций показывает, что большинство из них неприменимы в определенных условиях, и что ни одна из них не является верной для всех возможных условий. Прежде чем принять решение о наилучшей корреляции для использования в конкретных условиях, важно рассмотреть, какая интерпретация данных каротажа требуется от корреляции PVT, и какое влияние окажут возможные ошибки на итоговый результат.

- Для значений объемного содержания, рассчитанных на основании показаний градиоманометра*, используется плотность нефти в скважине (ρ_o). Погрешность от 5% до 10% при расчете ρ_o приводит к значительным неравномерно распределенным ошибкам при расчете зонального разделения нефти.
- Разница плотности воды и нефти в скважине ($\rho_w - \rho_o$) используется для расчета скорости проскальзывания. Погрешность от 5% до 10% при расчете ρ_o приводит к незначительным и относительно равномерно распределенным

ошибкам при расчете скорости проскальзывания и локальных показателей обводненности. Это не оказывает значительного влияния на зональное разделение нефти.

- ρ_o используется для расчета числа Рейнольдса и, следовательно, корректировки профиля скорости. Любые ошибки в результате такого расчета незначительны.
- ρ_o используется для расчета коэффициента усадки нефти (B_o). Погрешность в расчете B_o от 5% до 10% приводит к ошибке в расчетах поверхностных дебитов, но не влияет на зональное разделение нефти.
- Давление насыщения (p_{br}) используется для определения наличия свободного газа и, при его наличии, его количества. Это параметр также используется для определения скважинной плотности нефти. Погрешность от 5% до 10% при вычислении p_{br} приводит к аналогичной погрешности для ρ_o . Работа со скважинным давлением, близким к неизвестному давлению насыщения, обычно приводит к серьезным погрешностям.
- Вязкость нефти (μ_o) слабо влияет на коэффициент поправки профиля скорости и точно так же слабо влияет на расчеты потери давления на трение.
- Скважинная сжимаемость нефти (c_o) важна для анализа кривых восстановления давления, но не влияет на интерпретацию результатов каротажа.

Из этого следует, что наибольшие ошибки, возникающие из-за неизвестного давления насыщения и неизвестной плотности нефти, устраняются с помощью прямых измерений объемного содержания фаз в потоке, например, с помощью датчиков объемного содержания воды и датчиков объемного содержания газа.

При проведении анализа PVT углеводородов пласта нет необходимости оценивать p_{br} , ρ_o и B_o , если текущее забойное давление и температура соответствуют условиям, используемым для анализа PVT. В тех случаях, когда анализ PVT не соответствует условиям каротажа, например, по причине того, что забойное давление значительно ниже давления пласта, базовые модели PVT принимают указанное пользователем значение p_{br} для повышения точности оценки B_o , ρ_o и μ_o . Расширенные модели PVT калибруют общую модель PVT (например, модель Стендинга, 1947 г.) по всем значимым показателям из отчета PVT.

На старых месторождениях, где наиболее часто применяются диаграммы промыслового каротажа, анализ PVT еще более усложняется выработкой с течением времени. См. пример на основе месторождений А и В в Примечании 3С.

В некоторых регионах использование анализа PVT является скорее исключением, чем правилом. В лучшем случае будут доступны данные о газонасыщенности нефти, включающие информацию о плотности нефти и газа. В таких случаях аналитик данных каротажа может опираться на данные о столбе чистой нефти и чистой воды (чаще всего встречается, когда скважина закрыта). Плотность по показаниям градиоманометра слегка смещается, чтобы соответствовать ожидаемой плотности

добываемой воды, затем модель PVT настраивается в соответствии с измеренной скважинной плотностью нефти. Модель PVT может быть выбрана в соответствии с местными предпочтениями, но там, где предлагается свободный выбор, наилучшим вариантом будет игнорирование более старых и специфичных для региона моделей PVT в пользу более современных корреляций на основе наибольшего числа выборок и улучшенного компьютерного подбора коэффициентов корреляции.

Примечание 3С. PVT на разрабатываемых месторождениях.

На месторождении А было выполнено бурение и ввод в эксплуатацию. Были зарегистрированы следующие показатели PVT:

- плотность газа = 0.75
- плотность нефти = 0.82
- $R_{so} = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- $p_{bp} = 180 \text{ бар}$
- температура пласта (T_p) = 95 °C
- B_o при давлении насыщения = 1.35
- ρ при давлении насыщения = 0.62 г/см³.

Спустя 15 лет было произведено нагнетание воды для поддержания давления. Добытый газ был повторно закачан для поддержания давления и сохранения газа до перевода месторождения в разряд газовых. Из-за расчленения пласта и залегания высокопроницаемых пропластков, газ (из газовой шапки) начал прорываться через перфорационные отверстия. Промысловый каротаж проводился на скважине с дебитом нефти, равным 200 м³/д, обводненностью, равной 70%, и газонасыщенностью нефти, равной 500 м³/м³.

Хотя значения плотности газа и нефти, вероятно, не изменились, газонасыщенность нефти значительно увеличилась. Различные пропластки в скважине сегодня имеют разные значения газонасыщенности нефти и, следовательно, разное давление насыщения и иные свойства флюида. Данные PVT, которые были получены в момент начала разработки месторождения, уже не могут быть использованы в их изначальном виде, поэтому приходится полагаться на корреляции и связанные с ними погрешности.

Использование PVT давления насыщения скважины с газонасыщенностью 100 м³/м³ для скважины с газонасыщенностью 500 м³/м³ приведет к абсолютно неверным значениям скважинной плотности и коэффициентам усадки нефти.

При бурении и вводе в эксплуатацию месторождения в попытке немедленного начала добычи нефти в сочетании с задержкой в бурении водонагнетательных скважин, а затем и обнаружением плохого соединения между нагнетательными и эксплуатационными скважинами привело к тому, что давление в некоторых участках месторождения упало на 1000 psi ниже давления насыщения. Газ вытеснялся из раствора и образовал новую газовую шапку. Даже когда закачка воды привела к повышению давления в пласте выше давления насыщения, газовая шапка не исчезла полностью. Добываемая нефть теперь имеет более низкое газонасыщение и иное давление насыщения и скважинную плотность. Изначальный анализ PVT более неприменим.

Давление насыщения имеет среднюю погрешность 10% для наилучших корреляций, которая может увеличиваться до 12.7% для калифорнийской корреляции Стендинга (1947 г.) и до 45% для наихудших корреляций.

Если известно давление насыщения, то наилучшие корреляции для коэффициентов усадки дают погрешности менее 2%. Калифорнийская корреляция Стендинга дает погрешность примерно 3%. Худшие из корреляций дают погрешность около 9%. При неизвестном давлении насыщения погрешность коэффициента усадки приближается к погрешности определения давления насыщения.

При известном давлении насыщения большинство корреляций прогнозируют скважинную плотность при давлении насыщения с погрешностью менее 1%. При давлении ниже известного давления насыщения погрешности возрастают до 2%.

Прогнозирование вязкости нефти при давлениях ниже давления насыщения довольно проблематично. В таких случаях погрешности могут начинаться от примерно 20% и достигать более чем 50%. Прогнозирование вязкости нефти при давлении выше давления насыщения представляет еще большую проблему. К счастью, вязкость нефти является крайне незначительным параметром при интерпретации результатов каротажа.

Примечание 3D. Корреляция давления насыщения.

Определение давления насыщения может быть выполнено с помощью прибора для промыслового каротажа с датчиками объемного содержания газа в скважине с текущим забойным давлением выше давления насыщения (рис. 3D-1).

Во время работы в скважине прибор для промыслового каротажа регистрирует содержание газа и количество газовых пузырьков, а также забойную температуру и давление. Количество пузырьков газа равно нулю при достижении давления насыщения.

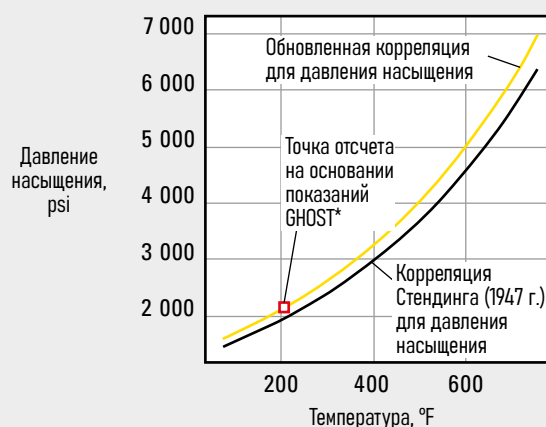


Рис. 3D-1. Давление насыщения, использованное в корреляции.

PVT газового конденсата

Теория фазового поведения и моделей PVT газового конденсата не слишком сложна, пока дело не доходит до ее практического применения.

В идеальных условиях давление точки росы при пластовых температурах не достигается до тех пор, пока пластовые жидкости не покинут перфорационные отверстия и не начнут выходить на поверхность (рис. 3-6). В таких условиях для получения точной модели PVT могут быть проанализированы либо скважинные образцы проб конденсата, либо образцы поверхностной рекомбинации.

Модели PVT BorFlow и Emeraude для газового конденсата пытаются соответствовать полиномиальной кривой второго порядка по свойствам в точке росы, при стандартной температуре и давлении, и в сепараторе высокого давления первой стадии (рис. 3-7). Данная кривая в первую очередь предназначена для прогнозирования выхода жидкого конденсата из скважины на поверхность, но ее также можно использовать для прогнозирования скважинной плотности конденсата для насыщенного газа.

Полный набор входных данных для таких моделей PVT газового конденсата редко доступен аналитику данных каротажа,

поэтому может возникнуть желание использовать входные данные по умолчанию и положиться на удачу. Очевидно, что вычисленные показатели PVT для конденсата в таком случае будут довольно произвольными.

Если падение давления при переходе из пласта в скважину проходит через точку росы, то конденсат выпадает в пласте, ухудшая проницаемость и увеличивая долю добываемого сухого газа. В этих условиях модель PVT, разработанная для более ранних условий добычи из скважины, когда переход через точку росы происходил в эксплуатационной колонне или НКТ, становится неприменимой, поскольку изменилось соотношение газа и конденсата. На некоторых новых месторождениях переход через точку росы уже произошел в пласте. В таком случае решить возникающие проблемы становятся еще сложнее.

Современная технология промышленного каротажа для газоконденсатных пластов позволяет измерять скважинный объемный расход с помощью вертушечного расходомера, но отсутствует датчик объемного содержания, позволяющий различать конденсат, содержащий обогащенный газ и сухой газ. Скважинные пробы жидкости, полученные с помощью прибора для промышленного каротажа и подвергнутые полному PVT-анализу, предлагают возможное решение проблемы определения места добычи насыщенного газа.

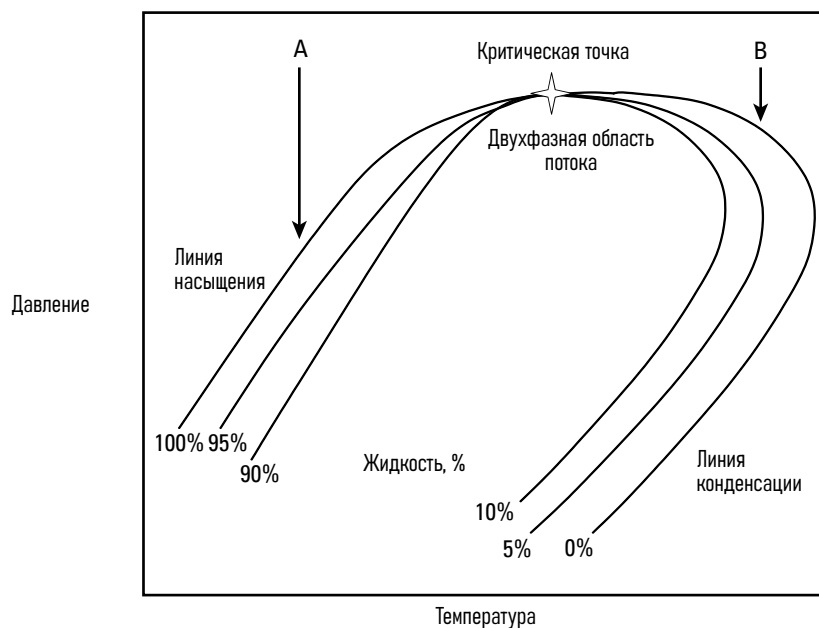


Рис. 3-6. Фазовая диаграмма для ретроградного газоконденсатного пласта.

Separator inputs

gas gravity

GOR sep

pressure

temperature

Tank inputs

gas gravity

GOR tnk

Compute from Veq and Gpa correlations

Heat capacities

Cpg Cpo

Dewpoint pressure

Dewpoint temperature

Liquid gravity

Non-hydrocarbon ☐ % ☒ Mole fraction

Nitrogen **Carbon dioxide** **Hydrogen sulphide**

Рис. 3-7. Исходные данные для модели PVT газового конденсата (Клейвер, 1989 г.).

Ссылки

Beal, C.: "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oilfield Temperatures and Pressures," *Trans., AIME* (1946) 165, 94-115.

Beggs, H.D., and Robinson, J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," *Journal of Petroleum Technology* (September 1975), 1140-1141.

Brill, J.P., and Beggs, H.D.: "Two-Phase Flow in Pipes," INTERCOMP Course, The Hague (1974).

Carr, N.L., Kobayashi, R., and Burrows, D.B.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure," *Trans., AIME* (1954) 201, 264-272.

Culbertson, O.L., and McKetta, J.J., Jr.: "Phase Equilibria in Hydrocarbon-Water Systems III—The Solubility of Methane in Water at Pressures to 10,000 psia," *Trans., AIME* (1951) 192, 223-226.

Glasø, Ø.: "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," *Journal of Petroleum Technology* (May 1980), 785-795.

Gould, T.L.: "Vertical Two-Phase Steam-Water Flow in Geothermal Wells," *Journal of Petroleum Technology* (August 1974), 833-842.

Hall, K.R., and Yarborough, L.: "A New Equation of State for Z-Factor Calculations," *Oil and Gas Journal* (June 18, 1973), 82-92.

Kestin, J., Khalifa, H.E., Abe, Y., Grimes, C.E., Sookiazian, H., and Wakeham, W.A.: "Effect of Pressure on the Viscosity of Aqueous NaCl Solutions in the Temperature Range 20–150°C," *Journal of Chemical Engineering Data* (1978) 23, No. 4, 328-336.

Kleyweg, D.: "A Set of Consistent PVT-Correlations for Gas/Condensate Systems," paper SPE 19509 available from SPE, Richardson, Texas, USA (1989).

Kobayashi, R.; and Katz, D.L.: "Vapor-Liquid Equilibria for Binary Hydrocarbon-Water Systems," *Industrial Engineering and Chemistry* (February 1993), 440-451.

Lasater, J.A.: "Bubble-Point Pressure Correlation," *Trans., AIME* (1958) 213, 379-381.

Lee, A.L., Gonzalez, M.H., and Eakin, B.E.: "The Viscosity of Natural Gases," *Journal of Petroleum Technology* (August 1966), 997-1000.

Long, G., and Chierici, G.: "Salt Content Changes Compressibility of Reservoir Brines," *Petroleum Engineer* (July 1961), B-25-B-32.

McCain, W.D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids* (2nd ed.), Tulsa, Oklahoma, USA, PennWell Books (1990).

McCain, W.D., Jr., Spivey, J.P., and Lenn, C.P.: *Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations*, Tulsa, Oklahoma, USA, PennWell Books (2011).

Meehan, D.N.: "A Correlation for Water Compressibility," *Petroleum Engineer* (November 1980a), 125-126.

———: "Estimating Water Viscosity at Reservoir Conditions," *Petroleum Engineer International* (November 1980b), 117-118.

Petrosky, G.E., and Farshad, F.F.: "Pressure-Volume- Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (October 1998), 416-420.

Standing, M.B.: "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases," *API Drilling and Production Practice* (1947), 275-287.

Standing, M.B., and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases," *Trans., AIME* (1942) 146, 140-149.

van Wingen, N.: "Viscosity of Air, Water, Natural Gas, and Crude Oil at Varying Pressures and Temperatures," *Secondary Recovery of Oil in the United States* (2nd ed.), Dallas, Texas, USA, API (1950), 126-132.

Vazquez, M.E., and Beggs, H.D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction," *Journal of Petroleum Technology* (June 1980), 968-970.

Приборы для измерения скорости потока

Хотя турбинные или вертушечные расходомеры широко используются в промышленности за счет незначительных погрешностей их показаний, ситуация кардинально отличается для нефтепромысловой отрасли.

Полнопроходной расходомер, как, казалось бы, следует из его названия, не охватывает все поперечное сечение трубы (рис. 4-1). Обычно полнопроходной расходомер охватывает только около 40% площади поперечного сечения эксплуатационной колонны. Кроме того, лопасти не имеют прогрессивного шага (как на гребных винтах судов и в газовых турбинах) в силу того, что лопасти расходомера складываются при прохождении труб малого диаметра (НКТ), при этом внешний диаметр прибора, в сложенном положении, составляет 1¹¹/₁₆ дюйма, что исключает использование чего-либо сложнее плоских лопастей.

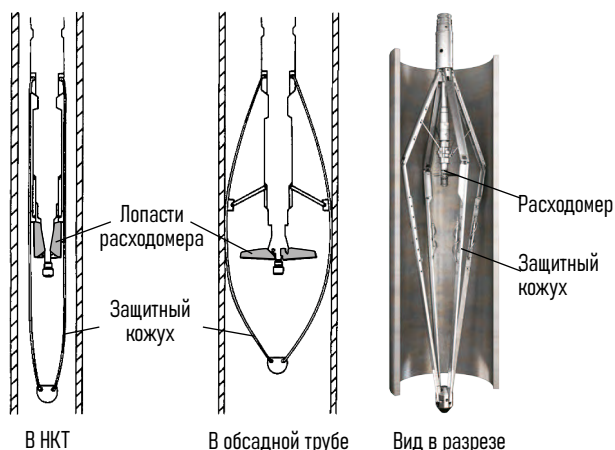


Рис. 4-1. Схема полнопроходного вертушечного расходомера.

Расходомер непрерывного действия (линейный) позволяет использование вертушки с прогрессивным шагом лопастей, которая более эффективна при извлечении энергии из (набегающего) потока флюидов (и, следовательно, снижает порог страгивания вертушки, то есть требуется меньшая скорость потока флюидов для начала вращения) (рис. 4-2). К сожалению, значительно уменьшенный диаметр вертушки расходомера сводит на нет эффект улучшенного профиля лопастей, а пороговая скорость страгивания стандартного линейного расходомера примерно в 3 раза выше, чем у полнопроходного расходомера.

Мини-расходомер Flow Scanner* (рис. 4-3) используется в группах из пяти мини-расходомеров, регистрирующих скорости флюидов вдоль вертикальной оси трубы. Такая схема установки подробно рассмотрена в системе Flow Scanner (FSI) для промыслово-геофизических исследований в горизонтальных и наклонных скважинах (см. главу «Анализ показаний Flow

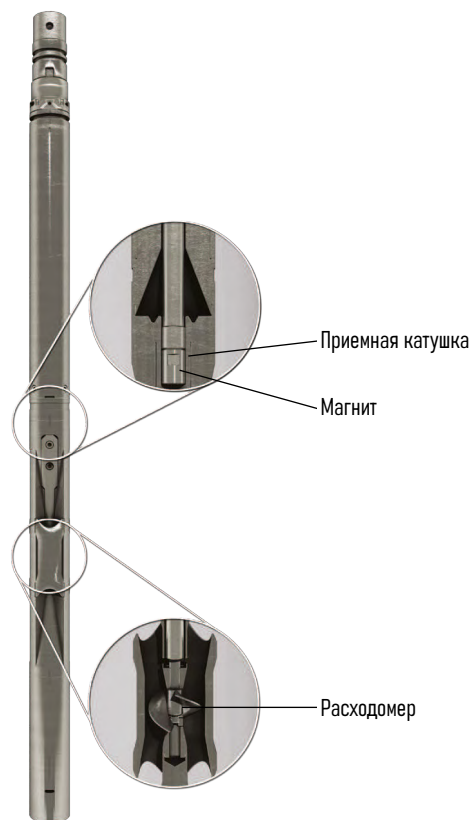


Рис. 4-2. Расходомер непрерывного действия (линейный)

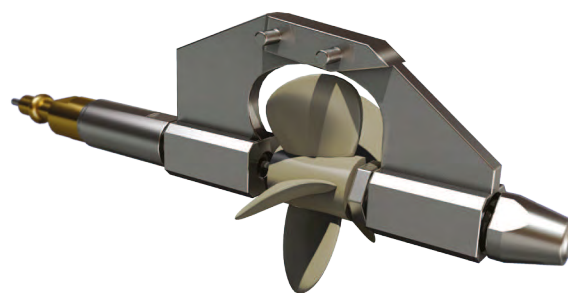


Рис. 4-3. Мини-расходомер Flow Scanner

Scanner (FSI)»). Изменение технологии подшипника вместе с прогрессивным шагом лопастей приводит к получению порога страгивания расходомера, сопоставимого с полнопроходным расходомером.

Модель теоретического времени отклика расходомера

Рассмотрим отклик идеального вертушечного расходомера (рис. 4-4). Скорость вращения расходомера в оборотах в секунду (об/с) прямо пропорциональна скорости флюида, проходящего через расходомер. Наклон кривой отклика, измеряемый в оборотах в секунду/фут/мин [оборотах в секунду/метр/мин], напрямую зависит от шага расходомера, измеряемого в дюймах [сантиметрах].

С учетом трения в подшипниках отклик становится немного сложнее, с двумя линиями отклика, одна для положительных показаний расходомера, а вторая для отрицательных показаний расходомера. Существует диапазон низких скоростей флюида, при которых расходомер не вращается, поскольку вращающий момент расходомера меньше, чем трение в подшипнике. Внимательный осмотр линий отклика на рис. 4-4 показывает небольшое отклонение на низких скоростях вращения расходомера из-за действия статического трения, воздействия вязкости или двух этих факторов. Чтобы избежать осложнений, возникающих из-за нелинейного отклика расходомера, показания расходомера, близкие к нулю, отбрасываются, если они выглядят сомнительно.



Рис. 4-4. Отклик вертушечного расходомера с трением, в том числе статическим.

Увеличение вязкости жидкости, проходящей через расходомер, приводит к необычным результатам. Порог сначала увеличивается, а затем уменьшается, в то время как угол

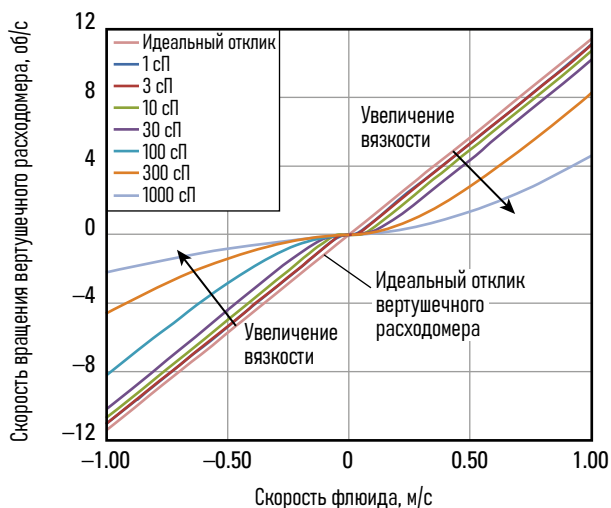


Рис. 4-5. Отклик вертушечного расходомера при увеличении вязкости флюида.

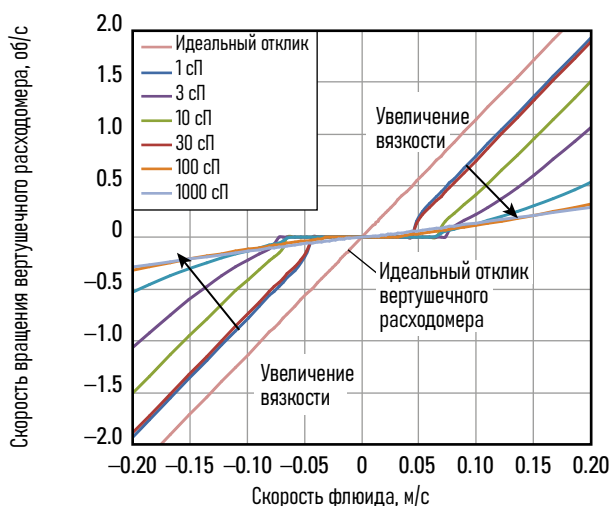


Рис. 4-6. Отклик вертушечного расходомера при увеличении вязкости флюида, масштаб увеличен.

наклона расходомера изменяется примерно в 5 или более раз. На рисунках 4-5 и 4-6 показаны результаты ранее неопубликованных экспериментальных данных, полученных в исследовательском центре Schlumberger Gould.

Изменение плотности флюида, проходящего через расходомер (например, с жидкости на газ), также увеличивает размер области низких скоростей, в которой расходомер не вращается, но это не должно существенно изменить кривую отклика расходомера (рис. 4-7).

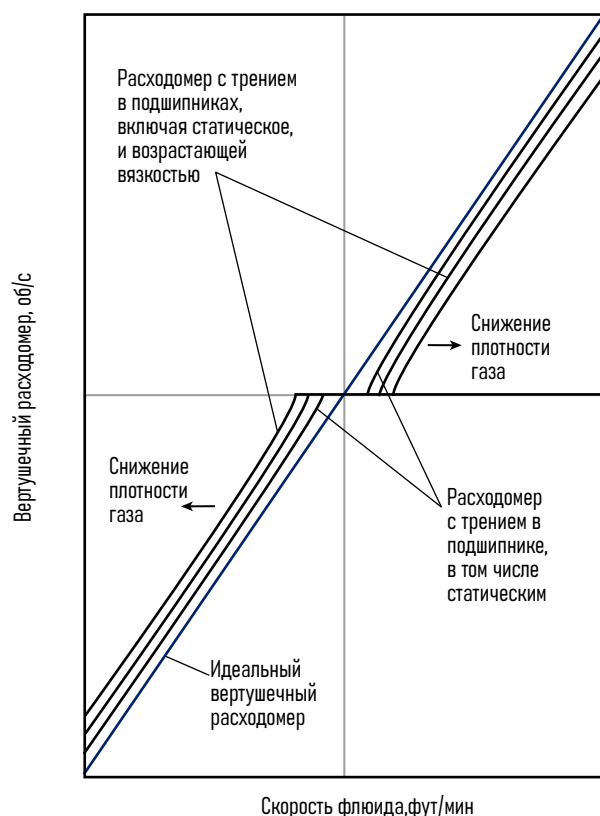


Рис. 4-7. Отклик расходомера при снижении плотности флюида.

Однако изменение среды с жидкости на газ приводит к значительному изменению псевдо-числа Рейнольдса (созданного с помощью скорости подъема/спуска приборов ПГИ), что приводит к образованию турбулентности и завихрений, как показано на рис. 4-8:

$$N_{Re_pseudo} = vpd / \mu \quad (4-1)$$

где

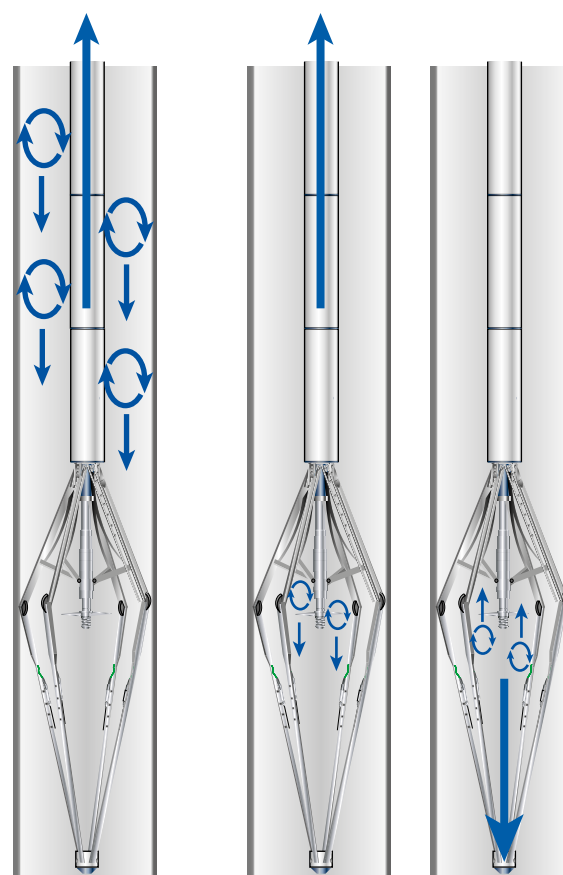
v = скорость спуска / подъема приборов ПГИ, м/с

ρ = плотность газа, кг/м³

d = гидравлический диаметр, м (это число немного больше, чем внутренний диаметр трубы)

μ = динамическая вязкость, Па·с

Слева на рис. 4-8 показан полнопроходной расходомер, движущийся вверх (эквивалент отрицательной скорости



Причина ассиметричных
линий отклика и порогов
страгивания расходомера

Причина псевдосимметричных
изменений линий отклика
расходомера

Рис. 4-8. Турбулентность флюида и полнопроходной расходомер.

флюида), создающий завихрения, которые движутся вниз и создают помехи для расходомера. Подобное поведение создает ассиметричные углы наклона линий отклика и прогов страгивания расходомера. Предполагается, что этот эффект, в основном, наблюдается в газовых скважинах, но он также присутствует в воде и легкой нефти.

В центре и справа на рис. 4-8 показано воздействие расходомера и его корпуса, вращающихся в потоке флюида. При аппроксимации первого порядка эффект кажется одинаковым для нисходящего и восходящего потоков.

Модель практического времени отклика расходомера

Модель теоретического времени отклика расходомера, описанная в предыдущем разделе, слишком сложна для ежедневного использования. Вместо этого вводятся некоторые аппроксимации, пока не будет достигнута модель, представленная на рис. 4-9. На ней показан расходомер, вращающийся в неизвестном флюиде, имеющий положительные и отрицательные линии отклика и значения порогов срабатывания расходомера. Поскольку эти четыре параметра могут изменяться в зависимости от скорости, плотности флюида, вязкости флюида, диаметра эксплуатационной колонны и других условий, модель требует обновления в рассматриваемом интервале интерпретации.

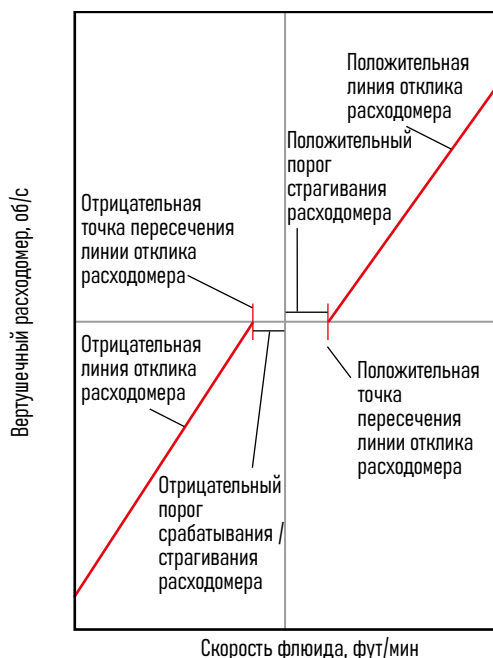


Рис. 4-9. Аппроксимация отклика расходомера.

Интерпретация данных расходомера — первоначальный лабораторный анализ

Первый подход (Менье и соавторы, 1971 г.) к калибровке расходомера включал лабораторное определение характеристик и создание интерпретационных номографических диаграмм (рис. 4-10).

Определенные в лаборатории порог срабатывания расходомера и шаг расходомера были объединены с показаниями стационарного расходомера, моделью вязкости профиля скорости и внутренним диаметром трубы для получения расхода в скважине.

К сожалению, аналитик данных каротажа редко располагал достоверной информацией о значении вязкости флюида в скважинных условиях, поэтому измерения порога срабатывания

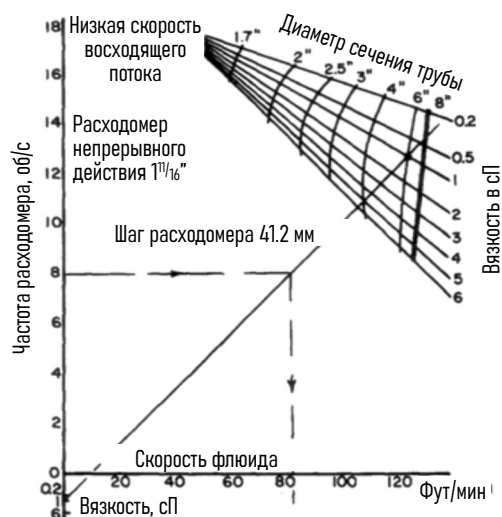


Рис. 4-10. Интерпретационная номографическая диаграмма расходомера (Менье и соавторы, 1971 г.)

Примечание 4А. Скважинная скорость прибора ПГИ

Поскольку невозможно напрямую измерить скорость прибора ПГИ в скважине, используется скорость каротажного кабеля на поверхности. Чаще всего используются скорости, равные 30, 60 и 90 фут/мин [10, 20 и 30 м/мин], но при работе на нестабильных скважинах добавляются дополнительные скорости, чтобы усреднить колебания показаний. Для высокоскоростных газовых скважин используются максимальные скорости в диапазоне 120–150 фут/мин [40–50 м/мин], чтобы более явно определить положительную точку пересечения линии отклика расходомера.

Примечание 4В. Измерение скважинной скорости прибора ПГИ

В отсутствие каких-либо данных о скважинной скорости или глубине, скорость прибора ПГИ определяется на основании скорости каротажного кабеля, на котором он спускается в скважину. К счастью, при установившихся условиях скорость на поверхности очень близка к скважинной. Однако в переходных условиях, когда прибор ПГИ ускоряется из состояния покоя или замедляется до остановки, его скорость нельзя достаточно точно оценить на основании скорости каротажного кабеля на поверхности. Как правило, прохождение 30-футового [10-метрового] интервала выше верхнего и нижнего интервала перфорации позволяет прибору достичь стабильной скорости перед началом исследований в интервале интереса.

расходомера, полученные в лабораторных условиях, редко были репрезентативны для условий конкретного месторождения, а данные каротажа в зависимости от глубины не могли быть легко и быстро обработаны.

Калибровка расходомера в скважинных условиях

К счастью, была разработана методика калибровки расходомера в скважинных условиях. Самое раннее упоминание этой методики относится к Пиблеру (1982 г.).

Поскольку непрактично изменять скорость скважинного флюида при измерении оборотов вращения вертушки расходомера (то есть изменять дебит скважины в процессе проведения калибровок расходомера), к проблеме определения

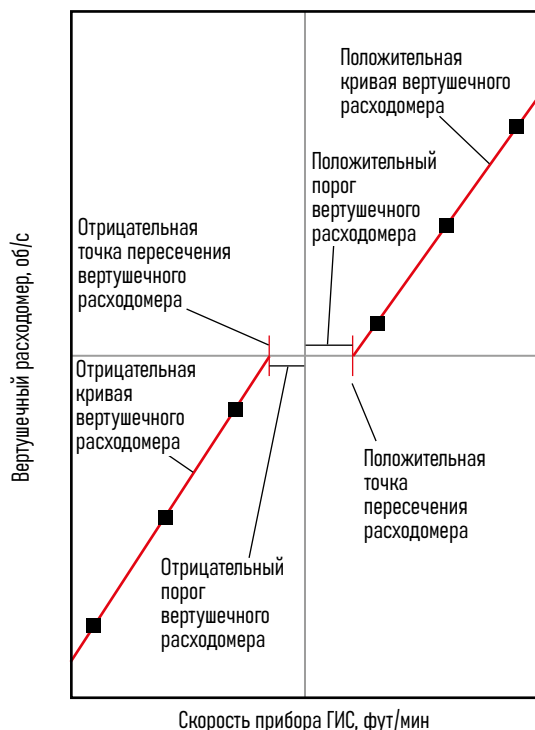


Рис. 4-11. Калибровка расходомера при нулевом потоке.

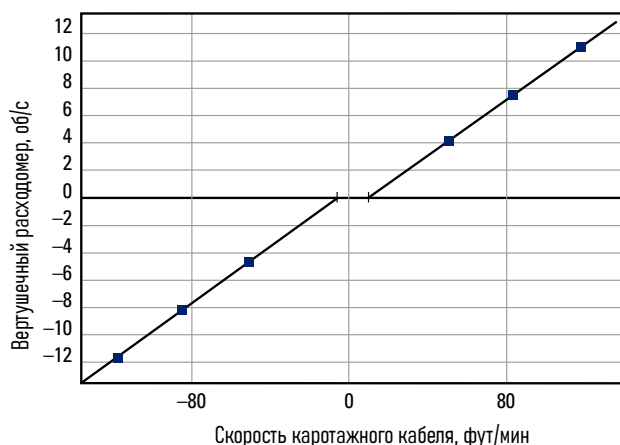


Рис. 4-12. Неоднозначная калибровка расходомера при околонулевых значениях.

характеристик расходомера (обычно называемой калибровкой) подходят с другой стороны. Вместо изменения скорости флюида, прибор перемещается вверх и вниз с различными скоростями, а обороты расходомера наносятся на график в зависимости от скорости прибора.

В условиях нулевого потока можно определить положительную и отрицательную линии отклика расходомера, а также положительный и отрицательный пороги страгивания расходомера (рис. 4-11). Но в каких случаях существует среда с нулевым потоком? Закрытие скважины на поверхности не гарантирует нулевой поток, поскольку между зонами может быть переток. Над верхним перфорационным отверстием, после того как скважина была остановлена на продолжительное время, притока быть не должно, но во время проведения исследований есть вероятность наличия эффекта послепритока флюида или перераспределение флюида в стволе скважины (например, отток жидкости из НКТ). Хотя безопаснее предположить отсутствие потока ниже самого глубокого перфорационного отверстия (при отсутствии заглушек в обсадной колонне, изолирующих более глубокие зоны), плотность и вязкость флюида ниже самого глубокого перфорационного отверстия часто не отражают плотность и вязкость флюида в скважине (флюида, для которого предназначена калибровка расходомера). Как правило, лучший способ определить область нулевого потока — это построение геотермического градиента, поскольку геотермический градиент можно построить только в области нулевого потока. Калибровка расходомера на рис. 4-12 соответствует небольшой положительной скорости (нисходящий поток), но этот анализ может быть достоверен только после проверки термограммы на рис. 4-13.

Каротаж на рис. 4-13 показывает скорость кабеля, глубину, скорость вращения расходомера, интервал перфораций выделен красным цветом, зоны калибровки расходомера выделены желтым цветом, зоны стабильного потока выделены серым цветом, давление, температуру и плотность (согласно плотности, интервал интереса заполнен водой). Резкое изменение температуры в районе глубины 3900 футов, указывает на интервал поглощения холодной воды интервалом перфорации, ниже данного интервала происходит восстановление температурного градиента до геотермического.

Будут ли положительный и отрицательный пороги страгивания расходомера одинаковы по величине? При аппроксимации

Примечание 4С. Положительная скорость, положительная скорость вращения

Почему скорость кабеля положительна при спуске в скважине? Дифференцирование глубины относительно времени дает положительную скорость при увеличении глубины и отрицательную скорость при уменьшении глубины. Поэтому поток к поверхности имеет отрицательную скорость кабеля на графике зависимостей скорости кабеля и расходомера. В некоторой степени произвольно было решено, что расходомер должен вращаться в положительную сторону (положительное значение оборотов) при спуске (положительной скорости кабеля) в условиях нулевого потока.

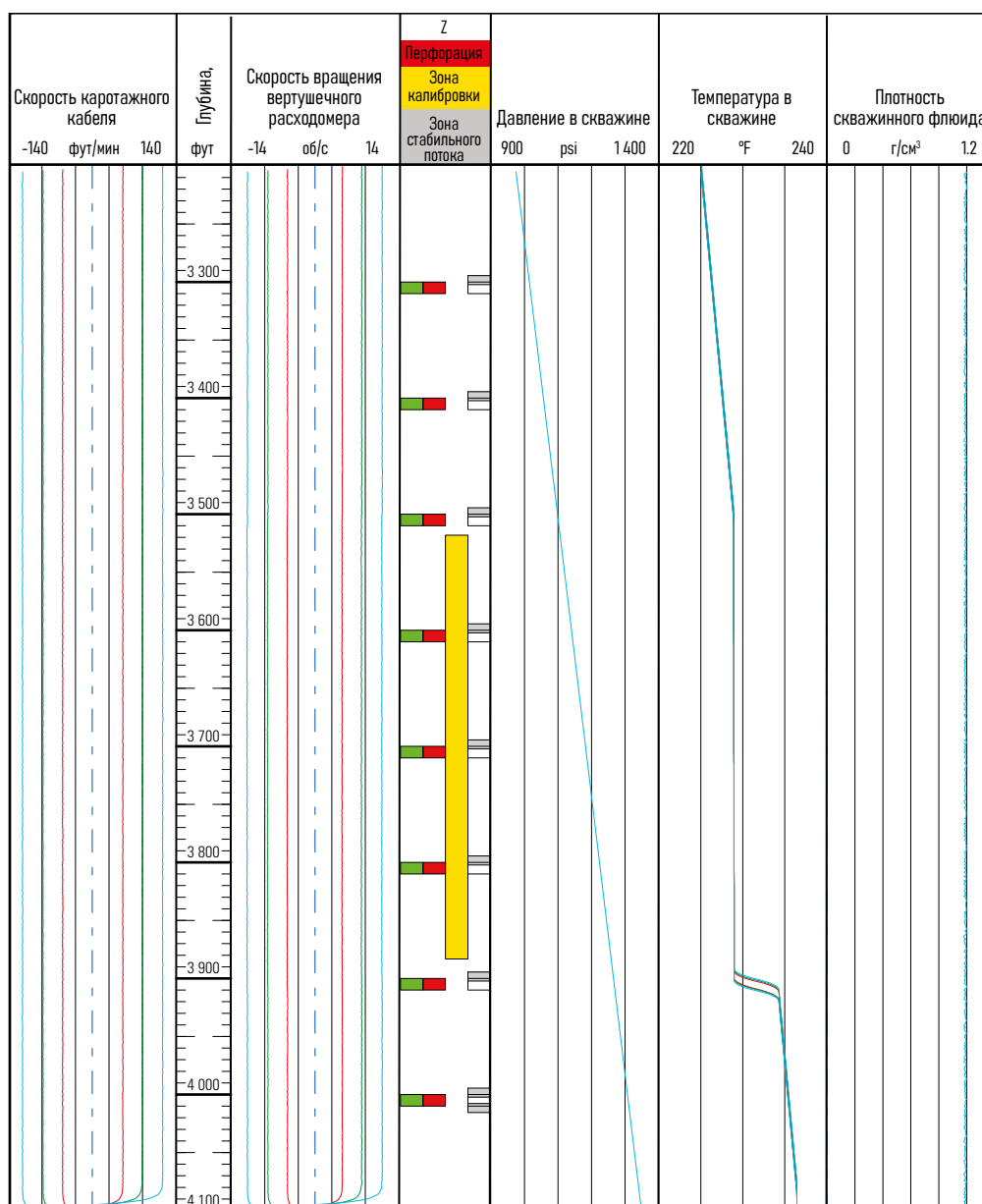


Рис. 4-13. Калибровка расходомера при околонулевых значениях.

первого порядка ответ будет положительным, при более точных измерениях ответ, как правило, будет отрицательным. Нормальным считается, когда положительный порог составляет от 40% до 60% расстояния от отрицательной точки пересечения (пересечения калибровочной линии расходомера) до положительной точки пересечения, но диапазон от 30% до 70% также приемлем. Только при значениях менее 30% или более 70% следует ставить под сомнение достоверность калибровки расходомера или измерений расходомера.

Когда в скважине имеется поток, тот же отклик расходомера переводится влево, а измеренная скорость определяется вычитанием положительного порога расходомера из положительной точки пересечения (рис. 4-14).

Нулевые показания расходомера имеют соответствующую погрешность по оси скорости кабеля, независимо от того, насколько точно измерена скорость кабеля. Следовательно, нулевые показания (или близкие к нулю, скажем, менее 0.5 оборотов в секунду) расходомера никогда не должны использоваться для расчета линии отклика расходомера или скорости флюида.

Показания вертушечного расходомера во время стационарной записи представляют собой показания расходомеров при нулевой скорости каротажного кабеля. Эти данные также могут быть использованы в совокупности с данными, полученными во время проходов, для построения линий отклика расходомера.

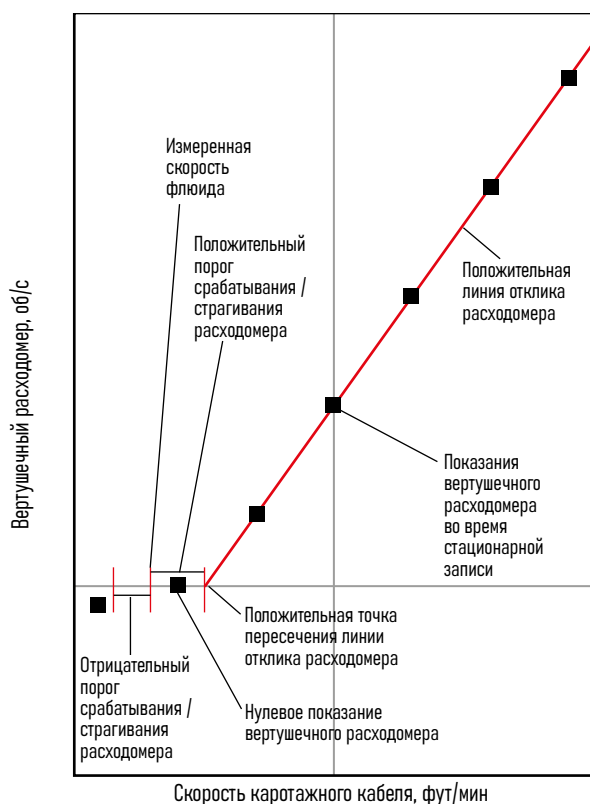


Рис. 4-14. Калибровка вертушечного расходомера в работающей скважине.

Обратите внимание, что качество данных на графике зависимостей на рис. 4-14 имеет место только в условиях стабильного однофазного потока. Многофазный поток имеет больший разброс точек данных и большую неоднозначность при выборе подходящей линии отклика расходомера и порога страгивания.

Если скорость флюида составляет 60 фут/мин [20 м/мин] или больше, невозможно определить отрицательную точку пересечения с любой степенью достоверности. Поэтому положительный порог страгивания расходомера должен быть определен при более низких значениях скорости потока, и, как правило, такие скорости потока можно наблюдать ниже по стволу скважины. Погрешность калибровки расходомера, в таких условиях, может составлять 10–20 % от положительного порога страгивания расходомера. Если принять типичный порог страгивания полнопроходного расходомера за 5 фут/мин, то ожидаемая погрешность предполагаемого порога составит около 0.5–1.0 фут/мин. Однако по сравнению со скоростью флюида 60 фут/мин и выше, погрешность в 0.5–1.0 фут/мин не является существенной.

В наклонных скважинах с многофазным потоком нередко наблюдается, что положительные и отрицательные точки пересечения приближаются друг к другу, и, нередко, даже пересекаются, в результате чего происходит наложение точек пересечения (рис. 4-15). В данном случае нет физических моделей, позволяющих применить какую-либо поправку; поэтому усреднение положительных и отрицательных точек пересечений



Рис. 4-15. Наложение точек пересечения при калибровке вертушечного расходомера.

и принятие этого значения за скорость расходомера — простой и неплохой способ определения скорости флюида.

Каротаж на рис. 4-16 был сделан в остановленной наклонной скважине и здесь, возможно, имел место процесс перераспределения флюида, другими словами, — более тяжелый флюид (вода в данном случае) опускался вниз по стволу скважины, а более легкий (нефть) поднимался к устью. Колонка 1 показывает скорость каротажного кабеля, затем глубина, скорость вращения полнопроходного расходомера, интервал перфорации выделен красным цветом, зоны калибровки расходомера желтым цветом, зоны стабильного потока серым цветом, давление, температура, плотность смеси, каверномер X, каверномер Y, натяжение кабеля и ГК (гамма-каротаж).

Выше отметки в 2815 м установлена обсадная колонна диаметром 9½ дюйма, а ниже отметки в 2817 м — 7-дюймовый хвостовик. Контакт нефти и воды в стволе скважины находится на отметке в 2820.5 м. Температурная аномалия на отметке в 2821.5 м находится напротив перфорации и может указывать на некоторый приток.

Были выбраны три калибровочные зоны расходомера. Верхняя зона находится в 9½-дюймовой обсадной колонне, — в зоне заполненной нефтью, также в этой зоне может быть незначительное наличие воды, спускающейся вниз по стволу скважины, когда скважина остановлена. Вторая зона находится в аналогичных условиях, за исключением уменьшения размера обсадной трубы. Третья зона находится в 7-дюймовом хвостовике, в зоне, заполненной водой.

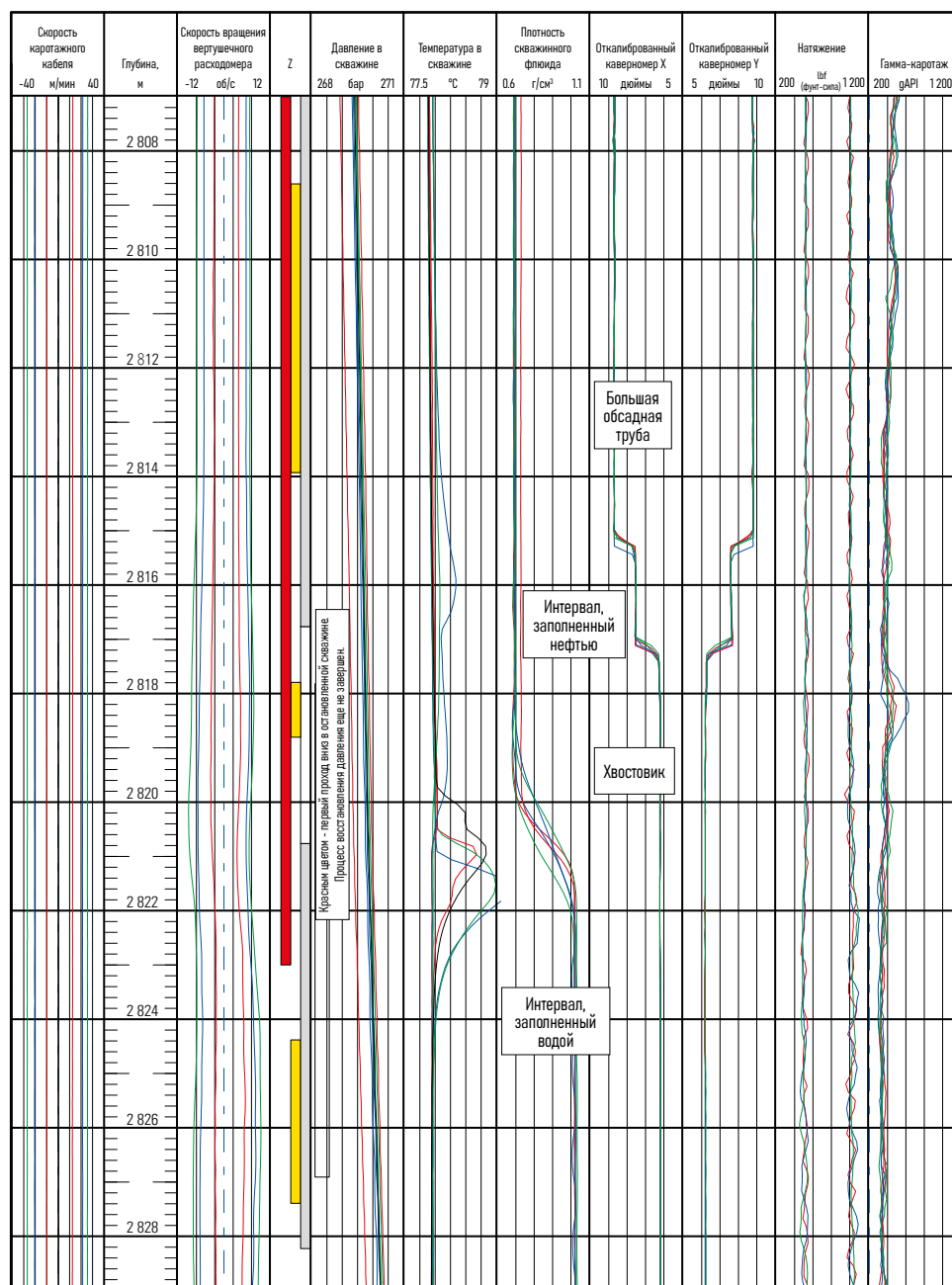


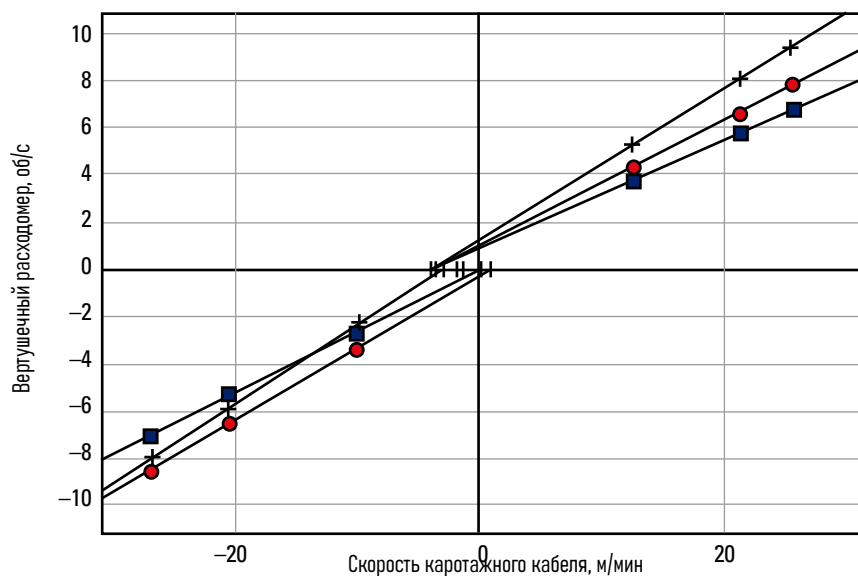
Рис. 4-16. Влияние изменения диаметра, изменения плотности и рециркуляции.

На рис. 4-17 видно, что две верхние зоны имеют наложение точек пересечения. Каждая зона калибровки имеет разную линию отклика, так как расходомер реагирует на изменения плотности смеси и внутреннего диаметра обсадной трубы. Ни одна линия отклика не является правильной, и на интерпретатора ложится задача по выбору наиболее подходящей линии отклика (и порогового значения) для данных условий, а также выбору интервала глубин, где должна происходить интерполяция между калибровочными зонами.

В некоторых случаях невозможно откалибровать расходомер в скважине с помощью серии проходов вверх и вниз на разных

скоростях. Возможно, прибор вышел из строя после первого прохода, или изменились условия в скважине. В таких случаях необходимо применять теоретические значения калибровок расходомера. В таблице в Приложении к данному изданию приведены теоретические линии отклика (и шаги) расходомеров и теоретические оценки порогов страгивания для всех современных и большинства ранее выпускаемых расходомеров Schlumberger.

Поскольку некоторые изменения линии отклика и порога страгивания расходомера в процессе исследований — это норма, использование линий отклика и порогов страгивания



Порог / пересечение = 0.5

Зона калибровки, м	Положительная линия отклика	Отрицательная линия отклика	Положительная точка пересечения, м/мин	Отрицательная точка пересечения, м/мин	Разница между точками пересечения, м/мин
■ 2 808.3–2 813.0	0.229	0.259	-3.98	0.18	-4.16
● 2 818.1–2 818.7	0.266	0.305	-3.65	0.90	-4.55
+ 2 824.5–2 828.3	0.319	0.334	-4.09	-3.03	-1.06

Рис. 4-17. Калибровка расходомера по данным рис. 4-16.

по умолчанию не рекомендуется, так как это часто приводит к некачественной интерпретации.

От скорости расходомера к скорости смеси

Расходомер измеряет скорость флюида, но это не то же самое, что средняя скорость смеси. В трубе есть более быстро движущиеся флюиды в центре и более медленно движущиеся флюиды ближе к стенке трубы. Центрованный расходомер показывает некое среднее значение скоростей более быстро движущихся флюидов, проходящих через лопасти расходомера (рис. 4-18).

Необходимо использовать поправочный коэффициент для приведения скорости вращения расходомера к среднему значению. Первый подход (Николаас и Менье, 1970 г.) к этой проблеме был полностью эмпирическим, основанным на исследовании 45 скважин, где показатели поверхностного сепаратора сравнивались с измерениями скорости в скважине (рис. 4-19). Диаметр расходомера, использовавшийся для этих исследований, составлял около 1.5 дюйма [3.8 см], что требовало меньшего поправочного коэффициента, чем для более современных расходомеров диаметром 2½ дюйма или 3½ дюйма [6.4–8.9 см].

Несмотря на отсутствие научной строгости (поправочный коэффициент должен увеличиваться при движении от забоя к устью скважины, так как скорость потока увеличивается и, соответственно, профиль скорости становится более

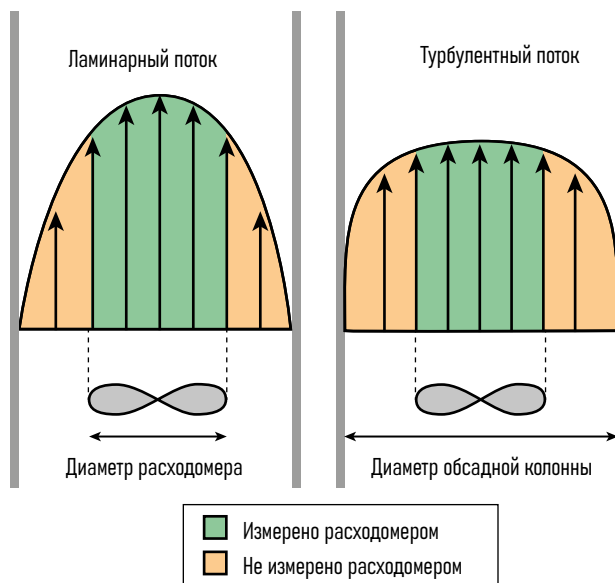


Рис. 4-18. Влияние профиля скорости на кажущуюся скорость расходомера.

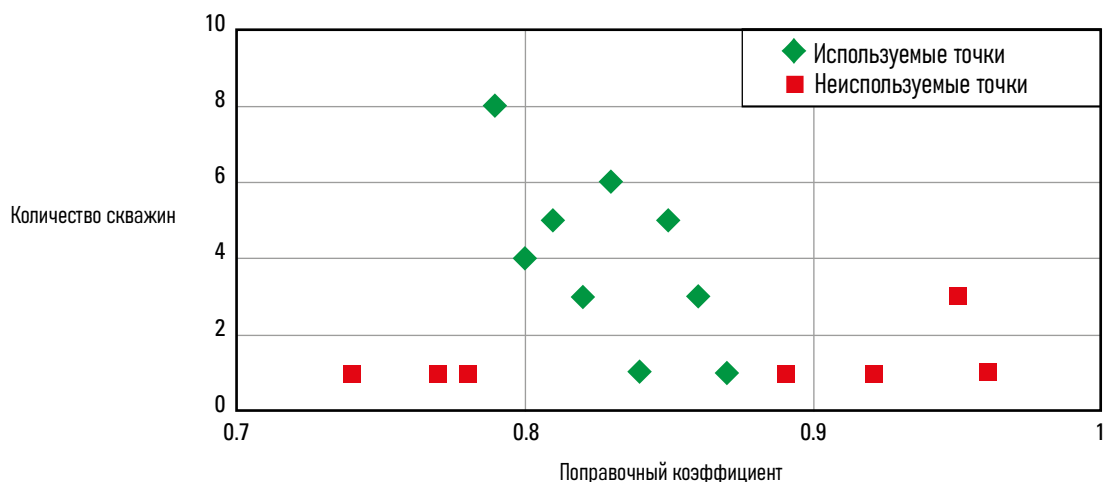


Рис. 4-19. Эмпирическое исследование 45 скважин для определения поправочного коэффициента расходомера (Николас и Менье, 1970 г.).

равномерным по сечению трубы), поправочный коэффициент 0.83 широко используется и сегодня, и не приводит к значительным погрешностям.

Большинство современных компьютерных методов интерпретации используют моделирование профиля скорости в трубе, а затем усредняют скорость, которая была бы видна на площади охвата расходомера.

Для расходомера (рис. 4-20) с лопастями, имеющими внешний радиус R_2 , внутренний радиус R_1 и в ламинарном потоке средняя скорость, наблюдаемая расходомером, будет следующей:

$$v_{ave_spinner} = \frac{2v_{max}}{(R_2^2 - R_1^2)} \left[\frac{r^2}{2} - \frac{r^4}{4R^2} \right]_{R_1}^{R_2}, \quad (4-2)$$

при этом

$$v_{ave} = \frac{v_{max}}{2}, \quad (4-3)$$

с поправочным коэффициентом

$$F_{vpc} = \frac{v_{ave}}{v_{ave_spinner}}, \quad (4-4)$$

где

$v_{ave_spinner}$ = средняя скорость, измеренная в зоне работы расходомера

v = скорость в центре трубы

r = радиальное расстояние от осевой линии трубы

R = внутренний радиус трубы

v_{ave} = средняя скорость флюида в трубе

F_{vpc} = коэффициент поправки расходомера (обычно называемый коэффициентом поправки профиля скорости [VPCF]).

В турбулентном потоке и с использованием соотношения Прандтля,

$$v_{ave_spinner} = \frac{2R^2 v_{max}}{(R_2^2 - R_1^2)} \left[\frac{z^{m+2}}{m+2} - \frac{z^{m+1}}{m+1} \right]_{1-\frac{R_1}{R}}^{1-\frac{R_2}{R}}, \quad (4-5)$$

где z получается в результате следующей подстановки:

$$z = 1 - \frac{r}{R}, \quad (4-6)$$

и

$$v_{ave} = \frac{2v_{max}}{(m+1)(m+2)}. \quad (4-7)$$

F_{vpc} рассчитывается по формуле 4-4.

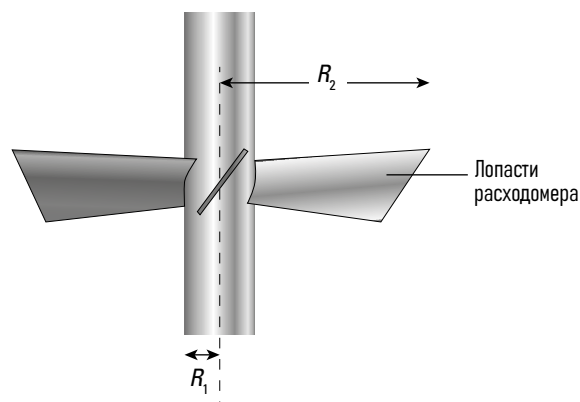


Рис. 4-20. Размеры лопастей расходомера.

В случае двух- или трехфазного потока используются те же алгоритмы поправок, которые были разработаны для однофазного потока. Если профиль скорости многофазного потока похож на профиль скорости однофазного потока (в вертикальных скважинах или наклонных скважинах с высокой скоростью), эта аппроксимация приемлема. Однако в наклонных скважинах с низкоскоростным многофазным потоком происходит рециркуляция.

Рециркуляция и расходомер

При отклонении в пределах от 5° до 75° низкая скорость смеси в сочетании с высокой скоростью проскальзывания приводит к гравитационному расслоению фаз, вызывая большие скорости у верхней стенки трубы, а значительный сдвиг между легкой и

тяжелой фазами приводит к нисходящему потоку тяжелой фазы у нижней стенки трубы (рис. 4-21). Центрованный расходомер пытается усреднить скорости смеси, проходящей через рабочую площадь лопастей, но, как правило, значение скорости получается заниженное, а то и вовсе отрицательное. Плохо центрованный расходомер, расположенный ближе к нижней стенке трубы, подвержен ещё большему влиянию тяжелой фазы.

Увеличение диаметра лопастей расходомера уменьшает погрешность и является самым простым способом повышения качества данных в этих условиях. Данные на рис. 4-22 показывают эффект от увеличения площади покрытия расходомером (однако использование тяжелой дегазированной нефти значительно снизило скорость проскальзывания и эффект рециркуляции).

В то время как рециркуляция обычно происходит, когда газ или нефть поднимаются вверх через колонну воды, обратная

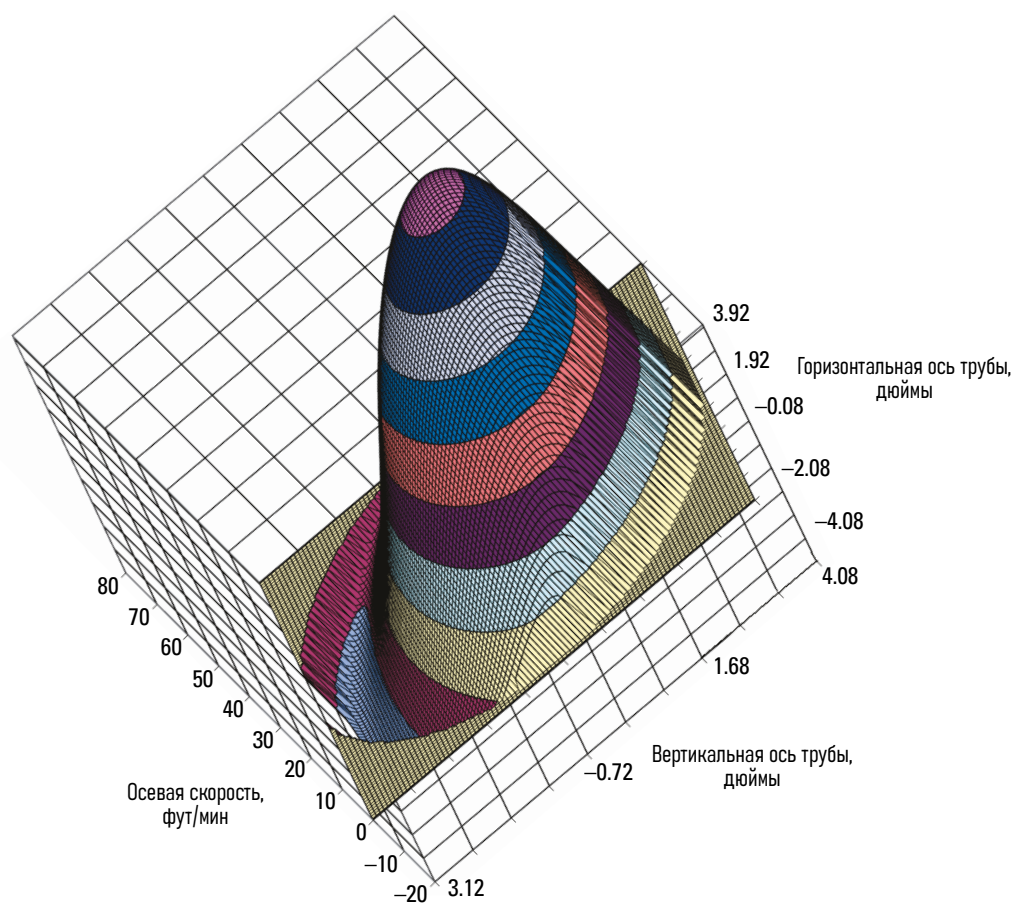


Рис. 4-21. Трехмерное распределение осевой скорости при рециркуляции.

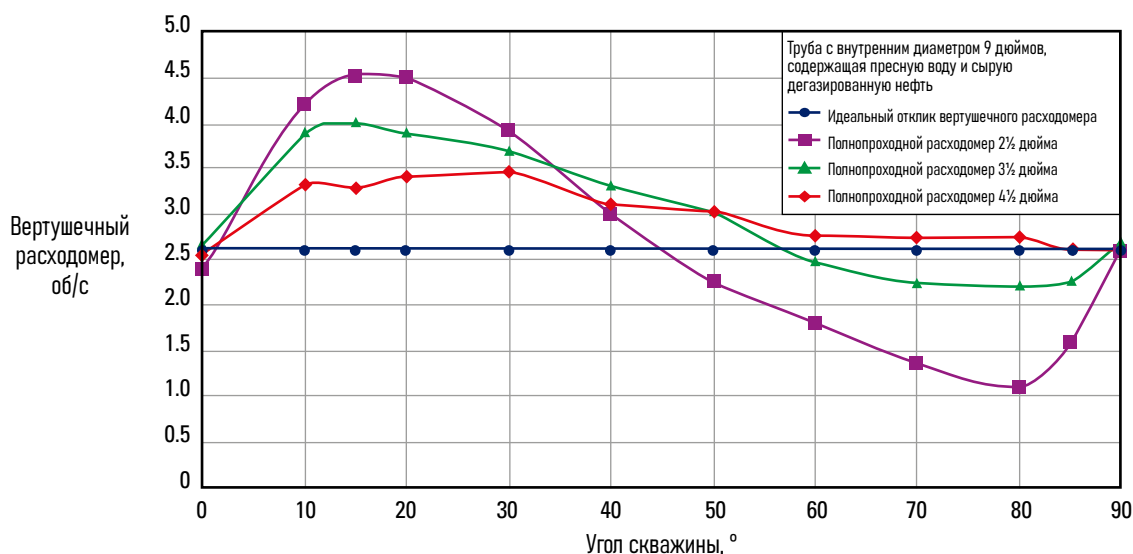


Рис. 4-22. Влияние угла наклона скважины и размера расходомера при постоянном дебите нефти и воды на погрешность рециркуляции.

ситуация, когда падает/движется вниз (сегрегация) через колонну нефти или газа, часто наблюдается, когда скважина только что была остановлена. В таких случаях расходомер ошибочно показывает восходящий поток.

Расходомер с отклонителем потока

Еще один подход к решению проблем рециркуляции включает использование расходомера с отклонителем потока. Поскольку рециркуляция требует низкой скорости смеси, расходомер с отклонителем потока или лепестковой корзиной (рис. 4-23) создает подобие воронки на пути восходящего потока, тем самым поток проходит через трубы диаметром 1–1½ дюйма, в которой регистрируется скорость вращения расходомера. При спуске в 7-дюймовую скважину расходомер с отклонителем потока увеличивает скорость примерно в 20 раз и, следовательно, снижает плохо определяемый порог для эффекта рециркуляции до одной двадцатой. Однако после развертывания отклонителя потока расходомер с отклонителем потока может использоваться только для проведения стационарных измерений. Это означает, что ускоренный поток, проходящий через отклонитель потока,

должен превышать пороговое значение расходомера (которое составляет порядка 15 фут/мин). Кроме того, калибровка данного типа расходомера должна проводиться при закрытом отклонителе потока и в режиме, отличном от того, который используется во время стационарных замеров. Тем не менее, расходомер с отклонителем потока в настоящее время является неплохим средством измерения скорости при наличии рециркуляции.

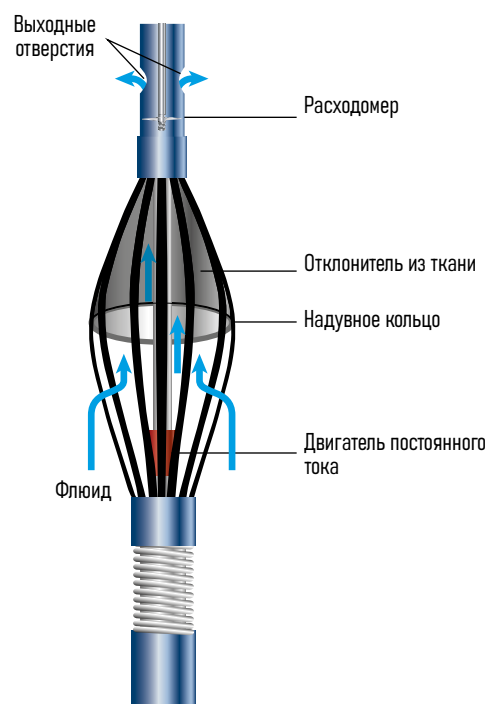


Рис. 4-23. Отклонитель потока или лепестковая корзина, расходомер.

Примечание 4D. Лепестковые корзины

В оригинальном расходомере с отклонителем потока использовался ряд металлических лепестков, которые скользили/двигались друг относительно друга и, к сожалению, не обеспечивали должную герметичность, и часть восходящего потока флюида шла в обход расходомера. В более современных конструкциях используется отклонитель из ткани с лучшим уплотнением, но старое и технически неверное название расходомера с лепестковой корзиной все еще широко используется.

Методы графической интерпретации

В прошлом методы графической интерпретации данных расходомера были очень популярны. Один из таких подходов до сих пор встречается в руководствах по интерпретации данных промыслового каротажа. Рис. 4-24 — после того как выбраны и нанесены на график интервалы стабильного потока, а также интервал нулевого потока, через полученные точки строится линия отклика для данного расходомера. Далее, через точку, соответствующую нулевой скорости прибора, проецируется линия параллельно горизонтальной оси до пересечения с уже построенной линией отклика, и уже от данного пересечения строится вертикальная линия вниз к горизонтальной оси, на пересечении данной линии и оси получим скорость флюида. Увеличение наклона линии нулевого потока на величину, обратную коэффициенту коррекции профиля скорости, автоматически корректирует профиль скорости в трубе.

Этот метод предполагает, что наклон и порог срабатывания расходомера применимы ко всем стабильным интервалам, указанным выше. На практике это работает только для стабильного однофазного потока с чистой, незагрязненной

зоной нулевого потока на забое. Данный графический метод интерпретации больше не применяется в коммерческих целях.

Алгоритмы компьютерной обработки

Компьютерные методы интерпретации, как правило, используют один из двух подходов для получения скорости для последующего применения ее при расчете дебита.

В первом подходе калибровка расходомера выполняется над и под каждой интересующей зоной притока. Скорость, полученная в результате данных калибровок, используется непосредственно для расчета дебита. За пределами диапазона калибровки расходомера дебиты не вычисляются. (Эта техника используется в программном обеспечении BorFlow).

Во втором подходе калибровка расходомера выполняется каждый раз, когда возникает подозрение на изменение наклона линии отклика или порога срабатывания расходомера. При однофазном потоке требуется одна калибровка расходомера, в то время как в многофазной скважине с изменяющимися показателями объемного содержания фаз и скоростями проводится серия калибровок расходомера.

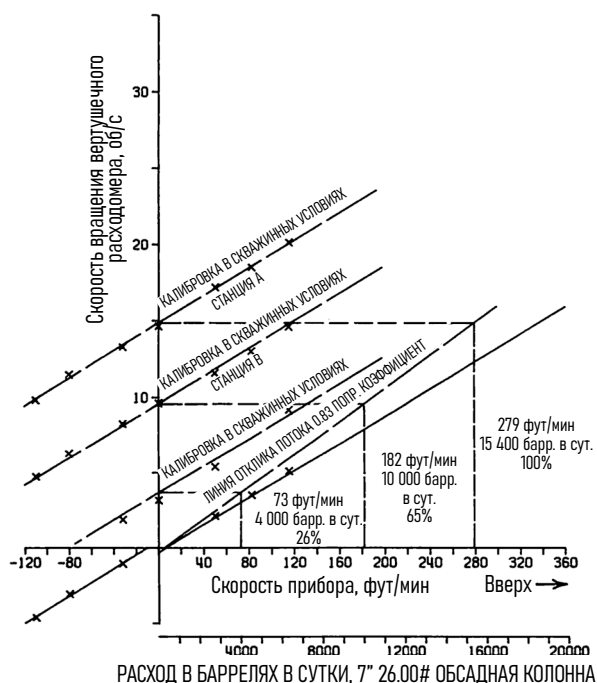
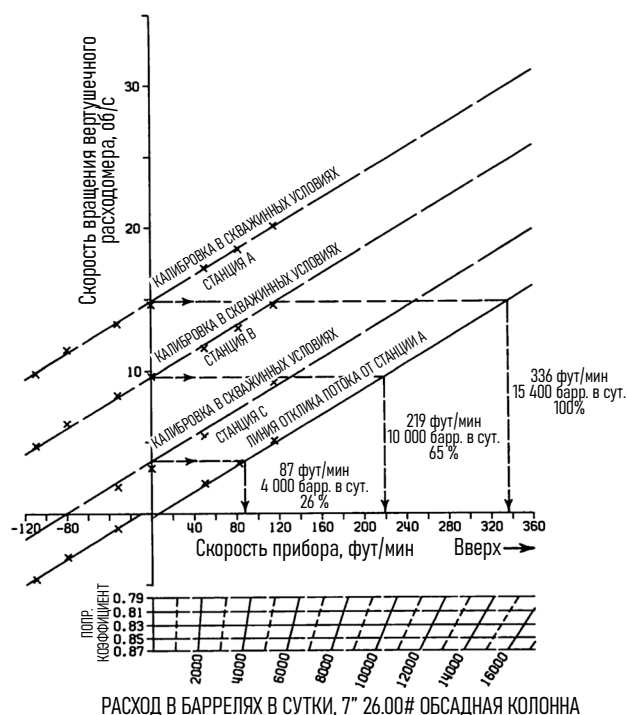


Рис. 4-24. Графические методы вычисления скорости смеси (Production Log Interpretation, 1973).

Каждая калибровочная зона используется для получения линии отклика и порога страгивания расходомера (вычисленная скорость при этом игнорируется). Каждый проход расходомера преобразуется в скорость согласно следующему уравнению для положительных показаний вращения расходомера:

$$v_{\text{spinner}} = \omega_{\text{spinner}} \gamma_{\text{positive}} + v_{\text{+threshold}} - v_{\text{cable}}, \quad (4-8)$$

и для отрицательных показаний расходомера:

$$v_{\text{spinner}} = \omega_{\text{spinner}} \gamma_{\text{negative}} + v_{\text{-threshold}} - v_{\text{cable}}, \quad (4-9)$$

где

v_{spinner} = скорость расходомера, фут/мин [м/мин]

ω_{spinner} = показания расходомера, об/с

γ_{positive} = положительная линия отклика расходомера, об/с/фут/мин [об/с/м/мин]

γ_{negative} = отрицательная линия отклика расходомера, об/с/фут/мин [об/с/м/мин]

$v_{\text{+threshold}}$ = порог страгивания для положительных показаний расходомера, фут/мин [м/мин]

$v_{\text{-threshold}}$ = порог страгивания для отрицательных показаний расходомера, фут/мин [м/мин]

v_{cable} = скорость кабеля (или прибора), фут/мин [м/мин].

Каждому конкретному интервалу калибровки присущи свои значения линий отклика и порога страгивания расходомера. Также в интервале между калибровочными зонами используется интерполяция значений из данных калибровочных зон для получения линий наклона и порогов страгивания расходомера.

Исследование, включающее три прохода вверх и три прохода вниз, дает шесть кривых скорости. Хорошим способом контроля качества является проверка нескольких кривых скоростей на их повторяемость с исключением плохих участков либо вовсе пересмотр всей калибровки расходомера для получения достоверных линий отклика и порогов страгивания перед их осреднением и использованием в дальнейшей интерпретации.

Поведение расходомера при наличии эффекта проскальзывания фаз

В пузырьковом режиме потока расходомер сталкивается с непрерывной фазой, обычно водой, движущейся медленно, и прерывистой пузырьчатой фазой, обычно нефтью, движущейся быстрее. Традиционный подход к интерпретации данных расходомера основан на следующих уравнениях, к которым для ясности добавлены подстрочные индексы, обозначающие монофазность и многофазность. Этот подход известен как объемное усреднение.

$$q_{t_monophasic} = v_{\text{spinner}} F_{\text{vpc}} A, \quad (4-10)$$

$$q_{t_multiphase} = q_o + q_w, \quad (4-11)$$

$$q_o = v_o Y_o A, \quad (4-12)$$

$$q_w = v_w Y_w A. \quad (4-13)$$

Если

$$q_{t_multiphase} = q_{t_monophasic} = v_{\text{spinner}} F_{\text{vpc}} A, \quad (4-14)$$

то

$$v_{\text{spinner}} F_{\text{vpc}} = v_o Y_o + v_w Y_w, \quad (4-15)$$

где

$q_{t_monophasic}$ = скорость однофазного потока в трубе

$q_{t_multiphase}$ = скорость многофазного потока в трубе

v_{spinner} = скорость по графику калибровки расходомера

A = площадь внутреннего поперечного сечения трубы

q_o = расход нефти

q_w = расход воды

v_w = скорость водной фазы

Y_w = объемное содержание воды (объемная доля)

v_o = скорость нефтяной фазы

Y_o = объемное содержание нефти (объемная доля).

Объемное усреднение использовалось при интерпретации коротажных данных в течение многих лет, и оно достаточно хорошо работает, когда существует небольшая разница в плотности между присутствующими фазами или скорость проскальзывания довольно мала. Если между двумя фазами в потоке существует большая разница в плотности, скорость более плотной фазы имеет значительно больший вес в средней скорости, которую считывает расходомер. (Яркий пример — колесный паровоз, который может двигаться только потому, что лопасть в воде создает большую тягу, чем лопасть в воздухе). Для коррекции влияния разной плотности Уиттакер и соавторы (2006 г.) предлагают использовать среднее значение массовой доли:

$$v_{\text{spinner}} F_{\text{vpc}} = (v_o Y_o \rho_o + v_w Y_w \rho_w) / (Y_o \rho_o + Y_w \rho_w), \quad (4-16)$$

где

ρ_o = плотность нефти

ρ_w = плотность воды.

В случае присутствия высокой разницы плотности между нефтью и водой и высокой разницы между скоростью проскальзывания нефти и воды существует большая разница в результирующей скорости расходомера в зависимости от того, какая модель перемешивания применяется. Для газа и воды различия еще больше, но во многих случаях нет пузырькового потока, а модель массовой доли применима только к пузырьковому потоку.

Примечание 4Е. Модели расходомеров и эффект проскальзывания

По состоянию на 2012 год не существует точной физической модели, описывающей поведение турбинного или вертушечного расходомера при наличии эффекта проскальзывания фаз. Из всех предложенных эмпирических моделей только объемная и массово-долевая модели широко используются при интерпретации данных каротажа. В атомной энергетике также существует потребность в измерении расхода в многофазном потоке насыщенного пара в реакторе. Были изучены различные модели, в том числе объемная и массово-долевая для измерения расхода пара.

Минимальные скорости, зарегистрированные в ходе исследований с несколькими проходами расходомера

Большинство турбинных расходомеров в мире, установленных в трубопроводе или спущенных в скважину, имеют порог страгивания, ниже которого они не вращаются. Поскольку эта пороговая скорость является важным показателем качества для любой турбины или расходомера, мы также измеряем пороговые скорости или начала вращения турбины / расходомера при проведении ПГИ. Однако, так как порог описывает нижний предел скорости для неподвижного прибора расходомерии, то при осуществлении калибровки расходомера при различных скоростях проходки прибора в скважине, измеряемый предел страгивания расходомера становится значительно ниже.

На рис. 4-25 показано смоделированное поведение расходомера в 7-дюймовом хвостовике, по которому идет вода с расходом 1000 баррелей в сутки. Поведение типового расходомера с линией отклика 0.091 об/с/фут/мин и порогом страгивания 6 фут/мин было смоделировано при различных скоростях проходки прибора (30, 60, 90 фут/мин), а также смоделировано поведение расходомера при стационарных записях прибора.

Из пяти стационарных измерений только на двух последних станциях, при расходе 800 и 1000 баррелей в сутки, скорость воды была достаточной для начала вращения расходомера. Это означает, что исследование, состоящее только из стационарных измерений, было бы неудовлетворительным. Для контроля меньших скоростей потока потребуются более низкий порог расходомера. Однако, при проведении серии исследований при различных скоростях проходки прибора, расходомер будет вращаться на протяжении всего интервала, что поможет построить достоверный профиль притока. Из этого следует, что порог страгивания / начала вращения расходомера не может использоваться для указания минимальной скорости потока, фиксируемой расходомером во время ПГИ.

Если порог страгивания / начала вращения расходомера не указывает на минимальную скорость потока, которую расходомер может определить количественно, то что тогда влияет на определение минимальной скорости потока? На минимальную обнаруживаемую скорость флюида, измеряемую расходомером, влияют следующие факторы.

- Расходомер с большим диаметром (лопастей) может фиксировать низкие скорости потока флюида.
- Влияние оказывает также шаг расходомера и профиль лопасти (плоская или с прогрессивным шагом?).

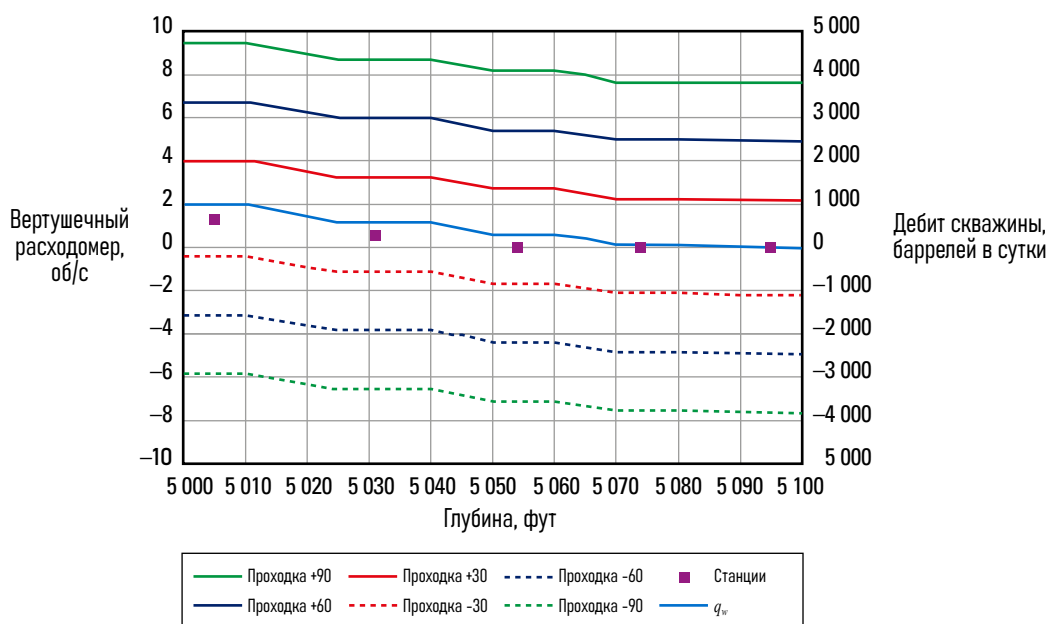


Рис. 4-25. Влияние порога страгивания на отклик расходомера.

- Скорость каротажа должна быть достаточно высокой, чтобы заставить расходомер вращаться, но не настолько высокой, чтобы лопасти деформировались.
- Флюиды с высокой плотностью и низкой вязкостью улучшают чувствительность.
- Плавное прохождение прибора в неглубоких вертикальных скважинах позволяет определять меньшие скорости, чем в более глубоких и сильно наклонных скважинах.
- Конструкция подшипника и техническое обслуживание подшипника расходомера также имеют большое значение.
- Измерения однофазного потока гораздо легче проводить, чем измерения многофазного потока.

Сложность заключается в том, что от моделей приходится отказываться и полагаться на эмпирические данные и опыт. Аналитику данных каротажа, не имеющему опыта, могут помочь следующие наблюдения.

- Современный хорошо спроектированный полнопроходной расходомер способен зафиксировать скорость потока в 3 фут/мин в заполненной водой скважине с углом отклонения от вертикали 45° и глубиной 9000 футов.
- В неглубокой вертикальной скважине, заполненной водой, фиксируемая скорость потока может снизиться до 1.5 фут/мин.

Каков верхний предел вязкости для работы расходомера?

В сырой нефти высокой вязкости вертушечный расходомер может перестать вращаться. Работа в исследовательском центре Schlumberger Gould показывает, что для определения точки отсечки можно использовать локальное число Рейнольдса:

$$N_{Re_local} = (v_{local} \rho d_{local}) / \mu \quad (4-17)$$

и

- если $N_{Re_local} > 1\,000$, то расходомер начинает вращаться
- если $N_{Re_local} > 10\,000$, то расходомер работает в штатном режиме,

где

v_{local} = разность скоростей между скоростью смеси и скоростью прибора, м/с

d_{local} = диаметр расходомера, м

ρ = плотность скважинного флюида, кг/м³

μ = динамическая вязкость скважинного флюида, Па•с

Поскольку полнопроходные расходомеры складываются или деформируются под действием напряжений, возникающих в высоковязких жидкостях, эти расчеты должны быть ограничены использованием турбинных или мини-расходомеров.

К сожалению, этот метод нельзя использовать для более современных высоковязких неньютоновских полимеров, для которых ситуация с расходомером может быть еще хуже (Чжэн и Лю, 2006 г.).

Ссылки

Meunier, D., Tixier, M.P., and Bonnet, J.L.: "The Production Combination Tool—A New System for Production Monitoring," *Journal of Petroleum Technology* (May 1971), 603-613.

Nicolas, Y., and Meunier, D.: "From Memos by Y. Nicholas [sic], EPS, and D. Meunier, STS," *Technical Review* (October 1970), 18, No. 5, 21-25.

Peebler, B.: *Multipass Interpretation of the Full Bore Spinner*, Houston, Texas, USA, Schlumberger Well Services (1982).

Production Log Interpretation, Houston, Texas, USA, Schlumberger Well Surveying Corporation (1973).

Whittaker, A.C., Lenn, C.P., and Hammond, P.: "Improving Multiphase Production Logging Answers with the MassFraction Spinner Response Model for Gas-Liquid Flows," *Petrophysics* (April 2006) 47, No. 2, 120-128; originally presented at the SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA (June 26-29, 2005), paper NN.

Zheng, H., and Liu, X.-B.: "Injection Profiling in Polymer Injectors in Daqing Oilfield," paper SPE 103703 presented at the 2006 SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China (December 5-7, 2006).

Датчики давления

Данные о давлении в скважине могут быть получены с помощью ряда различных методов. Первыми появились механические регистрирующие устройства Amerada® с манометрами Бурдона, за ними последовали датчики деформации с мостом Уитстона, емкостные тензометры, кварцевые манометры, тензометры из сапфирового стекла, а в последнее время — оптические тензометры с брэгговской решеткой.

В современных приборах для промышленного каротажа используются следующие датчики давления:

- тензодатчики
- тензометры из сапфирового стекла
- кварцевые манометры

Они перечислены в порядке возрастания точности, разрешения и цены. Выбор подходящей технологии измерения давления для промышленного каротажа зависит от цели измерения давления.

Данные о давлении для определения стабильности скважины

В примере на рис. 5-1 давление медленно снижается в процессе проведения промышленного каротажа. Изменение депрессии от начала до конца исследования составляет 75 psi. Если общая депрессия от статического давления в пласте до давления в потоке составляет 1000 psi или больше, то колебания в 75 psi можно игнорировать. Однако, если депрессия составляет всего 200 psi, значит дебит скважины значительно изменился во время каротажа. В последнем случае, возможно, придется отбросить все данные, кроме данных двух последних быстрых проходов, где депрессия скважины уже стабилизировалась.

Давление в данном случае не обязательно должно быть очень точным, достаточно того, чтобы оно было стабильным, поэтому можно использовать любую из ранее упомянутых трех технологий.

Давление для определения PVT-параметров

Стандартный тензодатчик на 10 000 psi имеет точность около 10 psi, тогда как соответствующий кварцевый датчик имеет точность 1 psi. Изменение давления на 10 psi при стандартной температуре и давлении оказывает значительное влияние на плотность газа, но изменение давления в скважине на 10 psi при забойном давлении в 2000 psi оказывает незначительное влияние на PVT-параметры по газу, нефти или воде. Данные давления, используемые для прогнозирования скважинных PVT-параметров, не обязательно должны иметь точность кварцевого датчика.

Данные о пластовом давлении

Одной из простейших задач, выполняемых с помощью прибора для каротажа, является регистрация давления в закрытой скважине на контрольной глубине напротив пласта. В стабильной скважине это давление должно соответствовать пластовому давлению, которое является важной переменной для моделирования пласта и падения пластового давления. Как правило, давление, используемое таким образом, должно быть максимально точным, поэтому используется кварцевый манометр.

Данные о давлении для расчетов плотности флюида

Градиент давления dp/dZ определяет плотность флюида; более подробную информацию см. в главе «Измерение плотности». Для данной цели абсолютная точность манометра не имеет значения до тех пор, пока погрешности давления остаются постоянными в течение интервала каротажа. Для расчета плотности флюида может использоваться практически любой манометр.

Данные давления для анализа переходных процессов

Требования к манометрам для анализа переходных процессов давления рассматриваются в книге «Основы испытания пластов» компании Schlumberger.

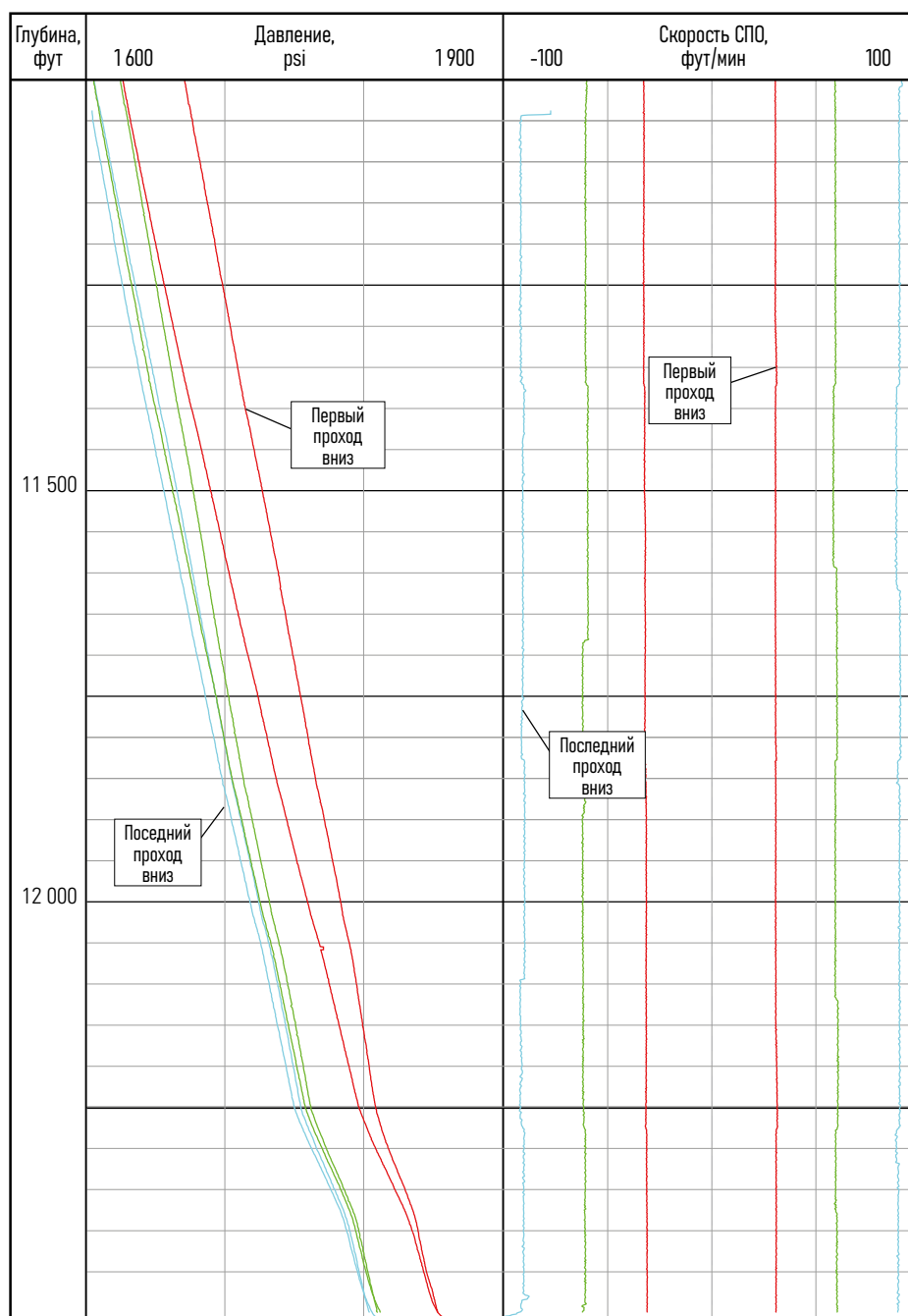


Рис. 5-1. Депрессия находится в процессе стабилизации во время каротажа.

Датчики температуры

Платформа нового поколения Schlumberger PS Platform* оснащена датчиком температуры, который установлен в приборе PBMS (Platform Basic Measurement Sonde). Датчик представляет собой 500-Омный (при 32°F [0°C]) зонд, в состав которого входит платина, для определения сопротивления с последующим пересчетом в значения температуры (RTD — Resistance Temperature Detector). Датчик предназначен для работы в диапазоне температур от -15 до 350 °F [-25 до 175 °C]

с точностью ± 1.8 °F [± 1 °C] в диапазоне от 75 до 300 °F [от 25 до 150 °C] и разрешением 0.01 °F [0.006 °C], с шагом записи 1 секунда.

На практике разрешение датчика температуры намного меньше, чем тепловая постоянная времени платинового зонда; обычно разрешение датчика температуры ограничено тепловой постоянной времени, а лучшие данные каротажа получаются при медленном спуске в скважину со скоростью менее 1000 фут/ч [300 м/ч].

Данные температуры для определения PVT-параметров

Точность $\pm 1.8^\circ\text{F}$ [$\pm 1^\circ\text{C}$] более чем достаточна для построения PVT- модели или PVT-корреляции.

Для определения давления насыщения можно использовать нестандартный метод каротажа с применением термометрии.

Пример на рис. 5-2 показывает увеличение градиента температуры, которое происходит как раз напротив увеличения шумности показаний расходомера. Данный градиент температуры изменяется из-за дополнительного тепла, необходимого для испарения газа, выходящего из раствора, в то время как шум расходомера вызван началом многофазного пузырькового потока.

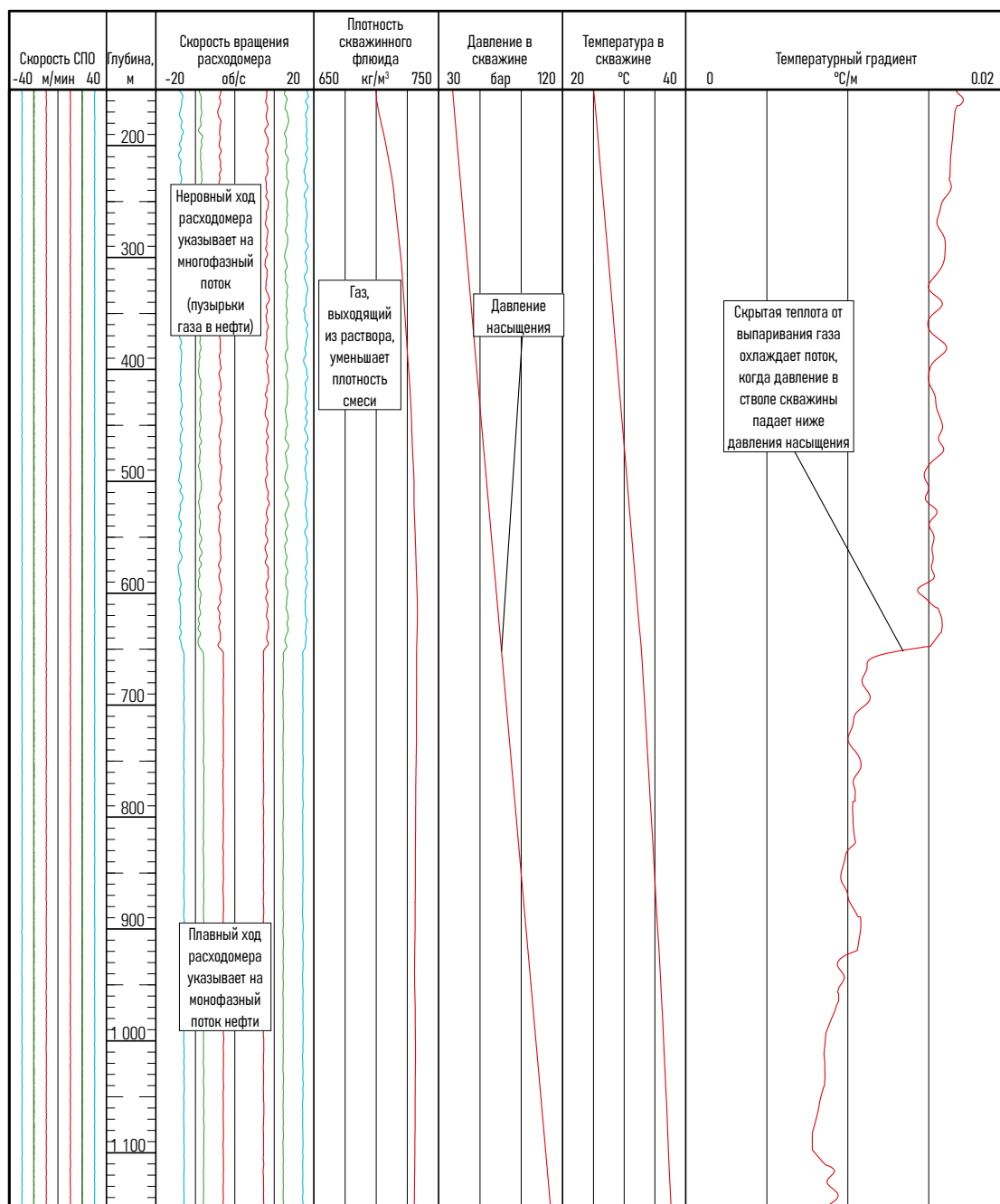


Рис. 5-2. Определение давления насыщения в фонтанирующей скважине.

Температурные данные для качественного анализа притока

В ненарушенном геологическом образовании наблюдается равномерный рост температуры по мере увеличения глубины, пренебрегая поверхностными суточными и годовыми температурными циклами.

Изменения в теплопроводности различных слоев породы изменяют локальный градиент температуры, но при этом сохраняется равномерное увеличение температуры по мере увеличения глубины. Стандартные геотермические градиенты составляют порядка 1.5-3 °F/100 футов [0.8-1.7 °C/30 м].

Движение флюида вверх или вниз выравнивает температуры окружающей обсадной колонны, цемента и пласта. Это приводит к уменьшению температурного градиента, делая градиент температурной кривой меньше (т.е. ближе к вертикали на каротажной диаграмме), чем геотермический градиент. Движение жидкости вверх или вниз также приводит к снижению характера термометрии, поскольку некоторые локальные температурные аномалии размываются.

Одним из лучших способов применения температурных данных в каротаже является следующий: в условиях слабого потока, когда скорость вращения расходомера может быть неоднозначной, температура позволяет четко определить интервал притока флюида. Поток внутри скважины приводит флюид и окружающую среду к некоторому почти постоянному значению с градиентом температуры, который намного меньше геотермального градиента. Области без потока обычно показывают геотермический градиент или некоторую асимптотическую кривую, стремящуюся к геотермическому градиенту.

Простая тепловая модель (без вертикальной теплопроводности) была использована для создания девяти стандартных температурных сигнатур на рис. 5-3. Приток с малой скоростью прогрева соответствует либо низкому объемному расходу жидкости, либо среднему объемному расходу газа; притоки со средней и высокой скоростью прогрева на 1 и 2 порядка больше, соответственно. Области с нулевым потоком показывают геотермальную температуру, в то время

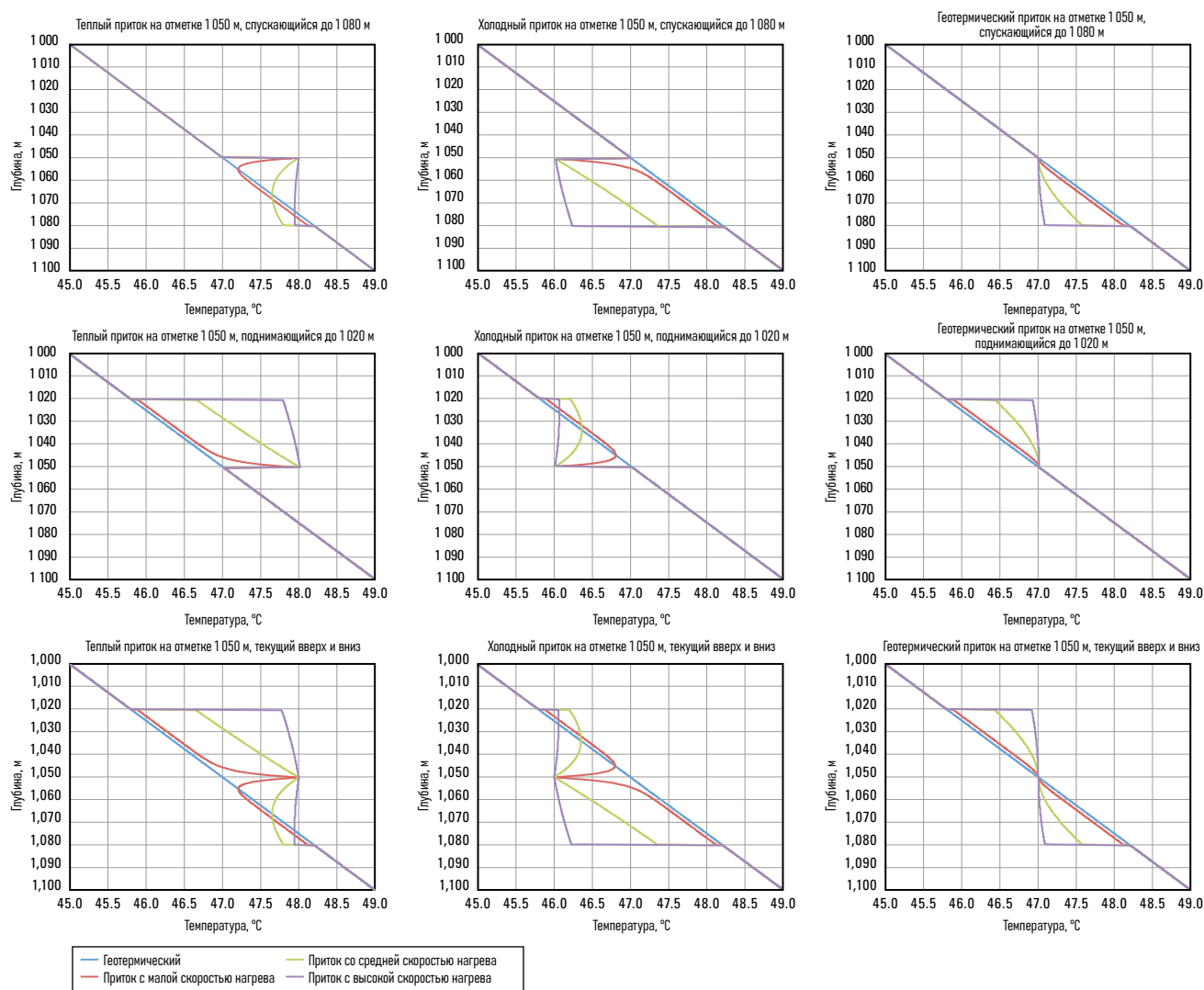


Рис. 5-3. Библиотека стандартных тепловых сигнатур.

как притоки, будь то теплые, холодные или геотермальные, показывают асимптотическую тенденцию к линии, параллельной геотермальному градиенту. Холодные притоки, текущие вверх, и теплые притоки, текущие вниз, трудно определить с помощью термометрии.

В примере на рис. 5-4 показан ряд небольших нисходящих перетоков. Каждый переток демонстрирует субгеотермическую температуру перед возвратом к геотермическому градиенту, так как теплопроводность через обсадную колонну к пласту

Примечание 5А. Отображение температуры и давления

Как правило, температура и давление увеличиваются слева направо. Однако в горизонтальных скважинах истинная вертикальная глубина (TVD) обычно показывается увеличивающейся справа налево. Поэтому в горизонтальной скважине температура и давление часто отображаются на обратных шкалах, чтобы они могли коррелировать с изменениями истинной вертикальной глубины.

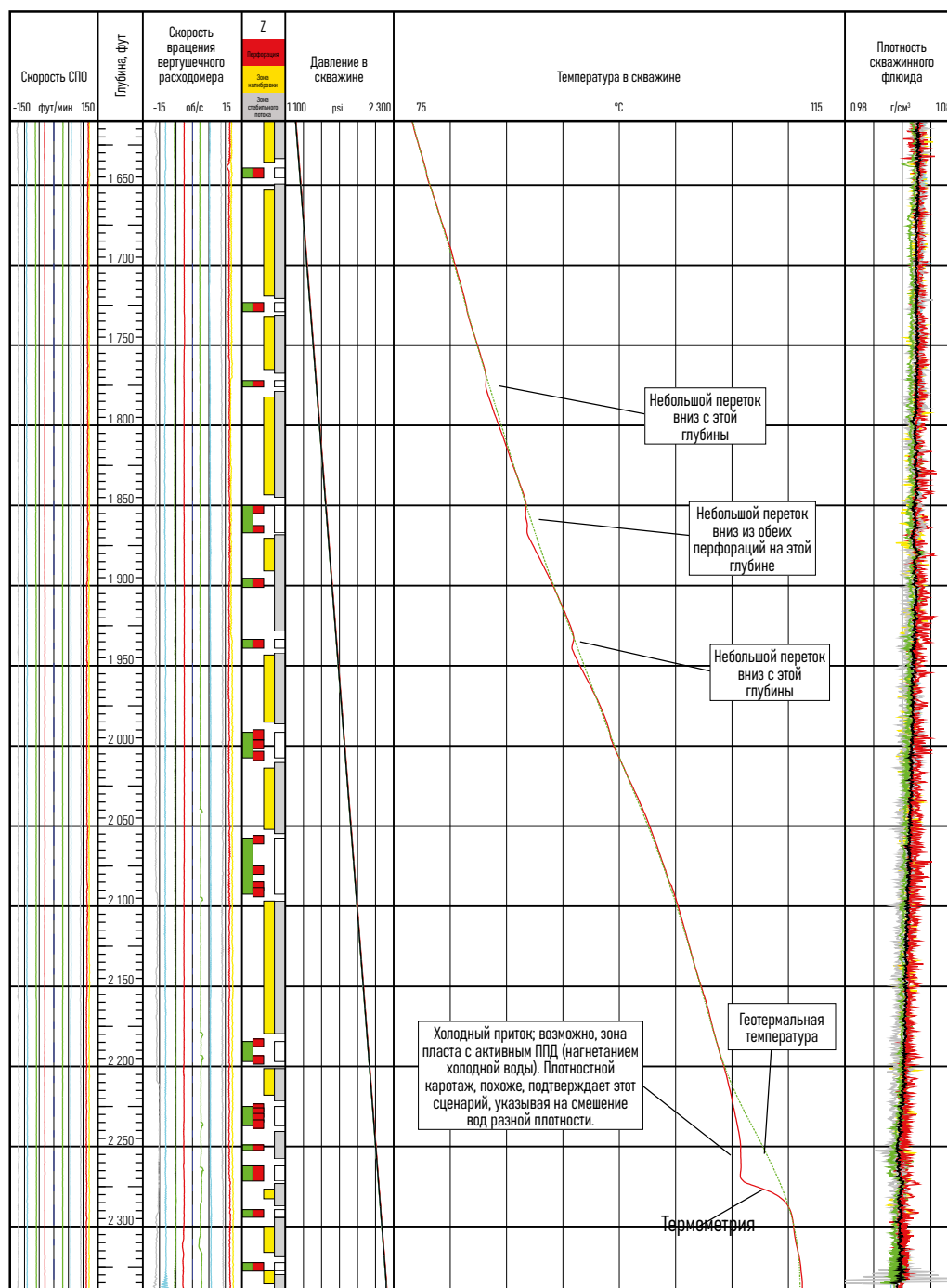


Рис. 5-4. Использование температуры для определения перетока и направления потока. (Месторождение Puesto Zorro, Аргентина, предоставлено компанией Pan American Energy LLC)

восстанавливает равновесие. В подошве пласта имеется холодный приток на отметке 2263 м, который в основном перетекает в перфорацию на отметке 2250 м со слабым перетоком до следующей перфорации на отметке 2195 м.

Более детальное рассмотрение данных по плотности флюида указывает на изменение плотности воды в интервале каротажа, что свидетельствует о смешивании вод из разных источников с разной соленостью и плотностью. Ключом к интерпретации термометрии является сравнение с геотермальной температурой.

К сожалению, геотермальная температура обычно искусственным образом генерируется интерпретатором.

В следующем примере на рис. 5-5 интерпретация результатов каротажа, проведенного с помощью скважинной тяговой установки на кабеле, показывает отсутствие добычи из носка скважины, но температурные данные показывают аномалию нагрева чуть выше нижнего интервала каротажа. После изучения нескольких сценариев притока была проверена длина компоновки приборов ПГИ, и выяснилось, что выявленная

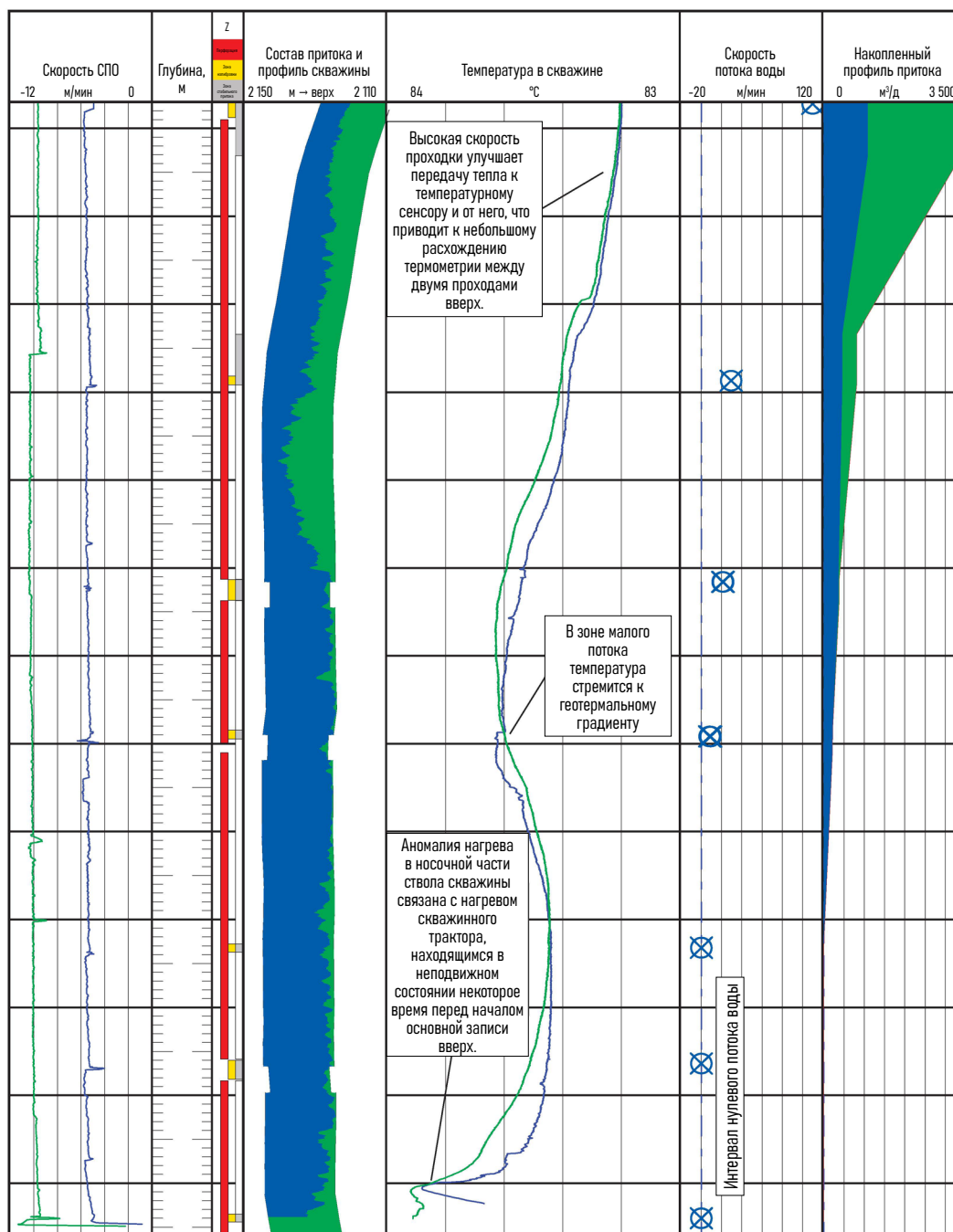


Рис. 5-5. Температурная аномалия, не связанная с работой пласта / скважины

аномалия нагрева соответствует положению скважинного трактора в стволе скважины во время отключения питания от трактора и подключения основных приборов компоновки перед началом записи вверх. Горячий трактор временно повышал температуру ствола скважины, и притока из носка на самом деле не было.

Температурный фон стремится к геотермальному при отключении поверхностной закачки флюида. Зоны, в которые попал большой объем холодного закачиваемого флюида, прогреваются медленно, в то время как зоны с охлаждением только околоскважинного пространства прогреваются быстрее.

На рисунке 5-6 показано исследование восстановления температуры в водонагнетательной скважине.

В данном примере температура служит только для подтверждения картины, полученной на основе скорости закачки, измеренной с помощью расходомера, но в скважинах, где расходомер не может работать либо из-за коррозионной природы закачиваемой жидкости, либо из-за того, что закачка происходит в скважине со сложным заканчиванием (например, двойной колонной с выходом закачиваемого флюида в межколонное пространство).

Качественный анализ данных термометрии — одна из нехарактерных задач для начинающего интерпретатора.

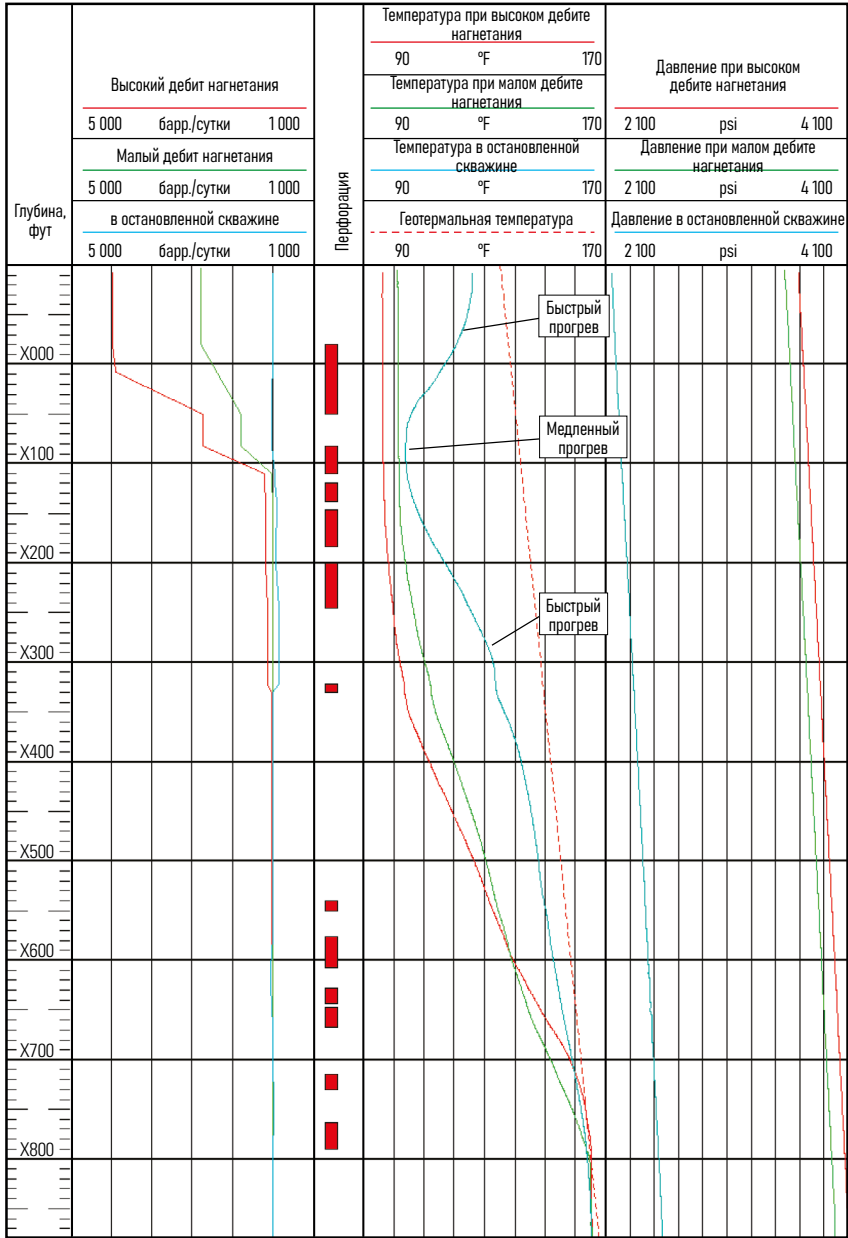


Рис. 5-6. Прогрев водонагнетательной скважины после остановки.

Температурные данные для количественного анализа притока

Этот вопрос рассматривается в главе «Формулы и методы интерпретации промыслового каротажа».

Температурные данные для обнаружения утечек

Этот вопрос рассматривается в главе «Обнаружение и локализация утечек».

После расходомера вторым по важности измерением в промысловом каротаже обычно является плотность. Плотность используется для расчета объемного содержания двух фаз в двухфазной системе и в качестве вводного значения для расчета объемного содержания фаз в трехфазной системе.

Расчет объема содержания фаз на основе плотности

Плотность двухфазной смеси определяется суммой объемного содержания фаз, умноженной на плотности фаз:

$$\rho = Y_{lp} \rho_l + Y_{hp} \rho_h \quad (6-1)$$

Сумма объемного содержания фаз должна быть равна единице:

$$1 = Y_{lp} + Y_{hp} \quad (6-2)$$

уравнения можно объединить:

$$Y_{hp} = \frac{\rho - \rho_l}{\rho_h - \rho_l} \quad (6-3)$$

$$Y_{lp} = \frac{\rho_h - \rho}{\rho_h - \rho_l} \quad (6-4)$$

где

ρ = плотность смеси

ρ_l = плотность легкой фазы

ρ_h = плотность тяжелой фазы

Y_{lp} = объемное содержание легкой фазы

Y_{hp} = объемное содержание тяжелой фазы

Точное определение объемного содержания фаз требует не только точного измерения плотности смеси, но и точных расчетных плотностей для легкой и тяжелой фаз:

- Плотность воды — PVT воды при известной солености очень хорошо изучены, поэтому можно спрогнозировать точную плотность в скважине.
- Плотность газа — PVT газа хорошо изучены, поэтому можно спрогнозировать точную плотность в скважине.
- Плотность нефти — определение плотности нефти непосредственно по корреляции PVT обычно неточно.

Стандартная процедура включает один из следующих шагов:

- поиск в условиях остановки скважины столба нефти и использование измеренной плотности для корректировки корреляции PVT
- использование анализа PVT проб нефти и газа, отобранных из конкретной скважины или месторождения для калибровки общей корреляции PVT.

Смешанные вода, нефть и, в меньшей степени, газ приводят к появлению диапазона плотности для каждой указанной фазы, и поэтому объемное содержание фаз не может быть рассчитано таким образом.

Существует несколько способов измерения плотности смеси.

Градиоманометрические измерения

Сильфонный метод

Первый градиоманометрический прибор компании Schlumberger был основан на сильфонной системе, который измерял среднюю плотность внутри трубы и между двумя верхними сильфонными компенсаторами (рис. 6-1). У него было плохое разрешение и низкая точность. Также в случаях применения прибора в наклонных скважинах использовалась простая корректировка показаний прибора относительно угла наклона скважины:

$$\rho_{dev_corr} = \frac{\rho_{measured}}{\cos \delta} \quad (6-5)$$

где

ρ_{dev_corr} = плотность с поправкой на угол скважины

$\rho_{measured}$ = показание плотности прибора

δ = угол скважины.

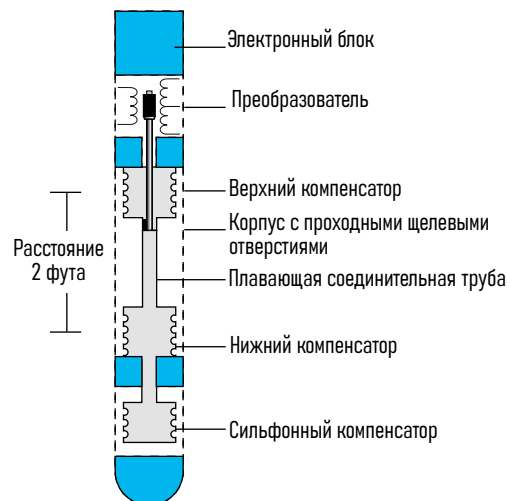


Рис. 6-1. Градиоманометрический прибор на сильфонной системе

Метод перепада давления

Градиоманометр дифференциального давления использует чувствительный и относительно хрупкий датчик дифференциального давления для измерения разности давлений ($p_2 - p_1$) через мембрану, содержащую тензометрический датчик (рис. 6-2).

Датчик перепада давления сообщается со скважинным флюидом (и гидростатическим давлением в скважине) двумя трубками, заполненными силиконовым маслом. Для упрощения расчета, один порт внешнего давления (p_b) находится на той же глубине, что и дифференциальный тензометр, а второй порт внешнего давления (p_a) - на расстоянии h метров выше:

$$p_1 = p_a + \rho_{so}gh, \quad (6-6)$$

$$p_2 = p_b, \quad (6-7)$$

$$p_b - p_a = \rho_m gh. \quad (6-8)$$

Таким образом,

$$p_m = \frac{p_2 - p_1}{gh} + \rho_{so}, \quad (6-9)$$

и в наклонной скважине (рис. 6-3)

$$p_m = \frac{p_2 - p_1}{gh \cos \delta} + \rho_{so}, \quad (6-10)$$

где

p = давление, Па

ρ_{so} = плотность силиконового масла при скважинном давлении и температуре, кг/м³

g = ускорение свободного падения, 9.81 м/с²

h = расстояние между двумя портами давления, 0.538 м

ρ_m = неизвестная плотность смеси скважинных флюидов.

Силиконовое масло используется в связи с его химической инертностью, а не в связи со стабильностью плотности при изменении давления и температуры. Поэтому для моделирования плотности силиконового масла в скважинных условиях используется алгоритм (рис. 6-4).

В целях исторической преемственности на рис. 6-4 используются несколько иные единицы измерения:

p = давление в скважине, psia

T = температура, °C

ρ_{so} = плотность силиконового масла, г/см³.

В отличие от сифонного градиоманометра без поправки, который показывает 0 г/см³ при отклонении на 90°, градиоманометр дифференциального давления без поправки будет показывать плотность силиконового масла, находясь в горизонтальном положении. При проведении интерпретации данных необходимо следить за тем, чтобы была применена корректная поправка на угол скважины.

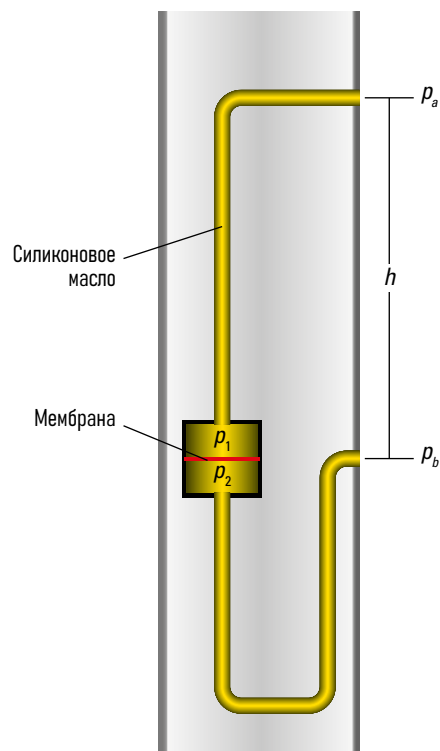


Рис. 6-2. Схема градиоманометра дифференциального давления.

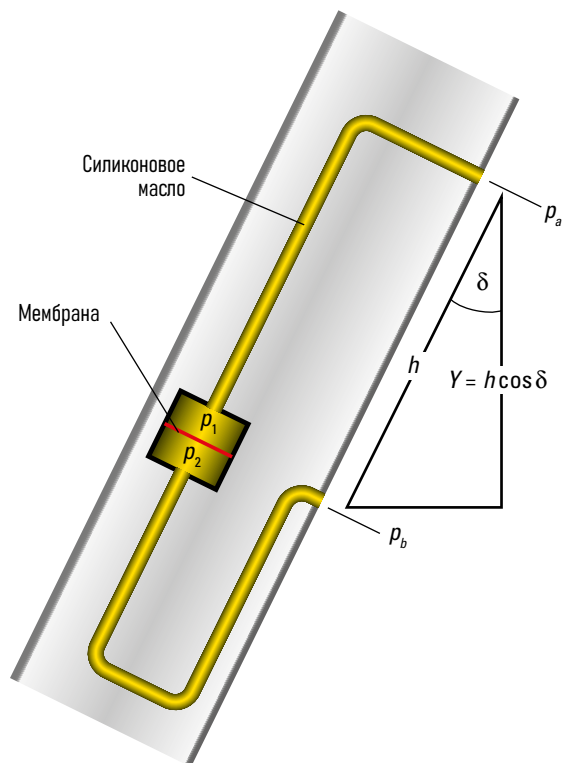


Рис. 6-3. Схема градиоманометра дифференциального давления в наклонной скважине.

$$\begin{aligned}
G &= 9.8112950 \times 10^{-1} + 7.3927070 \times 10^{-6} \times P - 2.0766910 \times 10^{-10} \times P^2 + 3.1127790 \times 10^{-15} \times P^3 \\
H &= -7.4131230 \times 10^{-4} + 7.7043930 \times 10^{-9} \times P - 9.8239830 \times 10^{-13} \times P^2 + 4.2406710 \times 10^{-17} \times P^3 \\
I &= -1.2768390 \times 10^{-6} + 3.1979650 \times 10^{-10} \times P - 1.3299140 \times 10^{-14} \times P^2 + 1.6182250 \times 10^{-19} \times P^3 \\
J &= 3.9837600 \times 10^{-9} - 7.4403430 \times 10^{-13} \times P + 2.1716300 \times 10^{-17} \times P^2 \\
\rho_{so} &= G + H \times T + I \times T^2 + J \times T^3
\end{aligned}$$

Рис. 6-4. Алгоритм расчета плотности силиконового масла Rhodorsil®.

Примечание 6А. Точность датчика PSOI в градиоманометрическом зонде

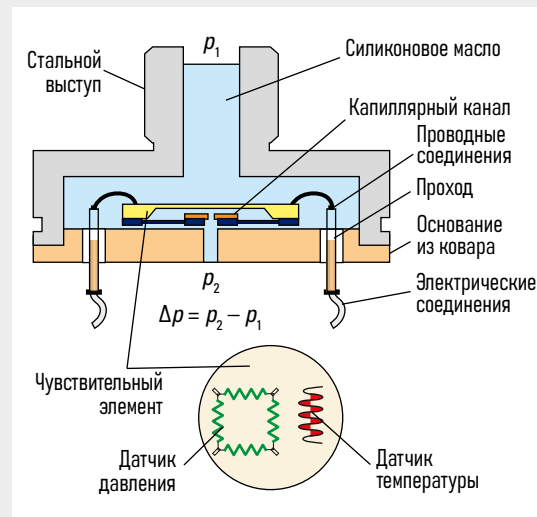


Рис. 6А-1. Архитектура датчика PSOI.

Для градиоманометрического зонда компании Schlumberger (PGMS), использующего датчик на основе технологии «поликремний на изоляторе» (PSOI), разрешение градиоманометра составляет 0.002 г/см³ с шагом записи 1 с (протяженные интервалы стабильного потока между зонами притока флюида обеспечивают более продолжительное время замера и, следовательно, более высокое разрешение по плотности). Точность градиоманометрического зонда составляет ±0.02 г/см³ в вертикальной скважине; точность в наклонной скважине составляет $\pm 0.02 / \cos \delta$ г/см³. Хотя разрешение манометра можно рассматривать как случайную погрешность, точность по существу является систематической погрешностью, поддающейся коррекции путем применения блочного сдвига. При каждой интерпретации с использованием градиоманометра интерпретатор ищет «эталонный» столб флюида, в плотности которого он более или менее уверен, чтобы сравнить с показаниями градиоманометра и при необходимости применить сдвиг. В качестве эталонного значения может использоваться

- столб воды выше самой глубокой зоны притока
- плотность, полученная на основе градиента давления (в случае вертикальной скважины и пренебрежимо малых поправок на трение)

не может использоваться флюид, который скапливается в зумпфе скважины из-за его неизвестного происхождения и свойств.

По мере увеличения угла скважины динамический диапазон измерения градиоманометра уменьшается. Отсюда следует, что в зависимости от точности и разрешения тензометра и контраста плотности между легкой и тяжелой фазой существует максимальное значение отклонения скважины от вертикали, при котором можно использовать градиоманометрический прибор.

Рассмотрим случай, показанный на рис. 6-5, нефть 0.65 г/см³ и вода 1.0 г/см³. Динамический диапазон от 0 до 100% объемного содержания воды составляет 0.35 г/см³. Датчик на основе технологии «поликремний на изоляторе» (PSOI) имеет разрешение измерения объемного содержания фаз 0.002/0.35 = 0.5% от объемного содержания фаз или выше, но с точностью только ±6% от объемного содержания фаз. Поскольку погрешность точности измерения обычно носит систематический характер, большинство опытных интерпретаторов начинают с определения величины смещения градиоманометра, которое необходимо применить.

Как правило, измерения объемного содержания фаз в системе вода-нефть можно проводить в скважинах с углом отклонения от вертикали вплоть до 60°-65°, в то время как измерения объемного содержания фаз в системе газ-жидкость можно проводить до чуть больших отклонений из-за увеличенного динамического диапазона плотности между водой и газом.

Градиоманометрический датчик (PGMS) для модульной платформы PS Platform создает следующие каналы:

- отфильтрованный канал плотности (со скользящим средним значением в 2 фута) с поправкой на отклонение (WFDE)
- отфильтрованный канал плотности (со скользящим средним значением в 2 фута) без поправки на отклонение (UWFD)
- угол скважины по данным акселерометра, установленного в приборе PGMS (PGMS_DEVI).

Канал для плотности с поправкой на трение отсутствует. Поправки на трение могут быть рассчитаны только при полной интерпретации многофазного потока.

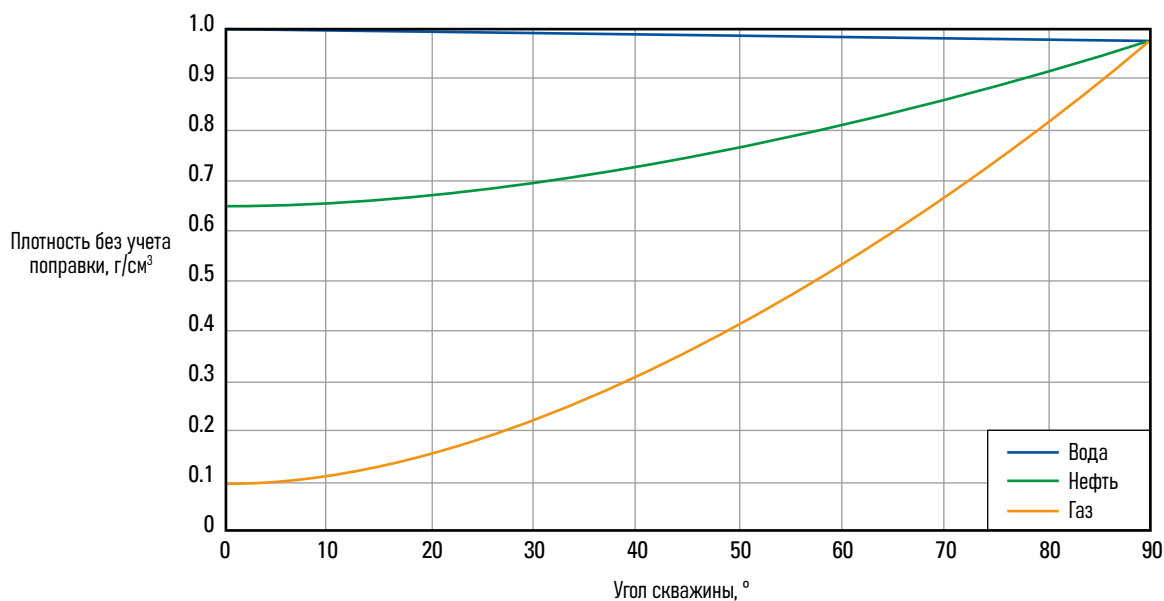


Рис. 6-5. Отклик градиометра дифференциального давления на увеличение наклона скважины.

Примечание 6В. Точность акселерометра PGMS-B

Градиометрический зонд Schlumberger для измерения дифференциального давления (PGMS-B) содержит акселерометр с точностью ± 28 мг. Преобразование с использованием интервала значений погрешностей отклонения от вертикали дает график на рис. 6В-1. Большие погрешности вблизи вертикали соответствуют области, где поправки плотности на отклонение скважины от вертикали очень незначительны, поэтому плотность, рассчитанная вблизи вертикали, является более точной, чем плотность с поправкой на отклонение, рассчитанной вблизи вертикали.

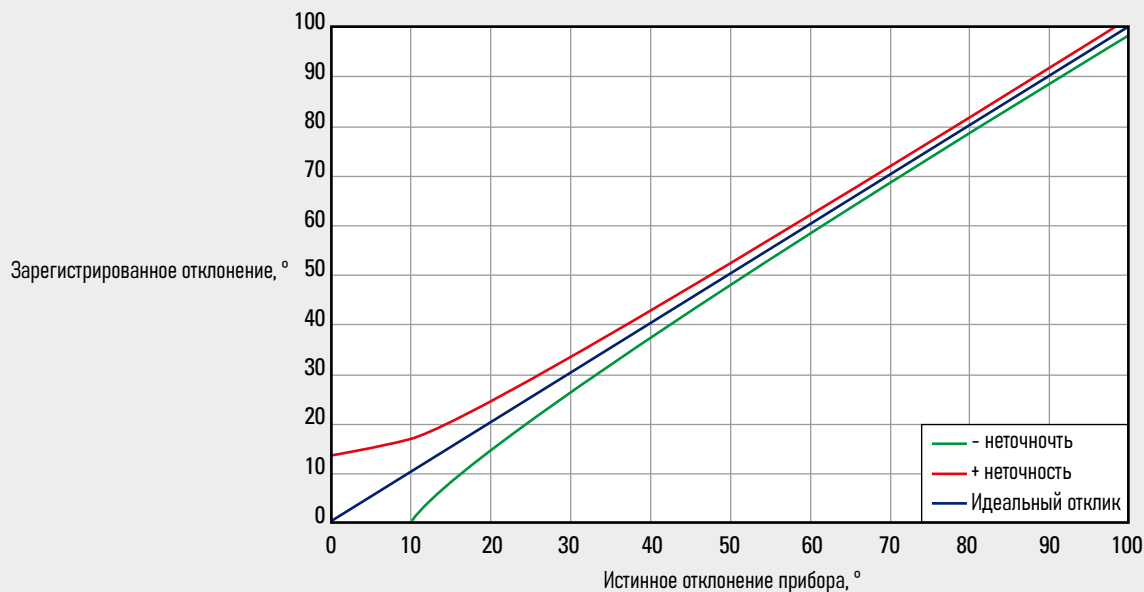


Рис. 6В-1. Точность акселерометра PGMS-B, установленного на оси прибора.

Отличный отклик акселерометра в горизонтальных скважинах привел к включению датчика PGMS-B в компоновку приборов для ПГИ в горизонтальных скважинах для обеспечения точного и непрерывного измерения инклинометрии.

Поправки на трение

При скорости потока жидкости выше примерно 2.5 м/с [8.2 фут/с] в трубах обычного диаметра, применяемых в нефтепромысловом деле, падение давления на трение в обсадной колонне начинает проявляться в виде значительного увеличения кажущейся плотности жидкости. Необходимо применить поправки на трение:

$$\rho = \frac{p_2 - p_1 - dp_{\text{friction}}}{gh \cos \delta} + \rho_{so}. \quad (6-11)$$

Падение давления на трение в пустой трубе определяется по формуле

$$dp_{\text{friction}}/dL = \frac{1}{2} \frac{fv^2 \rho}{d}, \quad (6-12)$$

но необходимо также учитывать трение градиоманометра, и падение давления от трения становится равным

$$dp_{\text{friction}}/dL = \frac{1}{2} f_p v^2 \rho \left(\frac{d}{d^2 d_t^2} \right) + \frac{1}{2} f_t v_t^2 \rho \left(\frac{d_t}{d^2 d_t^2} \right), \quad (6-13)$$

где

$$f_p = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\frac{e}{3.7d} + \frac{5.74}{N_{\text{Re}}^{0.9}} \right) \right]^2}, \quad (6-14)$$

$$f_t = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\frac{e_t}{3.7d_t} + \frac{5.74}{N_{\text{Re}}^{0.9}} \right) \right]^2}, \quad (6-15)$$

$$N_{\text{Re}} = \frac{\rho v d}{\mu}, \quad (6-16)$$

где

- f = коэффициент трения Муди
- f_p = коэффициент трения Муди в трубе
- f_t = коэффициент трения Муди прибора
- dL = расстояние между двумя портами давления, 0.54 м
- d = внутренний диаметр трубы, м
- d_t = наружный диаметр градиоманометра, м
- ρ = плотность смеси
- dp_{friction} = потери давления на трение
- v = скорость смеси, м/с
- vt = относительная скорость между прибором и потоком
- e = шероховатость поверхности трубы, м
- e_t = шероховатость поверхности прибора, м
- N_{Re} = Число Рейнольдса
- μ = вязкость смеси, Па·с

Примечание 6С. Поправки на трение, которые не следует использовать

Графики 1970-х годов, разработанные для поправок на трение при ручной интерпретации, содержат ряд недокументированных предположений, включая угол скважины, тип градиоманометра (сильфонный, с использованием дифференциального давления или градиента давления), положение прибора, шероховатость эксплуатационной колонны не должны использоваться для интерпретации.

Поскольку плотность с поправкой на трение является исходным параметром для расчета падения давления на трение, необходим метод итеративного вычисления.

Эта модель действительна для соосно расположенных каротажного (геофизического) прибора и эксплуатационной колонны. Однако на практике градиоманометрический прибор часто спускается в скважину в децентрированном положении, чтобы уменьшить выталкивающую силу, и, соответственно, уменьшить поправки на трение. Алгоритмы собственной разработки также корректируют этот эффект. Алгоритмы собственной разработки также корректируют этот эффект.

Поскольку шероховатость эксплуатационной колонны e во всех скважинах, кроме самых новых, неизвестна и неизмерима, типичный подход при интерпретации заключается в корректировке шероховатости в зоне максимального потока до тех пор, пока расчетные дебиты не совпадут с измеренными устьевыми дебитами. Затем это значение шероховатости применяется ко всем более глубоким зонам в скважине.

При скорости потока жидкости выше 4 м/с [13 фут/с] как правило поправка на трение слишком высока, чтобы позволить извлечь пригодную для использования плотность.

Поправки на колебания или движения

При быстрых СПО и в условиях остановленной скважины компоновка каротажных приборов может начать вибрировать, при этом бронированный каротажный кабель ведет себя как длинный эластичный трос. Это приводит к вертикальному синусоидальному движению, наложенному на постоянную скорость каротажа. Когда прибор поднимается с ускорением вверх, вес силиконового масла в буферных трубках прибора увеличивается, в то время как движение прибора вверх с замедлением уменьшает вес силиконового масла. Это можно наблюдать при каротаже в виде синусоидального сигнала плотности, наложенного на истинную плотность смеси. Применение глубинного фильтра с длиной волны, равной длине волны колебаний, устраняет синусоидальные помехи, сводя к минимуму потерю разрешения по глубине.

На рис. 6-6 представлены данные, полученные в остановленной скважине, — отмечается незначительная степень колебаний с периодичностью около 4–5 футов. Необходимо попробовать

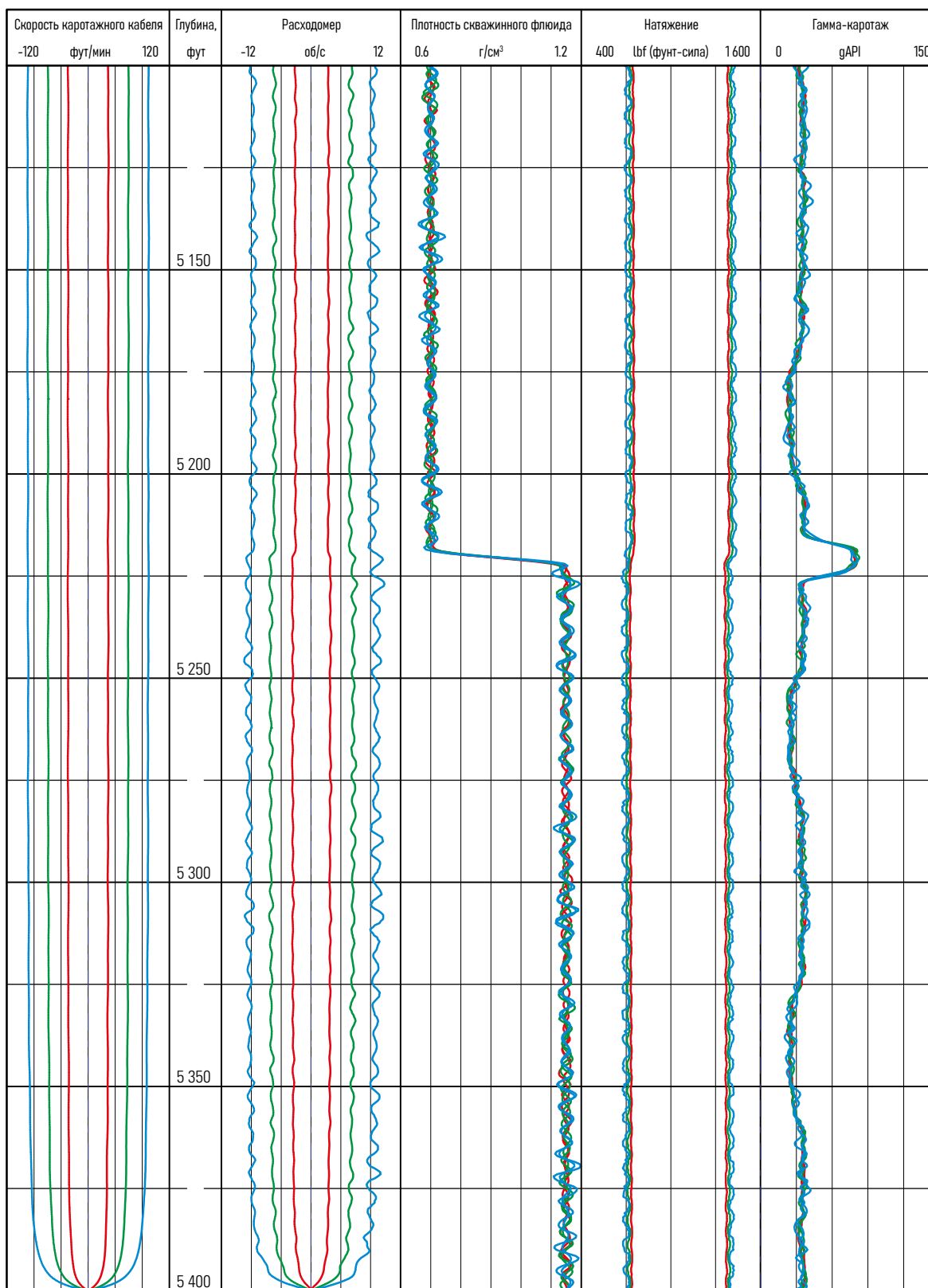


Рис. 6-6. Воздействие колебаний на вертушечный расходомер, градиоманометр и тензиометрию.

несколько длин фильтров на каждом из проходов каротажа, поскольку периодичность обычно меняется со скоростью каротажа. Что удивительно, колебания значительно уменьшаются после того, как скважина начинает фонтанировать.

На треке гамма-излучения виден пик, совпадающий с нефте-водяным контактом в стволе скважины. Этот пик исчезает после того, как скважина начинает фонтанировать. Это вызвано некоторым слабым радиоактивным материалом естественного происхождения, который действует как поверхностно-активное вещество или притягивается к поверхностно-активному веществу естественного происхождения. Это явления часто встречается, но его бывает трудно объяснить.

Влияние притоков сильной интенсивности

Сильный радиальный приток из зоны высокой проницаемости действует сначала на один порт давления градиоманометра, а затем на второй порт давления. Это отображается как необычно низкая (возможно, даже отрицательная) плотность рядом с необычно высокой плотностью. Никакие поправки невозможны, кроме очевидного подхода, заключающегося в использовании только данных, полученных выше и ниже интервала притока сильной интенсивности.

В инвертированном градиоманометрическом приборе компании Schlumberger порты давления перенесены с внешней стороны прибора во внутреннюю, чтобы избежать струйных притоков, которые могут привести к перенапряжению и поломке хрупкого дифференциального манометра. К сожалению, такая защита градиоманометрического манометра приводит к необходимости использовать некоторые дополнительные поправки на ускорение, возникающие из-за значительных изменений в поперечном сечении прибора.

Влияние ускорения

Изменения площади поперечного сечения, доступной для потока, возникающие в результате изменения диаметра скважины или диаметра прибора, вызывают повышение и понижение скорости флюида. Изменение скорости требует ускорения или замедления, в результате которого скважинный флюид кажется тяжелее или легче, соответственно. Изменения диаметра скважины обычно не могут быть скорректированы, но влияние ускорения из-за изменения площади поперечного сечения инвертированного градиоманометрического прибора Schlumberger было смоделировано и применяется, если программное обеспечение интерпретации настроено соответствующим образом. BorFlow, Emerald и программное обеспечение для каротажа PLATO компании Interpretive Software Products имеют необходимые функции для «инвертированных» портов давления компании Schlumberger.

Фрагмент каротажа на рис. 6-7 показывает очень высокоскоростной поток флюида, движущийся из хвостовика вверх в эксплуатационную колонну. Скорость в эксплуатационной колонне составляет около 3 м/с, в то время как в хвостовике пиковая скорость достигает почти 4 м/с. Кривая плотности была скорректирована на угол скважины, но не на трение, и поэтому ее можно рассматривать только качественно. Изменение показаний средней плотности ниже и выше подвески хвостовика вызвано снижением скорости при увеличении площади поперечного сечения. Замедление флюида на подвеске хвостовика дает значительный переход плотности, поскольку сначала один порт градиоманометра, а затем другой сталкиваются с зоной замедления. При таких скоростях даже муфты эксплуатационной колонны являются значительным изменением внутреннего диаметра и, как следствие, испытывают влияние ускорения при измерении градиоманометром.

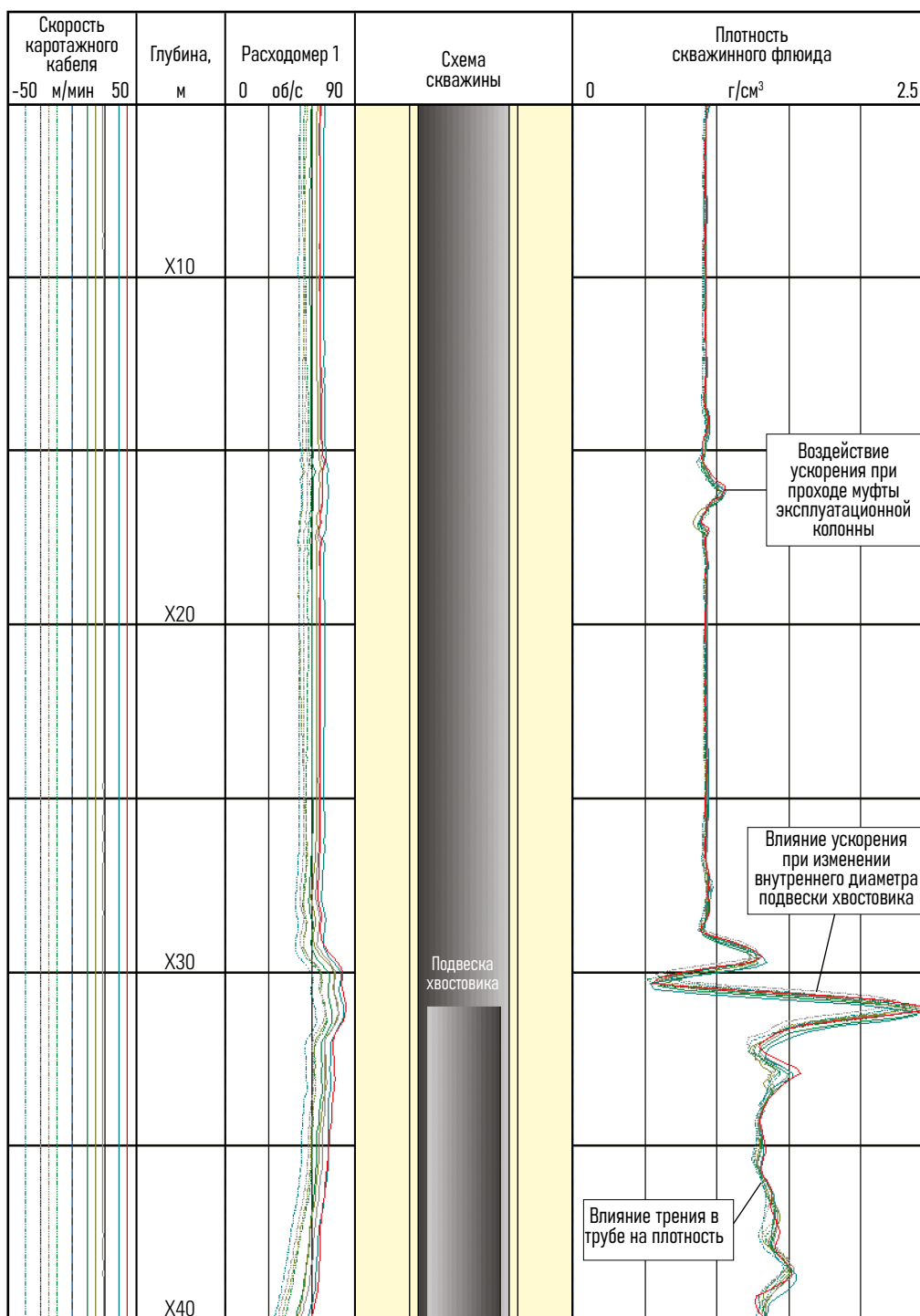


Рис. 6-7. Влияние трения и ускорения градиоманометра.

Измерения градиента давления

Дифференцируя кривую давления в зависимости от глубины, можно получить кривую плотности. Для коррекции неровностей при плавном движении прибора обычно используется довольно большой интервал глубин; типичным является вычисление средней плотности в интервале 10 или 20 футов [3 или 6 м].

Если скважина все еще стабилизируется или работает нестабильно (пульсирует), или движение прибора не является плавным, то плотность на основе градиента давления, вероятно, непригодна для использования. Однако если скважина стабильна и кривые давления от прохода к проходу хорошо повторяются, то получаемая плотность на основе градиента давления очень точна, хотя и имеет низкое разрешение по глубине. После применения правильных поправок на угол скважины градиент давления является хорошим эталоном для плотности, получаемой на основе градиоманометра:

$$\rho_{\text{dev_corr}} = \frac{1}{0.433} \frac{dp}{dz} \frac{1}{\cos \delta}, \quad (6-17)$$

где

$\rho_{\text{dev_corr}}$ = плотность с поправкой на угол скважины, г/см³

dp/dz = градиент давления, psi/фут

δ = угол отклонения скважины от вертикали.

Когда требуются поправки на трение, они применяются согласно формуле

$$\rho_{\text{corr}} = \frac{1}{0.433} \frac{(dp - dp_{\text{friction}})}{dz} \frac{1}{\cos \delta}. \quad (6-18)$$

В единицах СИ формула выглядит следующим образом

$$\rho_{\text{corr}} = \frac{1}{9,810} \frac{(dp - dp_{\text{friction}})}{dz} \frac{1}{\cos \delta}, \quad (6-19)$$

где

ρ_{corr} = плотность с поправкой на угол скважины и трение, г/см³

dp/dz = градиент давления, Па/м

dp_{friction} = потеря давления на трение по формуле 6-12.

Поправки на трение для плотности, определяемой по градиенту давления, должны учитывать только падение давления на трение о стенку трубы. Не следует применять поправки на уменьшение площади поперечного сечения и увеличение скорости вокруг манометра, а также на шероховатость корпуса прибора или его скорость.

Ядерные методы измерения плотности флюида

Существует два основных вида измерений плотности флюида ядерными методами (рис. 6-8 и 6-9). Оба метода не требуют использования поправок на угол скважины, трения, колебания или ускорения, но, к сожалению, существуют определенные недостатки данных методов.

Примечание 6D. Вычисление плотности, определяемой давлением

MaxWell* и другое программное обеспечение компании Schlumberger, которое используется непосредственно на скважине во время проведения геофизических работ, рассчитывает кривую плотности, полученную на основе градиента давления, которая обозначается как плотность флюида в скважине на основе манометра (MWFD). В зависимости от типа каротажного прибора и системы сбора данных на поверхности, кривая MWFD может быть записана с увязкой или без увязки по глубине и скорректирована на на угол скважины с помощью данных с применяемого прибора инклинометрии, либо просто предоставленных данных по инклинометрии. Интерпретаторам данных каротажа рекомендуется игнорировать кривую MWFD и рассчитывать свою собственную кривую плотности, полученную на основе давления, чтобы убедиться, что поправки применены правильно.

Метод рассеивания, используемый в приборе измерения плотности флюида ядерными методами (NFDC) компании Schlumberger, разделяет источник гамма-излучения и кристаллический детектор гамма-излучения вольфрамовым экраном, чтобы избежать прямого влияния источника на детектор (рис. 6-8). Относительно мощный источник гамма-излучения рассеивает и взаимодействует с гамма-излучением ствола скважины, тем самым получая поток гамма-излучения на детекторе, который обратно пропорционален плотности содержимого ствола скважины. К сожалению, гамма-лучи также проникают через эксплуатационную колонну, и каротаж реагирует не только на плотность внутри ствола скважины, но и на плотность затрубного пространства и пласта. Для коррекции этих нежелательных сигналов плотности вычисляется разница в плотности, полученной во время исследований в остановленной и работающей скважине, и добавляется к независимо рассчитанной плотности в условиях остановленной скважины. Поскольку плотность затрубного пространства и пласта должна быть практически неизменной при изменении дебита, сигнал разницы возникает только из-за изменений объемного содержания фаз в стволе скважины:

$$\Delta \rho = \rho_{\text{nuclear_flowing}} - \rho_{\text{nuclear_shutin}}, \quad (6-20)$$

$$\rho_{\text{flowing}} = \rho_{\text{shutin}} + \Delta \rho, \quad (6-21)$$

где

$\Delta \rho$ = разность плотностей

$\rho_{\text{nuclear_flowing}}$ = плотность флюида в работающей скважине на основе ядерных методов

$\rho_{\text{nuclear_shutin}}$ = плотность флюида в остановленной скважине на основе ядерных методов

ρ_{flowing} = скорректированная плотность из работающей скважины

ρ_{shutin} = независимо измеренная плотность в остановленной скважине.

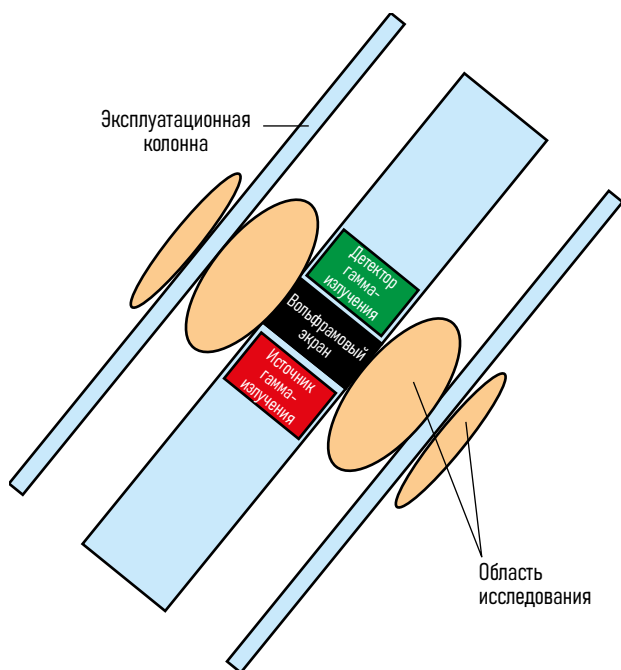


Рис. 6-8. Плотность флюида на основе ядерного метода исследований с использованием рассеивания вокруг геофизического прибора

Данный метод применяется в основном в скважинах с очень высокой скоростью потока флюида, где поправки на трение, применяемые в случае использования градиоманометра, достаточно высокие, а значение $\rho_{\text{shut-in}}$ получено в результате прохода градиоманометра в остановленной скважине.

Калибровка прибора рассеивающего типа в поверхностных условиях редко соответствует скважинным условиям; поэтому прибор обычно калибруется по известным скважинным плотностям, когда скважина остановлена.

Прибор на рис. 6-9 использует метод затухания, при котором слабый источник гамма-излучения светит через окно в приборе на детектор гамма-излучения, расположенный на расстоянии нескольких дюймов. Этот метод основан на равномерном перемешивании легкой и тяжелой фаз в поперечном сечении эксплуатационной колонны, поскольку измерение плотности производится только по оси прибора. Скважины с высокой скоростью потока удовлетворяют этому требованию, а наклонные скважины и скважины со средней и низкой скоростью потока — нет. Поскольку этот прибор имеет гораздо меньшую радиальную глубину исследования, он может быть успешно откалиброван на поверхности с использованием воздуха и воды в качестве эталонов.

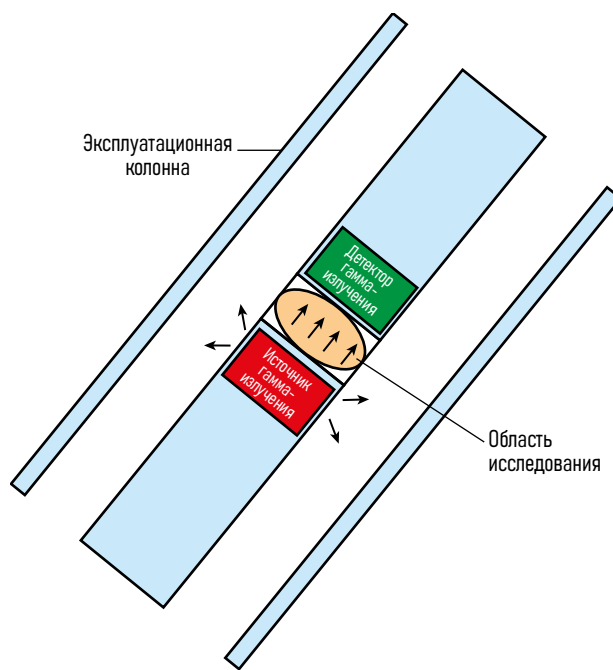


Рис. 6-9. Плотность ядерной жидкости с использованием затухания через окно внутри каротажного прибора.

Датчики вязкости и плотности

В последние годы активно стали использоваться подзабытые вибрационные датчики плотности (Stansfeld, 1980). У этого небольшого, механического вибродатчика резонансная частота изменяется в зависимости от плотности окружающей жидкости (рис. 6-10). Кроме того, степень резонансного поглощения является функцией вязкости окружающей жидкости.

Технология микроэлектронных механических систем (MEMS) датчиков позволяет миниатюризировать датчик плотности-вязкости (DV) и установить его внутри прибора для испытания пласта, что позволяет измерять некоторые основные свойства чистой нефти и газа непосредственно в скважинных условиях.

Поскольку датчик не нуждается в поправке на угол скважины и не требует поправок на трение или ускорение, он представляет собой потенциально перспективную замену градиоманометру. К сожалению, при применении в промышленном каротаже были отмечены некоторые серьезные ограничения датчика DV.

- Область исследования датчика ограничена непосредственной близостью к нему. В плохо смешанном потоке точечное измерение плотности не является репрезентативным для всего интервала исследований.

- При высоких скоростях потока флюида вихри от корпуса геофизического прибора могут приводить к вибрациям и появлению коэффициента псевдо-трения.
- Избирательная смачиваемость материала датчика, смачиваемого водой или нефтью, притягивает одну из фаз и затем смещает измерение в сторону этой фазы (рис. 6-11).
- Этот метод не работает в газожидкостных смесях.

Ссылки

Stansfeld, J.W. "Fluid Density Transducer," US Patent No. 4,354,377 (November 4, 1980).

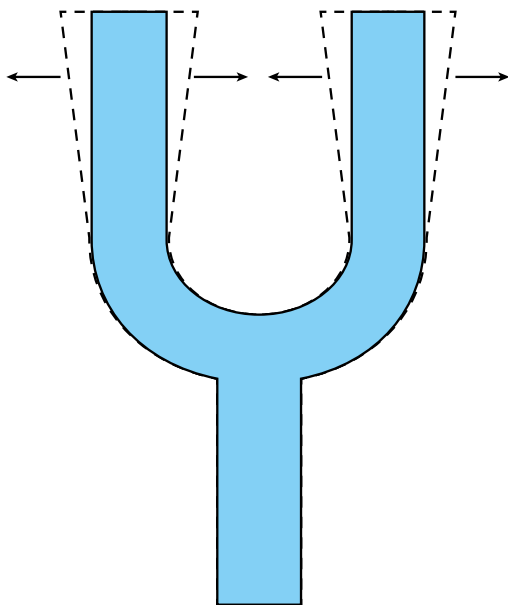


Рис. 6-10. Схема датчика плотности-вязкости.

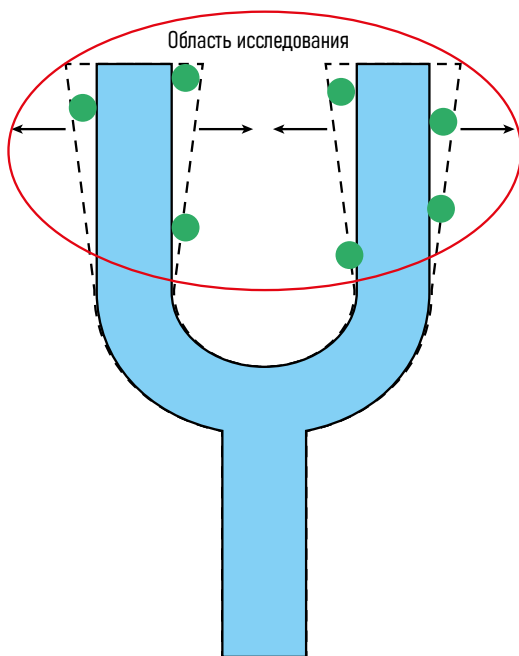


Рис. 6-11. Датчик плотности-вязкости с избирательным смачиванием и областью исследования.

Измерения объемного содержания фаз датчиками

Измерения скорости потока, температуры и объемного содержания фаз можно достаточно успешно провести с помощью сенсоров / датчиков в различных условиях. Однако, в нефтяных и газовых скважинах объемное содержание фаз в потоке можно успешно измерить только с помощью специальных датчиков.

Датчики для измерения объемного содержания воды

Датчики FloView* для определения объемного содержания воды используют электропроводность воды для выявления воды в потоке (рис. 7-1).

В среде с непрерывной водной фазой ток исходит из наконечника электрода и возвращается в корпус прибора. При попадании капли нефти или газа на наконечник электрода цепь разрывается и данные регистрируются. В среде с непрерывной нефтяной фазой капля воды, касающаяся наконечника электрода, не создает электрическую цепь. Для создания электрической цепи капля воды должна соединить наконечник электрода с

проводом заземления. Для этого требуется капля большего размера, чем необходимо для обнаружения газа или нефти в водной непрерывной фазе.

В обоих случаях наиболее эффективно измерения проводятся при приближении пузырьков флюида к датчику снизу. Быстрый проход вверх в скважинах с низким потоком флюида создает ситуацию, когда электрический датчик проходит сквозь пузырьки, тем самым не обеспечивая качественное измерение объемного содержания воды. Нередко все измерения электрического датчика, полученные во время проходов вверх, игнорируются.

Чтобы избежать налипания капель флюида на электрический датчик, необходимо использовать материалы с соответствующей смачиваемостью и как можно меньшего диаметра. Если измерение производится с помощью сигнала постоянного тока, то необходимо ввести поправки на ускоренную электрокоррозию анода и влияние паразитных электрохимических элементов. Использование слишком высокой частоты электрического тока делает датчик чувствительным к влиянию диэлектрика, а также к изменениям проводимости.

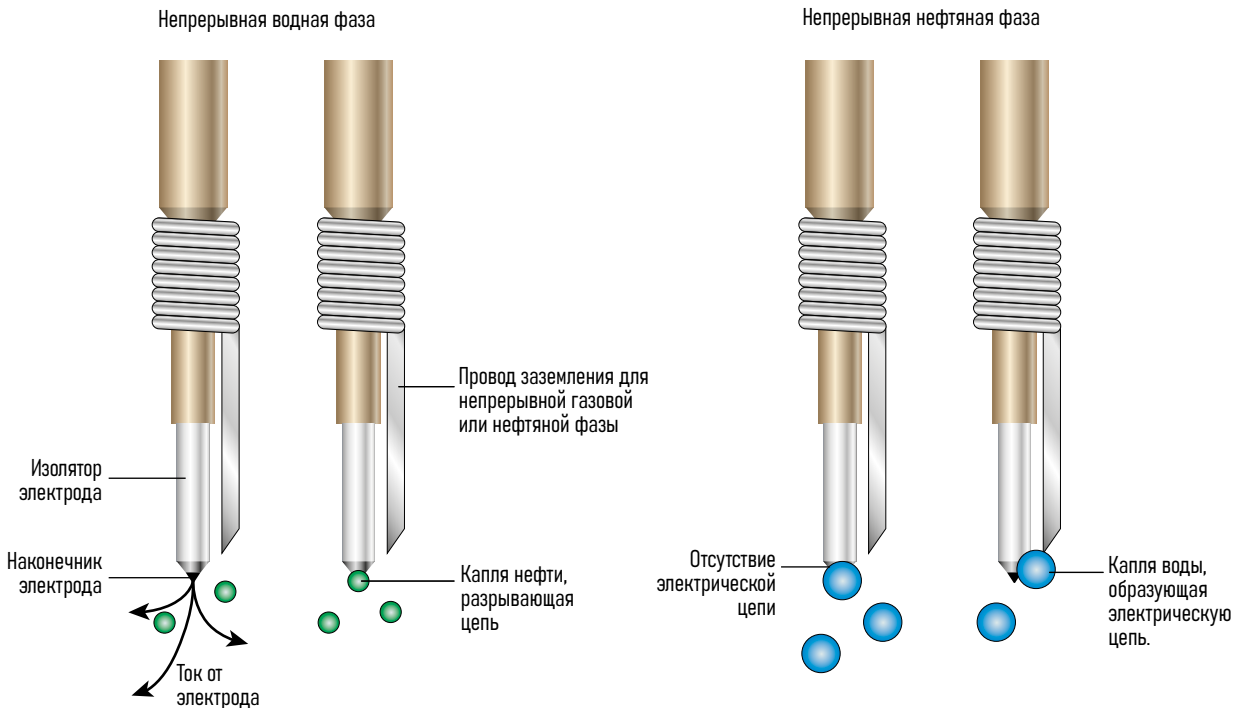


Рис. 7-1. Работа датчика объемного содержания воды FloView.

Капли нефти и воды в скважине могут стать слишком маленькими (в результате деформации / растягивания пузырьков) для обнаружения датчиками, и тогда прерывистая фаза может быть недооценена. Поскольку существует обратная взаимосвязь первого порядка между скоростью смеси и размером пузырьков, для целей планирования работ и проверки качества данных были определены эмпирические пределы скорости:

- для нефтяной или газовой непрерывной фазы скорость смеси должна быть менее 1 м/с [3.3 фут/с]
- для непрерывной водяной фазы скорость смеси должна быть менее 2 м/с [6.6 фут/с]
- для горизонтальных скважин с гравитационным расслоением потока скорость должна быть менее 3 м/с [9.8 фут/с].

Высокоскоростные притоки в ствол скважины, часто связанные с высокопроницаемыми интервалами, могут расщеплять пузырьки и делать их слишком маленькими для обнаружения. Образующиеся микропузырьки в конечном итоге объединяются, но не так быстро, чтобы это имело какое-то влияние на каротаж.

Очень пресная вода не обладает достаточной электропроводностью для проведения электрических измерений. На рисунке 7-2 показана требуемая соленость воды в зависимости от температуры. При более высоких температурах электрические шумы, возникающие в геофизических приборах, ограничивают применение электрических зондов при достижении солености воды < 1000 ppm CaCl.

Сигнал от датчика FloView находится между двумя основными линиями отклика непрерывной водной фазы и отклика

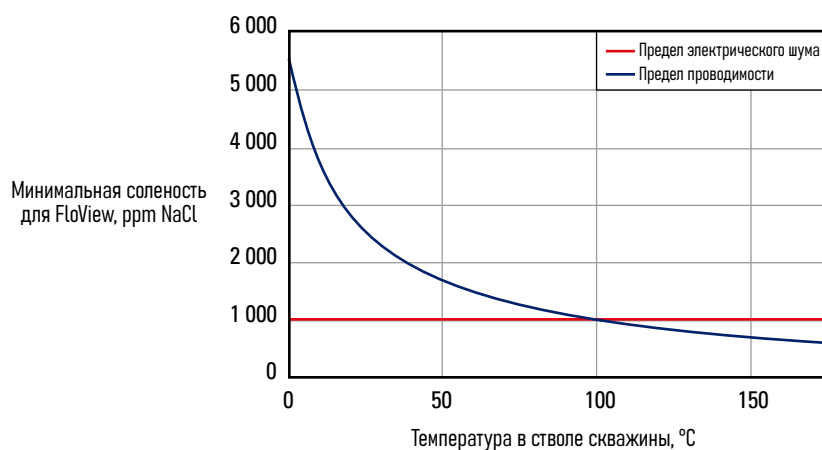


Рис. 7-2. Нижний предел солености для датчика FloView в приборе Flow-Caliper Imaging Sonde (PFCS).

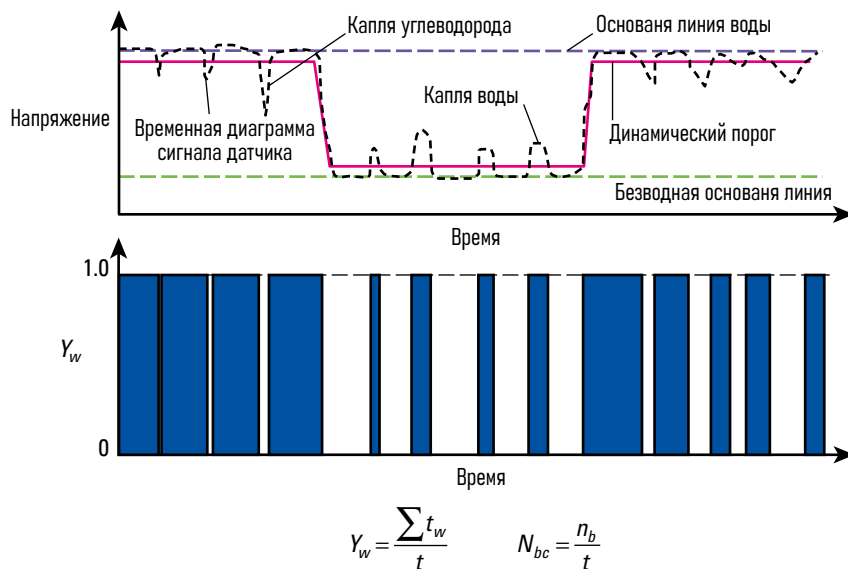


Рис. 7-3. Обработка сигнала датчика FloView. Y_w = объемное содержание воды, $\sum t_w$ = общее время нахождения датчика в воде в течение времени t , t = условное время, необходимое для преодоления расстояния в 6 дюймов, N_{bc} = частота подсчета пузырьков и n_b = количество пузырьков.

непрерывной углеводородной фазы (рис. 7-3). Для регистрации отдельных /малых пузырьков динамический порог настраивается вблизи непрерывной фазы, а затем сравнивается с сигналом датчика. Возникает двоичный сигнал объемного содержания воды, который при усреднении по времени преобразуется в значение объемного содержания. Таким образом обрабатывается сигнал датчика каждые 6 дюймов.

Количество раз, когда сигнал переходит динамический порог, подсчитывается и делится на 2, чтобы получить количество пузырьков, измеренное датчиком. Были предприняты попытки обработать данные о количестве пузырьков и скорости кабеля с помощью графика зависимостей как в случае с расходомером, чтобы получить скорость пузырьков. Пример на рис. 7-4 является довольно типичным и позволяет получить скорость пузырьков (рис. 7-6). Анализ показывает, что скорость пузырьков намного

Примечание 7А. Влияние солености

Уровень солености от 480 до 1500 ppm NaCl считается нормальным для большинства водных беспозвоночных и растений. Люди могут пить такую воду, но на вкус она будет очень соленой. Некоторые растения, такие как горох, абрикосы и виноград, нельзя выращивать в воде с содержанием NaCl более 1000 ppm.

ниже, чем кажущаяся скорость расходомера на рис. 7-5, хотя ожидалось, что пузырьки будут двигаться с такой же скоростью, если не быстрее, как и смесь. Автор предполагает, что на графике зависимостей пузырьков нужна не прямая линия, а кривая, подогнанная к точкам данных для получения соответствующей скорости пузырьков.

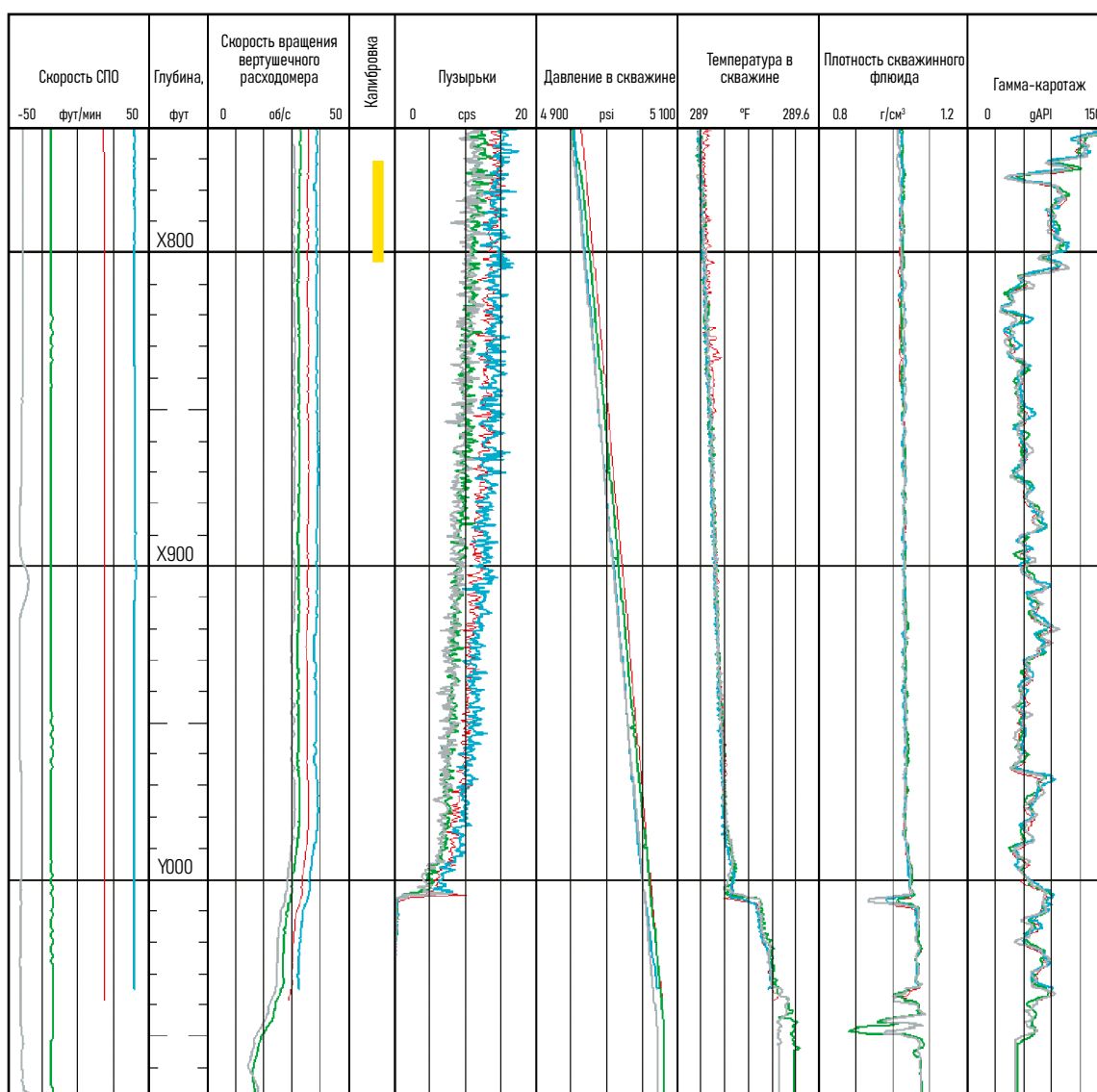


Рис. 7-4. Высококачественный набор данных по расходомерам и пузырькам.

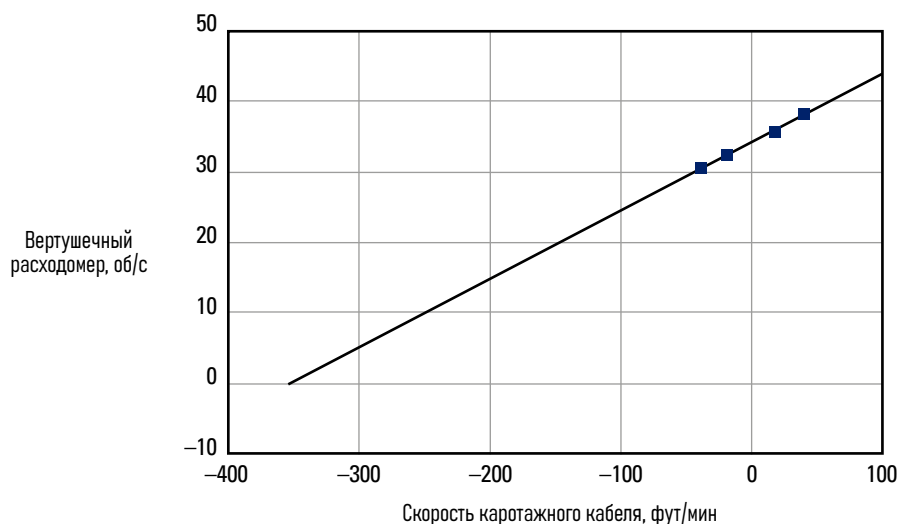


Рис. 7-5. Калибровка расходомера.

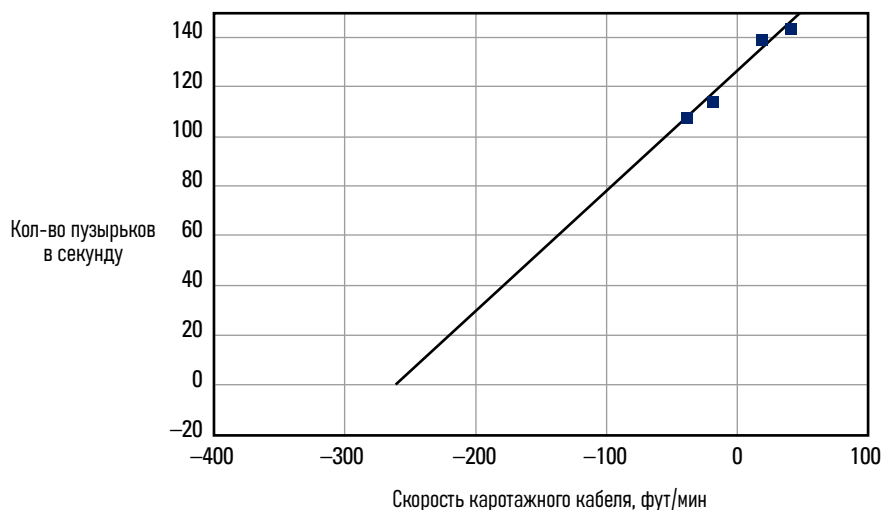


Рис. 7-6. Калибровка подсчета пузырьков.

Контроль качества данных каротажа FloView

Ограничения пропускной способности телеметрии геофизического кабеля, используемого для сбора/обмена данными с любым прибором каротажной компоновки, оснащенной системой FloView, означают, что на поверхность может быть отправлен только фрагмент сигнала датчика. Поэтому, чтобы использовать все данные, полученные датчиком FloView, необходимо обрабатывать сигналы непосредственно в скважинных условиях с помощью алгоритмов автоматической настройки динамического порога. Чтобы убедиться, что эти алгоритмы работают правильно, кривые, соответствующие минимальному, максимальному сигналу и порогу, передаются на поверхность и отображаются в презентации контроля качества каротажа (LQC) (рис. 7-7).

Основная линия углеводородов (минимальный сигнал) должна быть хорошо отделена от основной линии воды (максимальный

сигнал), при этом динамический порог должен быть близок к основной линии непрерывной фазы. За исключением областей с монофазным потоком, порог должен быть выше минимума и ниже максимума.

Датчики FloView используются в приборах Flow-Caliper Imaging Sonde (PFCS), Digital Entry and Fluid Imaging Tool (DEFT) и Flow Scanner для промышленного каротажа. Приборы PFCS и DEFT имеют по четыре датчика FloView, установленных на кронштейнах четырехлопастного центратора. Положения датчиков могут быть сконфигурированы на поверхности для перемещения их ближе или дальше от стенки трубы. Как правило, измерение ближе к стенке эксплуатационной колонны обеспечивает более полное и качественное измерение, но в этом случае датчик подвергается большему риску повреждения. Также стоит отметить, что изменения геометрии PFCS довольно незначительны по сравнению с DEFT, где положения датчиков FloView в трубе могут значительно варьироваться (рис. 7-8).

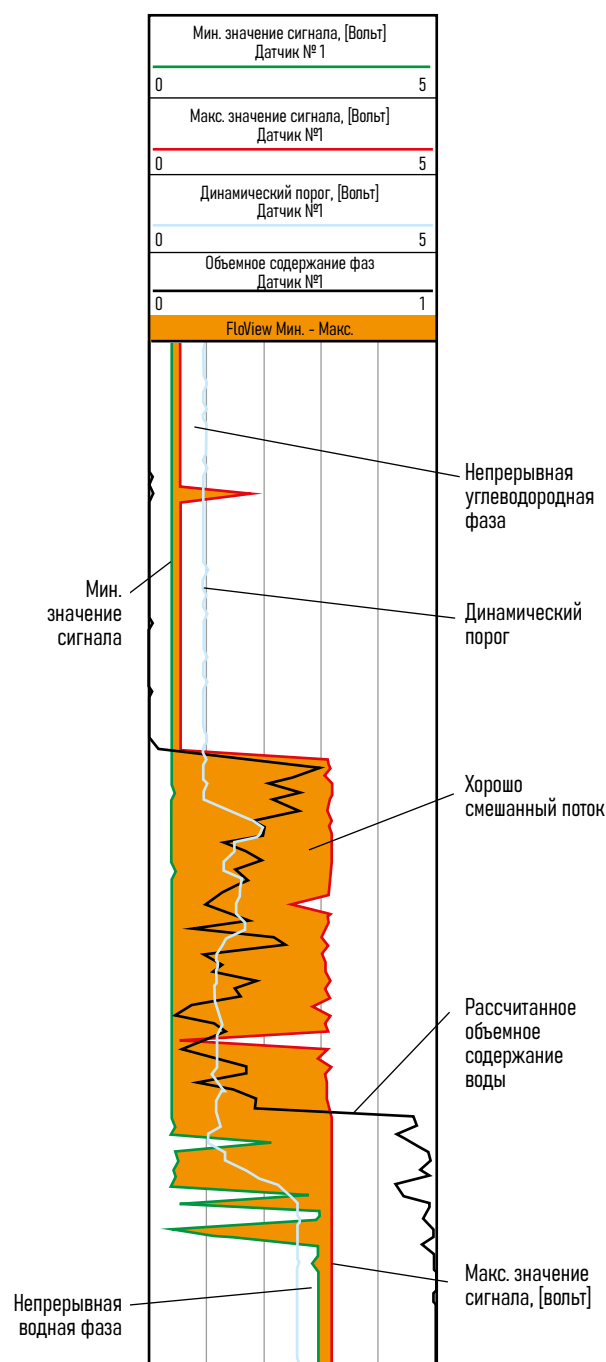


Рис. 7-7. Контроль качества каротажа (LQC) датчика для измерения объемного содержания воды.

И PFCS, и DEFT могут свободно вращаться вокруг своей оси; однако измерение относительного азимута и каверномера позволяет определить местоположение датчиков. При желании и PFCS, и DEFT можно спускать в скважину одновременно, чтобы получить восемь измерений объемного содержания фаз, как показано на рис. 7-8. Для сравнения, на рис. 7-9 показаны положения датчиков Flow Scanner (см. главу «Интерпретация данных Flow Scanner»).

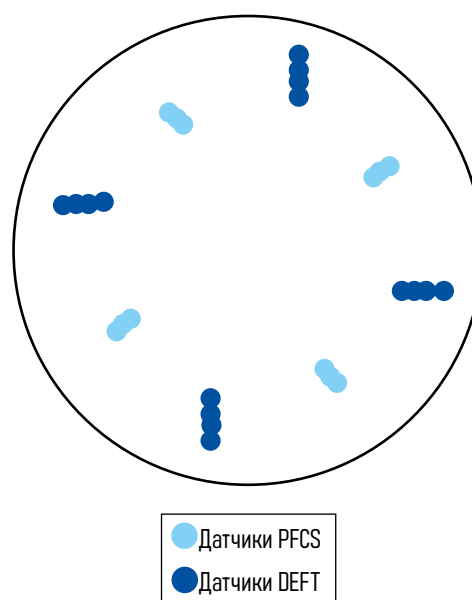


Рис. 7-8. Возможные положения датчиков PFCS и DEFT в трубе с внутренним диаметром 6 дюймов.

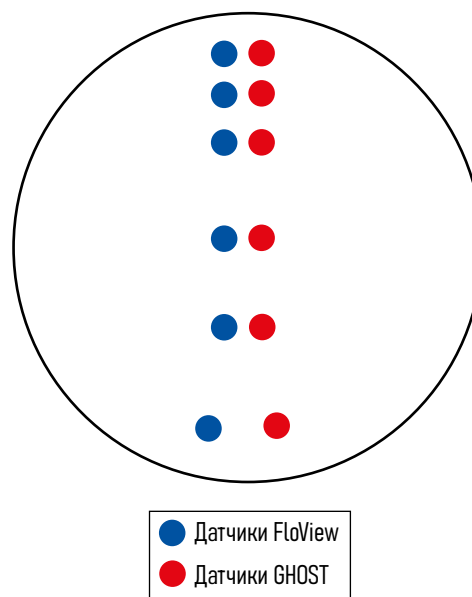


Рис. 7-9. Положения датчиков прибора Flow Scanner в трубе с внутренним диаметром 6 дюймов.

В хорошо смешанном потоке один датчик FloView обеспечивает репрезентативное значение объемного содержания воды в трубе. Однако, по мере увеличения угла наклона скважины сила тяжести начинает разделять фазы, и для точного определения среднего значения объемного содержания фаз в трубе требуется большее количество измерений датчиком (рис. 7-10).

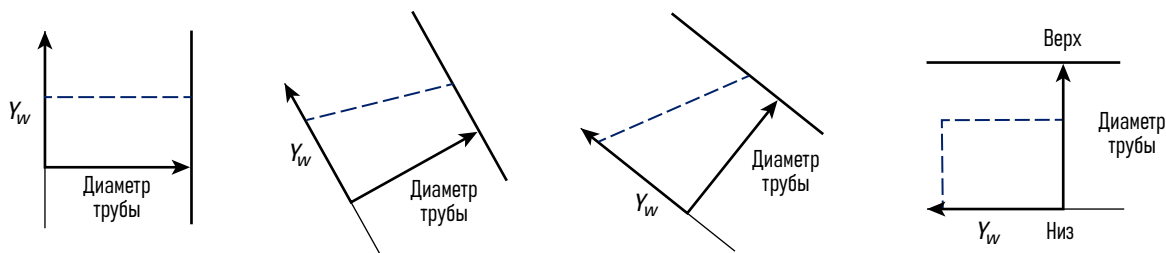


Рис. 7-10. Изменение объемного содержания воды (Y_w) в трубе при изменении угла наклона скважины / трубы.

При отклонениях менее 30° среднее арифметическое четырех равномерно распределенных датчиков PFCS или DEFT обеспечивает приемлемо точное значение объемного содержания воды:

$$Y_w = \frac{1}{4} \sum_{n=1}^4 Y_{w_n} \quad (7-1)$$

В случае неисправности одного из датчиков среднее значение остальных трех датчиков обычно обеспечивает более низкий уровень достоверности значения объемного содержания фазы по сравнению со средним значением двух датчиков, расположенных рядом с неисправным.

Таким образом, при неисправности датчика 1 или 3:

$$Y_w = 1/2(Y_{w2} + Y_{w4}), \quad (7-2)$$

При неисправности датчика 2 или 4:

$$Y_w = 1/2(Y_{w1} + Y_{w3}). \quad (7-3)$$

При отклонении от вертикали свыше 50° в скважине с низкой скоростью потока, плохо смешанным потоком флюидов и более экстремальным расслоением фаз для точного измерения среднего значения объемного содержания фаз в трубе требуется комбинация PFCS и DEFT. Кроме того, тенденция к расслоению означает, что замеры, проведенные у верхней и нижней стенки трубы, должны иметь меньший вес, чем измерения, проведенные ближе к середине трубы, которые представляют большую часть площади поперечного сечения. На рис. 7-11 наименьший вес следует придать показаниям объемного содержания фаз от датчиков DFH1 и DFH3. Наибольший вес должны иметь датчики DFH2 и DFH4. Соответствующий вес с последующим накладыванием горизонтального расслоения (модель стратифицированного потока) применяется к каждому датчику в зависимости от его положения в трубе. Стоит отметить, что модель стратифицированного потока верна для около-горизонтальных и горизонтальных скважин с углом от 80° до 100° и не верна для наклонных скважин с углом от 50° до 70° . Однако, при применении данного метода возникает меньшее количество ошибок, чем при использовании средне-арифметического значения для датчиков при углах наклона скважины от 50° до 70° .

Если измеренные значения объемного содержания фаз проецируются на вертикальный диаметр трубы на рис. 7-12, то можно использовать алгоритм аппроксимации кривой для наилучшего соответствия значениям объемного содержания фаз

и минимизации влияния ошибочных показаний датчиков. Это достигается с помощью картирования многофазного потока с помощью MapFlo* и более подробно рассматривается в главе «Интерпретация данных Flow Scanner».

Фрагмент каротажа на рис. 7-13 показывает каротаж PFCS и DEFT в горизонтальной водонефтяной скважине с медленным вращением каротажного прибора примерно через каждые 100 м.

Кривая “ Y_w holdup” показывает распределение воды и нефти по окружности, описанной датчиками. Верхняя часть сечения трубы соответствует данным, расположенным в средней части колонки, а данные, расположенные по краям колонки, соответствуют нижней части сечения трубы.

Кривая “ Y_w bubbles” показывает количество пузырьков в секунду, более темные цвета означают большее количество пузырьков.

Последняя кривая “ Y_w computed” показывает средние значения объемного содержания воды и нефти, рассчитанные на основе стратифицированного среднего значения, обработанного с помощью программного обеспечения MapFlo для восьми датчиков, с DFH1 по DFH8.

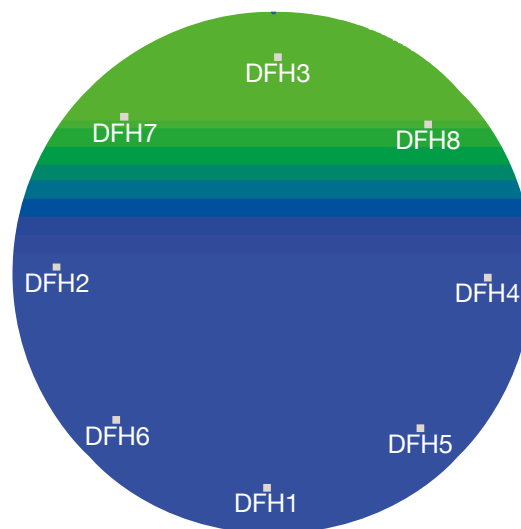


Рис. 7-11. Расслоение в горизонтальной скважине.

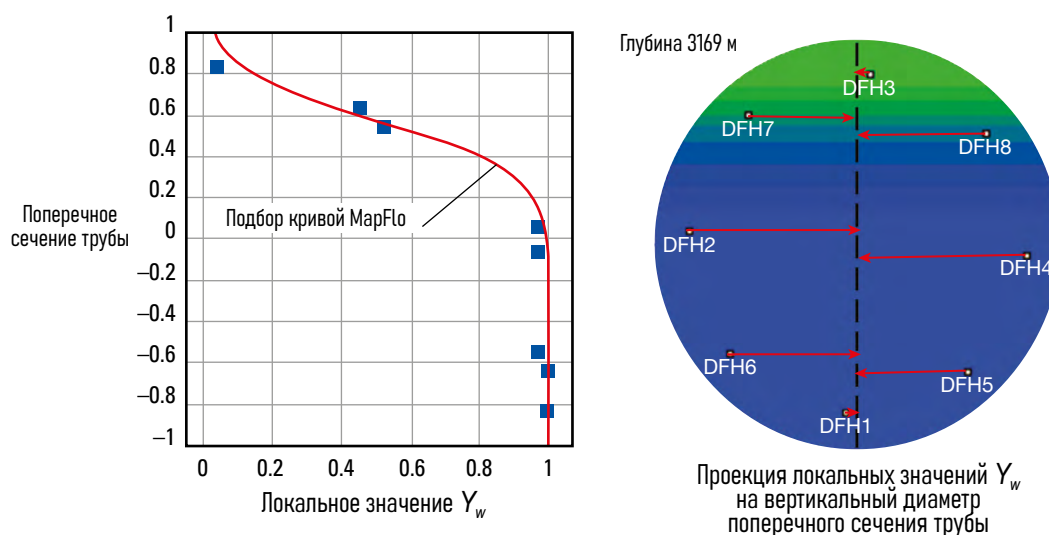


Рис. 7-12. Подбор кривой MapFlo относительно локальных показателей объемного содержания фаз.

Примечание 7В. Комбинирование данных с нескольких проходов

С 2010 года появилась возможность использовать несколько проходов прибора ПГИ при преобразовании дискретных значений объемного содержания фаз в среднее значение по трубе; ранее каждый проход каротажа создавал свое собственное значение Y_w , а затем эти значения Y_w использовались для расчета среднего значения объемного содержания фаз по трубе. Если геофизический прибор следует случайной кривой относительного азимута от прохода к проходу, то один прибор, содержащий четыре датчика, может, комбинируя несколько проходов, создать так называемый виртуальный прибор, содержащий 8, 12, 16

или более датчиков. К сожалению, важное условие, а именно следование прибора случайной кривой относительного азимута от прохода к проходу редко выполняется, поскольку геофизическая компоновка приборов имеет тенденцию следовать одной и той же траектории от прохода к проходу. На рис. 7В-1 показан редкий пример, когда два прохода не совпали по траектории вращения (относительному азимуту), поэтому комбинация приборов PFCS и DEFT дает нам виртуальный прибор, содержащий 16 датчиков в одном проходе.

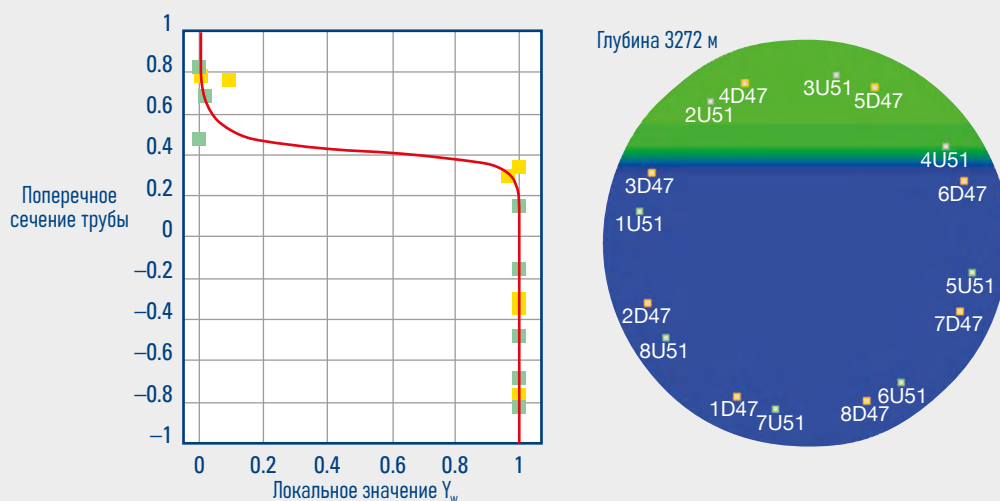


Рис. 7В-1. Одновременная обработка данных двух проходов PFCS и DEFT.

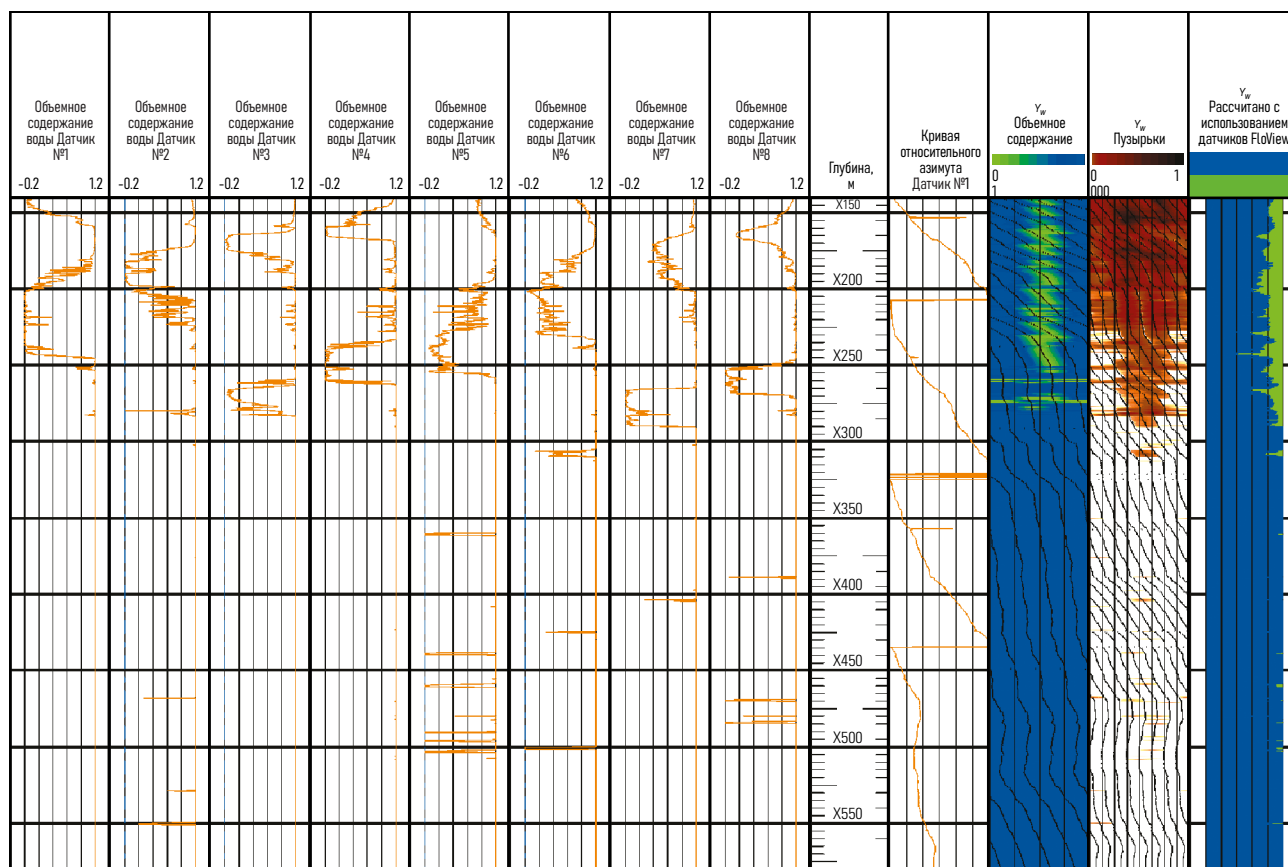


Рис. 7-13. Комбинация PFCS и DEFT в горизонтальной скважине.

Мнемоника приборов PFCS и DEFT

Мнемоника Расшифровка названия

DFHn	Объемное содержание фаз. Датчик № N
DFBn	Количество пузырьков в секунду. Датчик № N
DFNn	Мин. значение тока сигнала датчика № N
DFXn	Макс. значение тока сигнала датчика № N
PFTHn	Пороговое напряжение датчика № N
D1RB	Относительный азимут датчика № 1
D1RB2	Относительный азимут датчика № 5
PFC1	Каверномер X прибора PFCS с расположенными на нем датчиками FloView №1 и №3
PFC2	Каверномер Y прибора PFCS с расположенными на нем датчиками FloView №2 и №4
PFC12	Двухосный каверномер прибора DEFT с расположенными на нем датчиками FloView №1, 2, 3 и №4

Расчет дебита на основе данных о скорости потока пузырьков

На основе ряда допущений можно произвести расчет дебита потока пузырьков или легкой фазы, используя только измерения, полученные с помощью прибора для измерения объемного содержания фаз. Сначала описывается модель, а затем анализируются допущения.

Дебит потока пузырьков определяется как произведение скорости пузырьков, объемного содержания пузырьков и площади поперечного сечения трубы:

$$q_b = v_b Y_b A, \quad (7-4)$$

где

q_b = дебит потока пузырьков, м³/с

v_b = скорость пузырьков, м/с

Y_b = объемное содержание пузырьков

A = внутреннее сечение трубы, м².

Скорость пузырька определяется диаметром пузырька и временем, необходимым для прохождения пузырька через датчик FloView. Поскольку некоторые пузырьки лишь отталкиваются от датчика, истинный диаметр уменьшается на одну треть:

$$v_b = \frac{2}{3} \frac{d_b}{t_b}. \quad (7-5)$$

Время прохождения пузырька и сопутствующей «непузырьковой» непрерывной фазы через датчик определяется обратной величиной числа пузырьков в секунду. Доля этого времени, приходящаяся на пузырьки, определяется значением объемного содержания пузырьков в потоке:

$$t_b = \frac{1}{N_{bc}} Y_b. \quad (7-6)$$

Формула расчета q_b следующая

$$q_b = \frac{2}{3} (d_b N_{bc} A), \quad (7-7)$$

где

A = площадь поперечного сечения трубы, м²

d_b = средний диаметр пузырьков, м

t_b = время присутствия пузырька на наконечнике датчика, с

$2/3$ = геометрический фактор для коррекции нецентрированных пузырьков

N_{bc} = частота подсчета пузырьков.

Уравнение 7-7 справедливо для стационарного измерения, но для обработки каротажного прохода необходимо сделать поправку на дополнительную скорость потока пузырьков, создаваемую скоростью прибора:

$$q_b = \left[\frac{2}{3} d_b N_{bc} - v_{tool} Y_b \right] A, \quad (7-8)$$

где

v_{tool} = скорость каротажа, м/с.

Все вводные данные для уравнения 7-8 обеспечиваются измерениями FloView, за исключением диаметра пузырька, для которого необходимо моделирование. На основе некоторых промысловых измерений и лабораторных экспериментов была разработана простая модель. Эта модель использует размер отдельных пузырьков при значениях объемного содержания пузырьков в потоке менее 1%, а затем увеличивает диаметр пузырьков в потоке с увеличением объемного содержания пузырьков по мере столкновения пузырьков между собой и их объединения, а также роста пузырьков. Эта модель не учитывает переход от непрерывной тяжелой фазы к непрерывной легкой фазе (рис. 7-14), а также не учитывает деформацию (растягивание) пузырьков при высоких скоростях смеси.

Значения размера отдельных пузырьков проверяют до тех пор, пока вычисленная скорость потока пузырьков не совпадет либо с другими скважинными измерениями, либо с измеренной на поверхности скоростью потока, а вычисленные скорости пузырьков из проходов, записанных при разных скоростях каротажа, совпадут друг с другом. Хорошей отправной точкой в скважине с низким дебитом будет 0.2 дюйма [5 мм]. В рамках одного месторождения диаметр отдельного пузырька, выбранный для одной скважины, должен быть применим к следующей скважине.

Модель пузырьков рассчитывается по формуле

$$d_b = d_{pipe} \left(\frac{d_{sa}}{d_{pipe}} \right)^{(1-Y_b)^{0.25}}, \quad (7-9)$$

где

d_{sa} = размер отдельного пузырька

d_{pipe} = внутренний диаметр трубы.

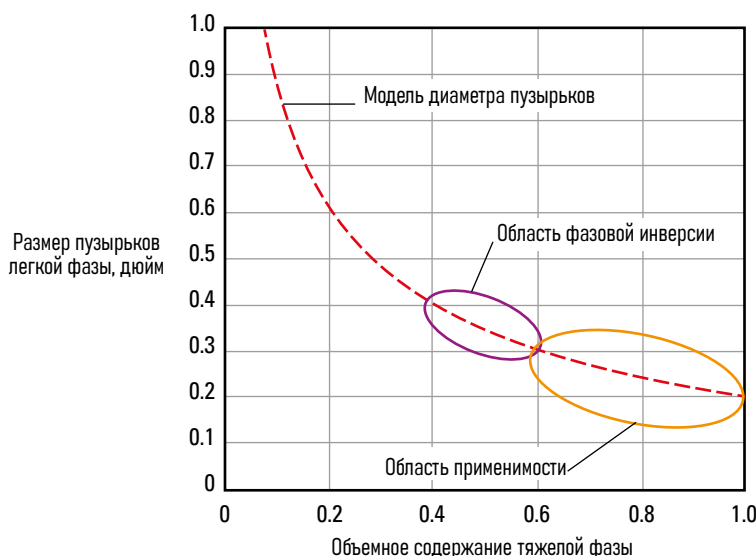


Рис. 7-14. Модель диаметра пузырьков для 0.02-дюймовых отдельных пузырьков в трубе с внутр. диаметром 6 дюймов.

Уравнение скорости потока пузырьков:

$$q_b = \left(\frac{2}{3} N_{bc} d_{\text{pipe}} \times \left(\frac{d_{sa}}{d_{\text{pipe}}} \right)^{(1-Y_b)^{0.25}} - v_{\text{tool}} Y_b \right) A. \quad (7-10)$$

В единицах измерения, принятых в международной практике нефтегазодобычи (с использованием внутреннего диаметра трубы вместо площади) используется следующее уравнение

$$q_b = 1.4 \left(3.33 N_{bc} d_{\text{pipe}} \times \left(\frac{d_{sa}}{d_{\text{pipe}}} \right)^{(1-Y_b)^{0.25}} - v_{\text{tool}} Y_b \right) d_{\text{pipe}}^2, \quad (7-11)$$

где

q_b = дебит потока пузырьков, барр./сутки
 d_{sa} = диаметр отдельного пузырька, дюймы
 N_{bc} = подсчет пузырьков, ед/сек
 v_{tool} = скорость каротажного кабеля, фут/мин
 d_{pipe} = внутренний диаметр трубы, дюймы

В единицах системы СИ (также с использованием внутреннего диаметра трубы и диаметра отдельных пузырьков в дюймах):

$$q_b = 0.73 \left(39.2 N_{bc} d_{\text{pipe}} \times \left(\frac{d_{sa}}{d_{\text{pipe}}} \right)^{(1-Y_b)^{0.25}} - v_{\text{tool}} Y_b \right) d_{\text{pipe}}^2, \quad (7-12)$$

где

q_b = дебит потока пузырьков, м³/д
 d_{sa} = диаметр отдельного пузырька, дюймы
 N_{bc} = подсчет пузырьков, ед/сек
 v_{tool} = скорость каротажного кабеля, м/мин
 d_{pipe} = внутренний диаметр трубы, дюймы

Для зонда FloView:

$$Y_b = 1 - Y_w, \quad (7-13)$$

для прибора GHOST* с оптическим датчиком для измерения объемного содержания газа:

$$Y_b = Y_g, \quad (7-14)$$

где

Y_g = объемное содержание газа

Область применения

Вычисление дебита потока пузырьков требует знания стандартного размера пузырька, который незначительно изменяется с увеличением объемного содержания нефти в потоке и не зависит от скорости смеси. Данный критерий выполняется, если равновесный размер пузырька создается за счет баланса между турбулентностью, приводящей к деформации / растягиванию пузырьков нефти, поднимающихся по столбу воды, с коалесцентными силами, пытающимися образовать все более крупные пузырьки. Следовательно, для скважин, где скорость проскальзывания намного превышает скорость смеси, в интервале интереса размер пузырька должен быть постоянен.

Предполагается, что все пузырьки движутся к поверхности параллельно оси трубы. Рециркуляция с нисходящим потоком и потоком, перпендикулярным оси трубы, приводит к необходимости перерасчета дебита потока пузырьков. Корректировка диаметра пузырька может частично компенсировать такой эффект.

Не существует коррекции размера пузырьков в случае перехода от тяжелой непрерывной фазы к легкой непрерывной фазе. Следовательно, алгоритм неприменим для диапазона $0.4 < Y_b < 0.6$.

Большие значения Y_b соответствуют формированию непрерывной фазы из пузырьков, а также высоким скоростям смеси (необходимым для подъема тяжелой фазы на поверхность). Оба эти условия выходят за рамки области применимости данной методики.

Из этого следует, что модель дебита потока пузырьков лучше всего применима для скважин с небольшим углом отклонения от вертикали, с низким расходом и высоким объемным содержанием тяжелой фазы.

Примеры расчета дебита потока пузырьков

Пример на рис. 7-15 показывает расход нефти 65 барр./сутки. Количество пузырьков и объемное содержание воды в потоке сглаживаются с помощью 10-фут. фильтра перед вычислением дебита нефтяных пузырьков.

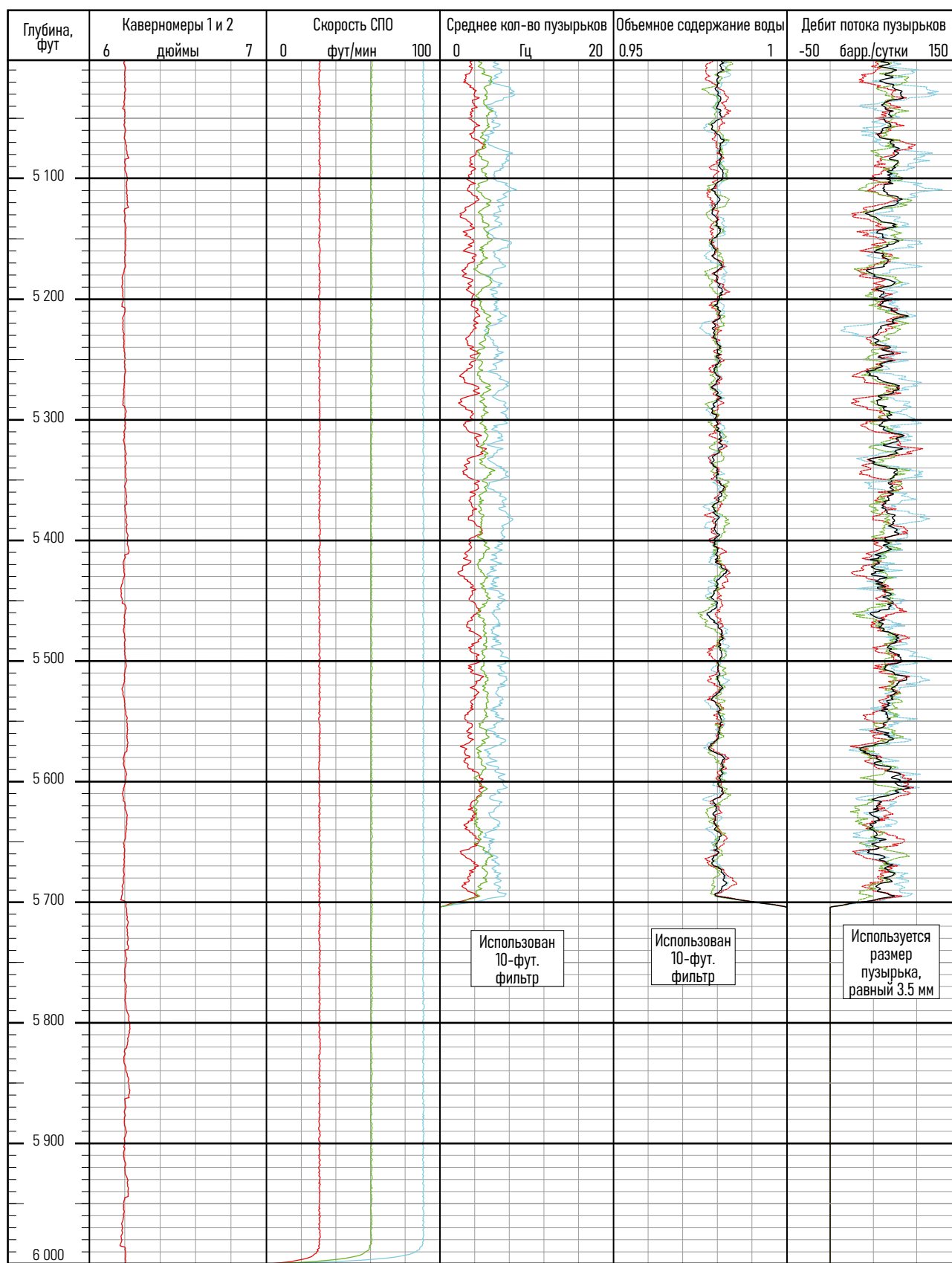


Рис. 7-15. Пример дебита, полученного на основе данных о количестве пузырьков нефти в потоке, при дебите нефти 65 барр./сутки

Во втором примере на рис. 7-16 показан случай, когда заканчивание большого диаметра с низкой скоростью восходящего потока привело к тому, что полнопроходный и линейный расходомеры не отработали, и соответственно стандартная интерпретация не может быть выполнена в данном случае. Единственная информация о скорости могла

быть получена с датчиков состава, так как они отработали в штатном режиме. Следовательно, расход воды был рассчитан с использованием информации об объемном содержании воды в потоке, дебите нефти, полученным на основе данных о количестве пузырьков нефти в потоке, а также корреляции проскальзывания Шокетта.

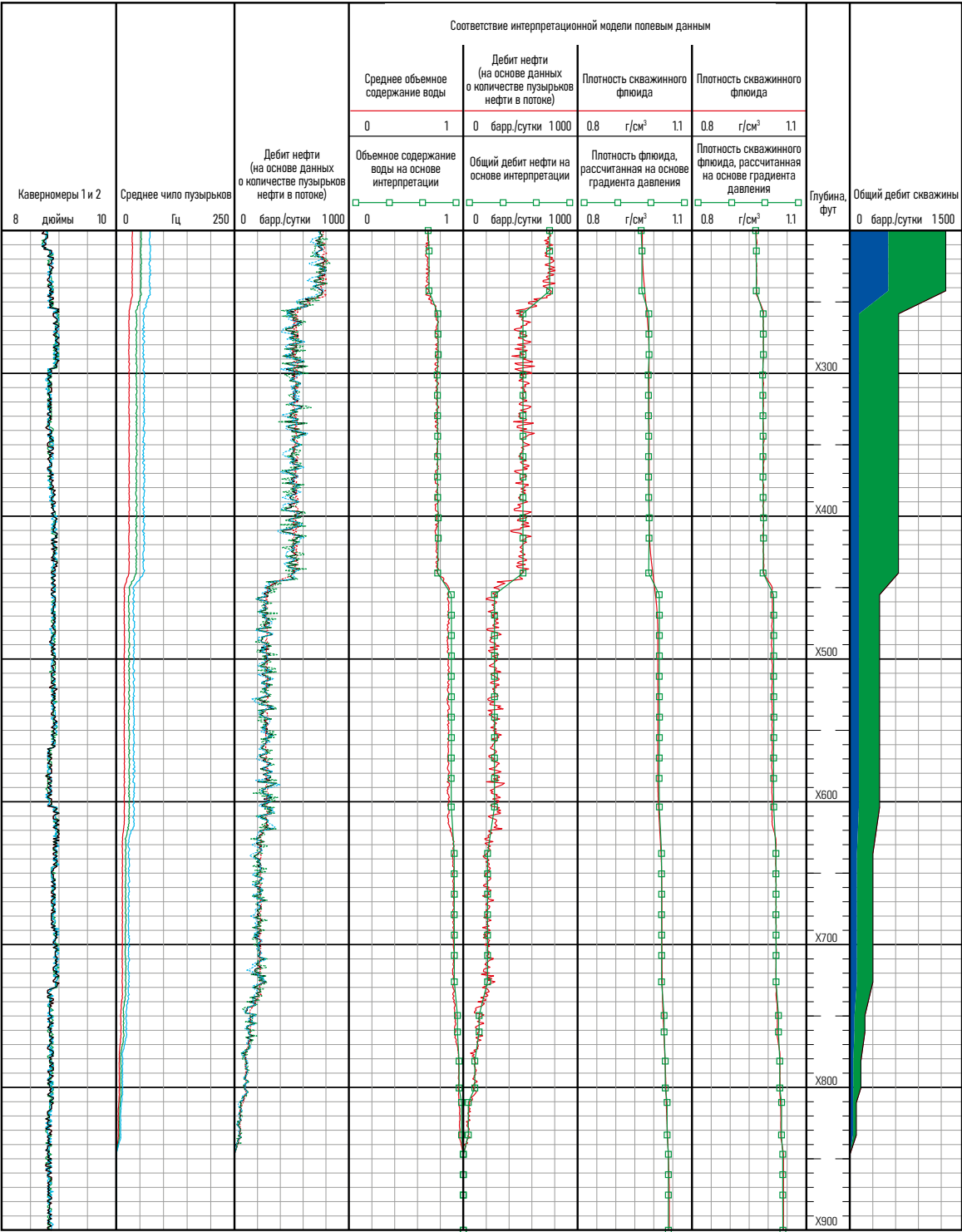


Рис. 7-16. Дебит потока пузырьков заменяет информацию о расходометрии.

Налипание капель

На нескольких скважинах по всему миру было замечено, что датчики Schlumberger FloView и GHOST показывают завышенные значения объемного содержания воды. Физические процессы, приводящие к этой ошибке не совсем понятны, но, по-видимому, она вызвана каплями воды, прилипающими к наконечнику датчика, когда газ низкой плотности не обладает достаточной энергией или импульсом, чтобы очистить наконечник датчика. Это явление назвали «налипанием капель». После проведения некоторых лабораторных экспериментов был разработан и внедрен алгоритм коррекции, реализованный в таких продуктах как SPRINT* (single-pass production log interpretation — интерпретация промысловых исследований на основе одного

прохода в интервале интереса), Borflow — программное обеспечение для интерпретации промыслового каротажа, FlowScanner — фирменное ПО компании Schlumberger для интерпретации данных прибора FSI, а также в таких сторонних ПО как Emerald и PLATO.

Стандартный коэффициент коррекции для FloView находится в диапазоне от 0 до -0.3 и применяется одновременно одинаково ко всем датчикам FloView (рис. 7-17). Стандартный коэффициент коррекции для GHOST находится в диапазоне от 0 до 0.1 (рис. 7-18).

Следует подчеркнуть, что большинство скважин во всем мире не нуждаются в использовании таких корректировок. Их не стоит применять на постоянной основе.

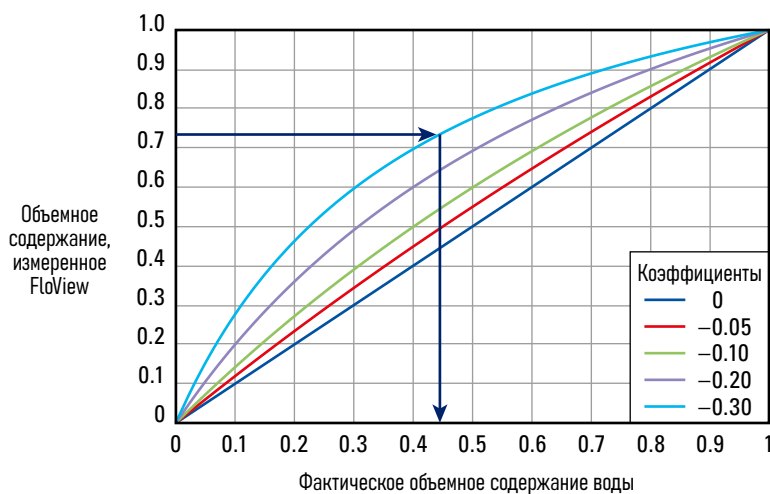


Рис. 7-17. Коррекция налипания капель для FloView

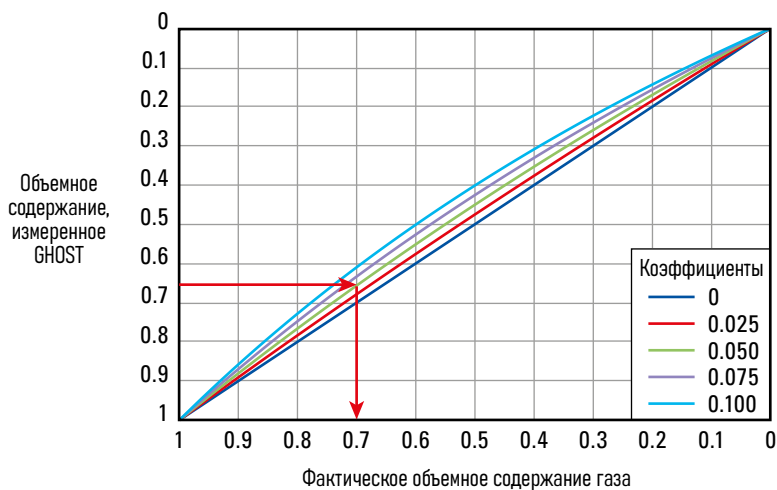


Рис. 7-18. Коррекция налипания капель для GHOST

Датчики для измерения объемного содержания газа

Оптический датчик для измерения объемного содержания газа GHOST использует показатель преломления света для газовой среды, нефти и воды, чтобы выявить газ или жидкость в газожидкостной среде (рис. 7-19). (В отсутствие газа прибор GHOST иногда можно использовать для измерения объемного содержания воды в потоке, но данный вариант применения не рассматривается в данной книге. См. Джексон и соавторы, 2001 г.)

Свет, излучаемый светодиодом (LED) определенной частоты, подается по оптическому волокну через Y-образный соединитель

на оптический датчик, изготовленный из синтетического сапфирового стекла (рис. 7-20).

Оптический датчик тщательно спроектирован, благодаря чему все внутренние отражения светового импульса концентрируются на самом конце датчика. На наконечнике датчика изменение кривизны сапфира позволяет свету выходить за пределы датчика, если показатель преломления скважинного флюида достаточно высок (рис. 7-21).

Свет, который не выходит наружу, возвращается через Y-образный соединитель на фотодиод и преобразуется в напряжение (рис. 7-22). Чувствительная область наконечника намного меньше, чем у датчика FloView, что позволяет точно измерять гораздо меньшие пузырьки при более высоких скоростях потока флюида.

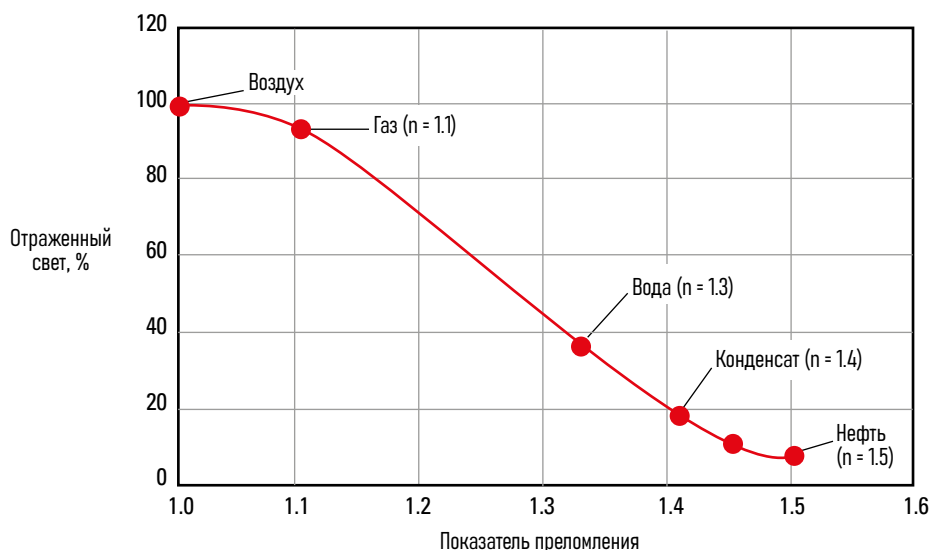


Рис. 7-19. Отклик датчика GHOST с показателем преломления.



Рис. 7-20. Оптический путь пучка света GHOST.

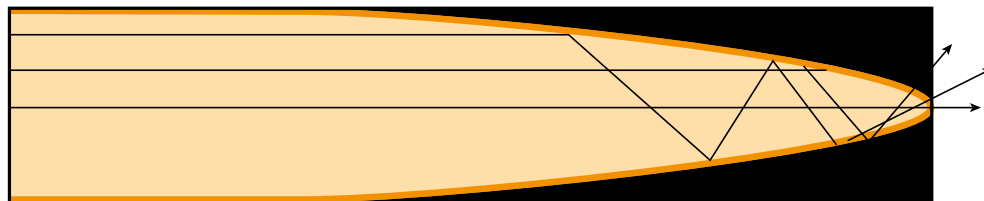


Рис. 7-21. Фокусировка света на конце датчика GHOST.

Сигнал от оптического датчика находится на уровне или ниже опорной линии для газа и на уровне или выше опорной линии для нефти (рис. 7-23). Для регистрации показаний малых переходных пузырьков динамический порог настраивается вблизи непрерывной газовой фазы и вблизи непрерывной газовой фазы. Затем порог сравнивается с диаграммой сигнала датчика для получения двоичного сигнала объемного содержания газа, который усредняется по времени. Таким образом обрабатывается сигнал датчика каждые 6 дюймов.

Ограничения пропускной способности кабеля телеметрии означают, что на поверхность может быть отправлен только фрагмент сигнала датчика. Поэтому необходимо обрабатывать сигналы непосредственно в скважинных условиях с помощью алгоритмов автоматической настройки динамического порога. Чтобы убедиться, что эти алгоритмы работают должным

образом, мин., макс. и пороговое значение сигнала отображаются в презентации контроля качества каротажа (LQC) (рис. 7-24).

Базовая линия жидкости (минимум на кривой) должна быть хорошо отделена от базовой линии газа (максимум на кривой), при этом динамический порог должен быть близок к базовой линии непрерывной фазы. За исключением областей с монофазным потоком, порог должен быть выше минимума и ниже максимума.

Оптические датчики используются в приборах промышленного каротажа GHOST и FSI (Flow Scanner). Прибор GHOST оснащен четырьмя оптическими датчиками, установленными на кронштейнах четырехлопастного центратора. Для перемещения оптических датчиков ближе к стенке трубы можно использовать специальный оптический удлинитель, но его длина ограничена.

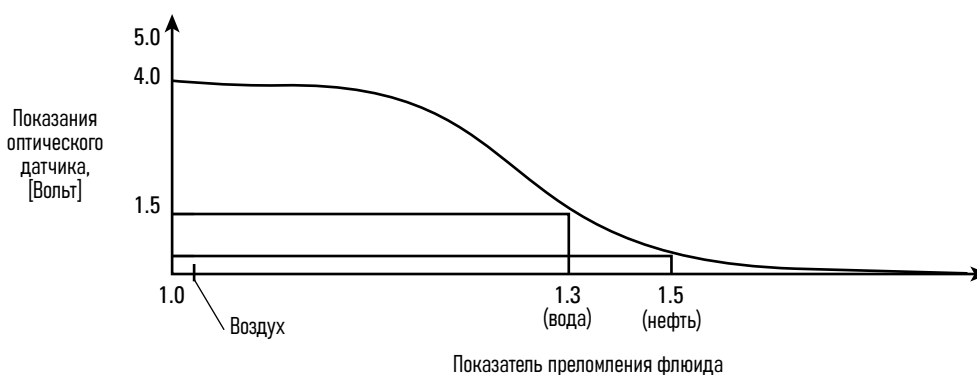


Рис. 7-22. Показания фотодиода, в пересчете на напряжение, как функция показателя преломления.

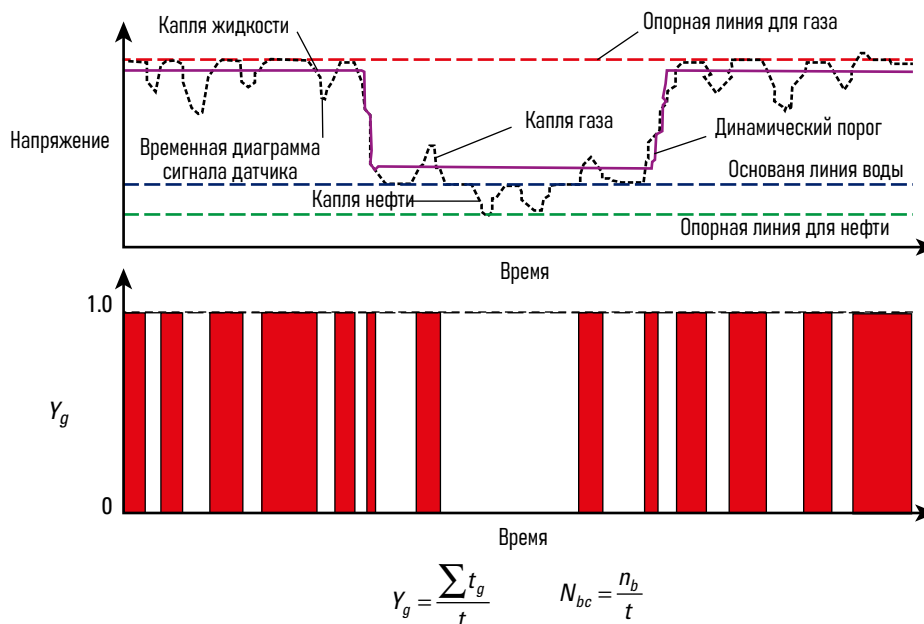


Рис. 7-23. Обработка сигнала датчика GHOST. $\sum t_g$ = общее время нахождения зонда в газе в течение времени t .

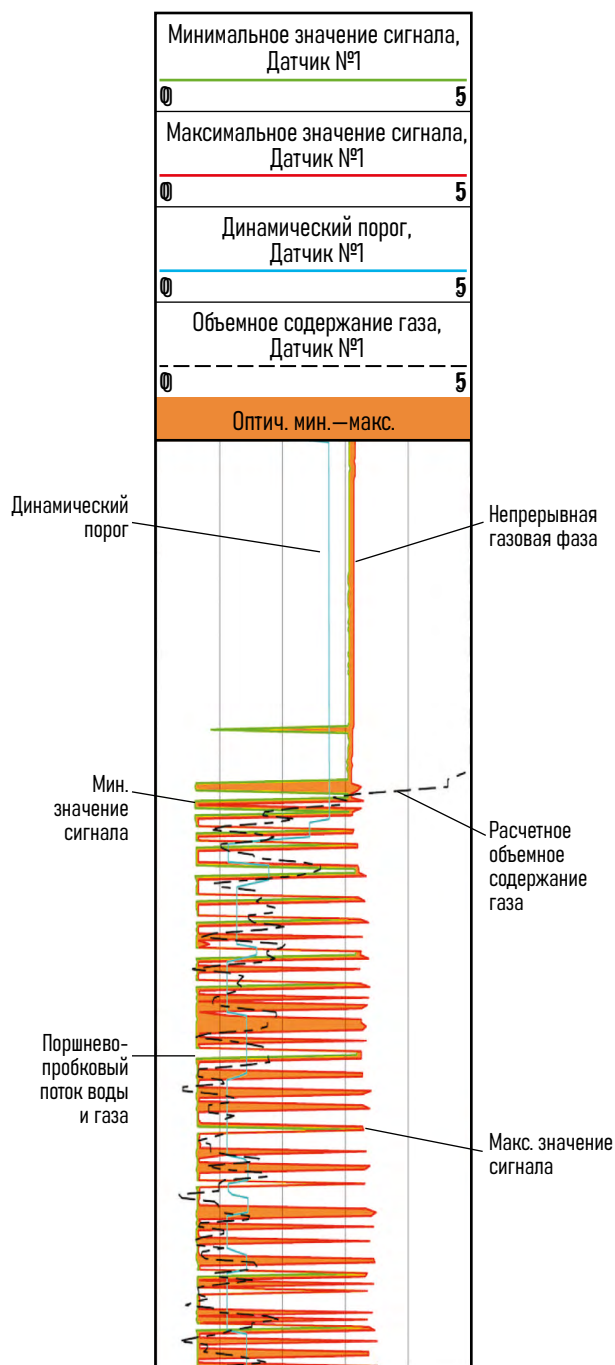


Рис. 7-24. Контроль качества каротажа (LQC) датчика для измерения объемного содержания газа.

Прибор GHOST может свободно вращаться вокруг своей оси, поэтому для определения местоположения датчика используются относительный азимут прибора и диаметр каверномера. Улучшенный охват внутреннего сечения трубы в скважинах с большим углом наклона может быть достигнут с помощью двух приборов GHOST, соединенных поворотным переходником на 45° (рис. 7-25).

Для сравнения положения зондов Flow Scanner показаны на рис. 7-26 (дополнительную информацию о Flow Scanner см. в главе «Интерпретация показаний Flow Scanner»).

В хорошо смешанном потоке один оптический зонд обеспечивает репрезентативное значение объемного содержания воды в трубе. Однако по мере увеличения отклонения сила тяжести начинает разделять фазы, и для точного определения среднего значения объемного содержания фаз в трубе требуется большее количество измерений зонда.

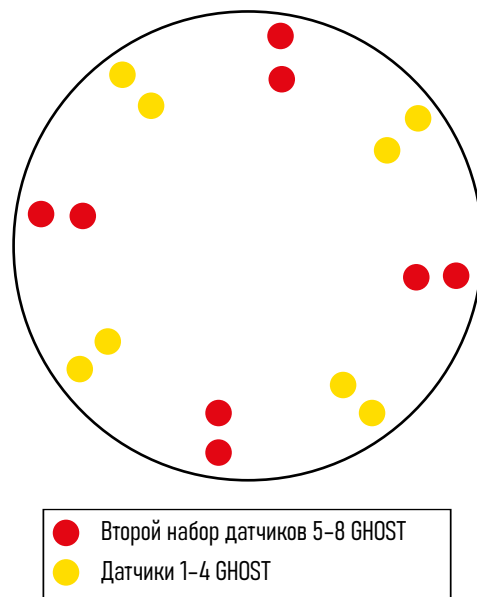


Рис. 7-25. Возможные положения одного и двух приборов GHOST в трубе с внутр. диаметром 6 дюймов.

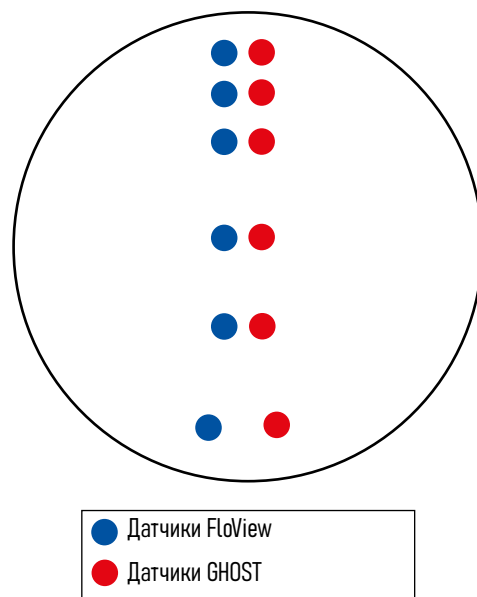


Рис. 7-26. Положения датчиков прибора Flow Scanner в трубе с внутренним диаметром 6 дюймов.

При углах скважины менее 30° среднее арифметическое четырех равномерно распределенных оптических датчиков обеспечивает приемлемо точное значение объемного содержания газа в потоке:

$$Y_g = \frac{1}{4} \sum_{n=1}^4 Y_{g_n}. \quad (7-15)$$

В случае неисправности одного из датчиков среднее значение остальных трех датчиков обычно обеспечивает более низкий уровень достоверности значения объемного содержания фазы по сравнению со средним значением двух датчиков, расположенных рядом с неисправным. При неисправности датчика 1 или 3 предпочтительно использовать следующую формулу:

$$Y_g = \frac{1}{2} (Y_{g_2} + Y_{g_4}), \quad (7-16)$$

а в случае неисправности зонда 2 или 4 предпочтительно использовать следующую формулу:

$$Y_g = \frac{1}{2} (Y_{g_1} + Y_{g_3}). \quad (7-17)$$

При отклонении от вертикали свыше 50° в скважине с низкой скоростью потока, плохо смешанным потоком флюидов и более экстремальным расслоением фаз для точного измерения среднего значения объемного содержания фаз в трубе требуется применение двух приборов GHOST.

При высоких значениях угла наклона скважины, тенденция к расслоению означает, что замеры, проведенные у верхней и нижней стенки трубы, должны иметь меньший вес, чем измерения, проведенные ближе к середине трубы, которые представляют большую часть площади поперечного сечения. На рис. 7-27 наименьший вес следует придать показаниям объемного содержания фаз от датчиков GHH2 и GHH4. Наибольший вес должны иметь датчики GHH1 и GHH3. Соответствующий вес применяется к каждому датчику в зависимости от его положения

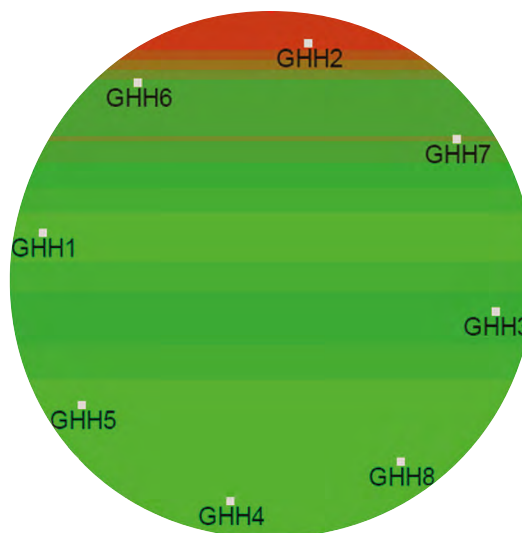


Рис. 7-27. Пример расположения датчиков при использовании двух приборов GHOST в одной компоновке

в трубе. Стоит отметить, что модель стратифицированного потока верна для около-горизонтальных и горизонтальных скважин с углом от 80° до 100°, и не верна для наклонных скважин с углом от 50° до 70°, поскольку границы раздела фаз уже перестают быть резкими и приобретают изгибистый вид. Однако, при применении данного метода возникает меньшее количество ошибок, чем при использовании средне-арифметического значения.

Если измеренные значения объемного содержания фаз проецируются на вертикальный диаметр поперечного сечения трубы на рис. 7-28, то можно использовать алгоритм аппроксимации кривой MapFlo для наилучшего соответствия значениям объемного содержания фаз и минимизации влияния ошибочных показаний датчиков. ПО MapFlo подробнее рассматривается в главе «Анализ показаний Flow Scanner».

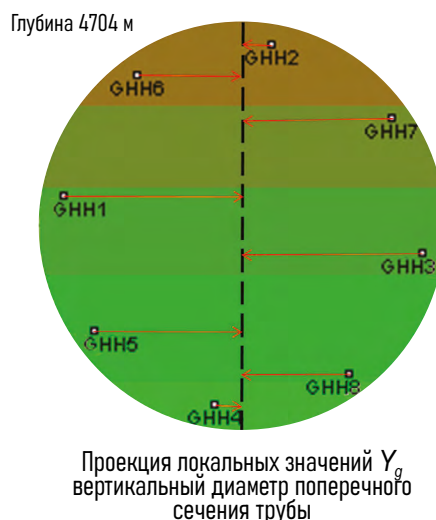
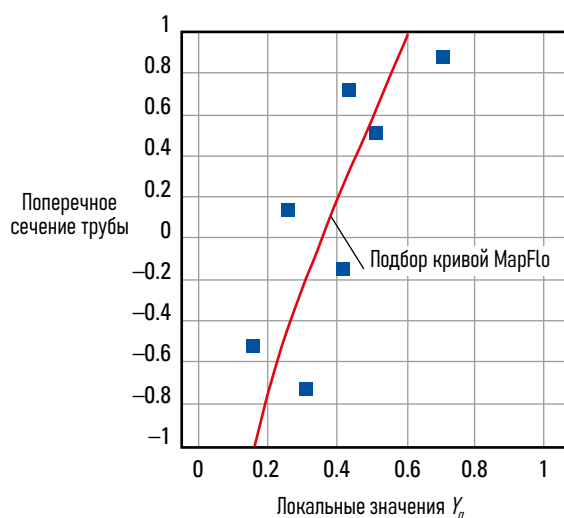


Рис. 7-28. Подбор кривой MapFlo относительно локальных показателей объемного содержания фаз

На рис. 7-29 приведена часть каротажных данных, показывающая пример использования двух приборов GHOST в одной компоновке в горизонтальной газонефтяной скважине. Предпоследняя колонка отображает развертку, показывающую объемное содержание газа в разрезе трубы, где верхняя часть сечения трубы соответствует данным, расположенным в средней

части колонки, а данные, расположенные по краям колонки, соответствуют нижней части сечения трубы. Датчик GHN4 передавал периодически резко изменяющиеся показания, поэтому данный датчик не был использован при создании развертки объемного содержания фаз.

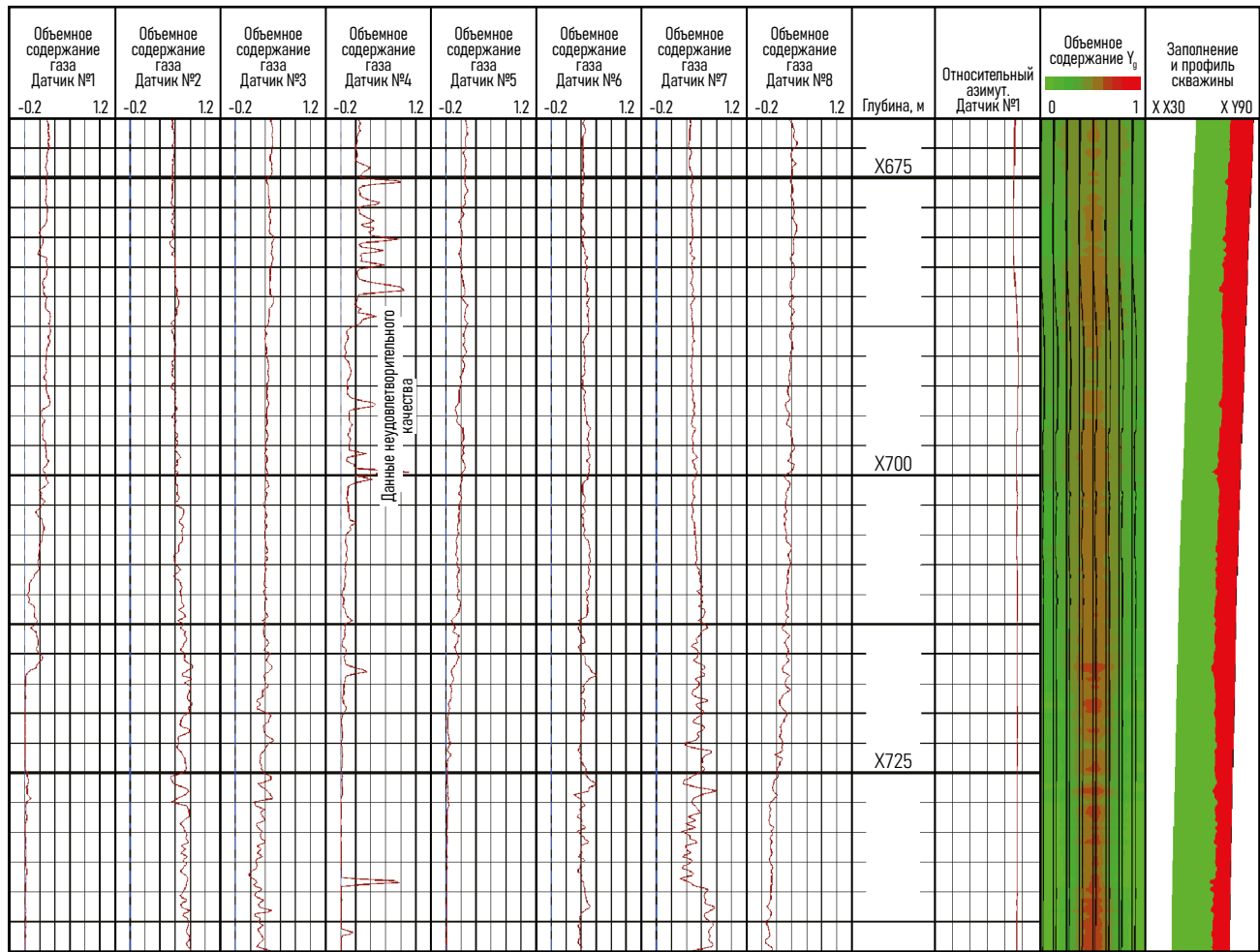


Рис. 7-29. Пример использования двух приборов GHOST в одной компоновке (Месторождение Озеберг, Норвегия, данные получены от компании Statoil ASA)

Мнемоника прибора GHOST

Мнемоника	Расшифровка названия
GHNn	Объемное содержание газа. Датчик № N
GHBn	Количество пузырьков в секунду. Датчик № N
DFNn	Мин. сигнал датчика № N
DFXn	Макс. сигнал датчика № N
PFTHn	Пороговое напряжение датчика № N
D1RB	Относительный азимут датчика № 1
D1RB2	Относительный азимут датчика № 5
PFC1	Каверномер с расположенными на нем датчиками с №1 по №4
PFC12	Каверномер с расположенными на нем датчиками с №5 по № 8

Ссылки

Jackson, R.R., Ayan, C., and Wakefield, J.: “Flow Diagnosis and Production Evaluation in High Flowrate Oil-Water Producers Using Optical-Fibre Holdup Sensors,” paper SPE 71727 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA (September 30-October 3, 2001).

Датчики емкостного сопротивления

Хотя компания Schlumberger больше не использует диэлектрические емкостные датчики сопротивления (также известные как датчики измерения объемного содержания [HUM]), они по-прежнему широко используются и описаны в данной книге для полноты картины. Рис. 8-1 показывает проточное исполнение такого датчика. Некоторые современные приборы используют один или несколько датчиков одновременно.

Внутри прибора находится колебательный контур с частотой, которая изменяется в зависимости от значения емкостного сопротивления датчика, которое, в свою очередь, определяется объемным содержанием и диэлектрическими постоянными присутствующих фаз:

$$f \propto \frac{1}{R_t (C_t + C_{\text{sensor}})}, \quad (8-1)$$

где

f = частота, передаваемая на поверхность

R_t = внутреннее сопротивление колебательного контура

C_t = собственная емкость прибора

C_{sensor} = емкость скважинного флюида, проходящего через датчик.

Теоретическая кривая отклика для диэлектрического прибора показана на рис. 8-2, также на рисунке обозначены точки нефти и воды, диэлектрическая проницаемость для нефти равна 5, а для воды — 80. Линия отклика между двумя точками правильно показана в виде пологой кривой, но в обычных условиях ее аппроксимируют к прямой линии.

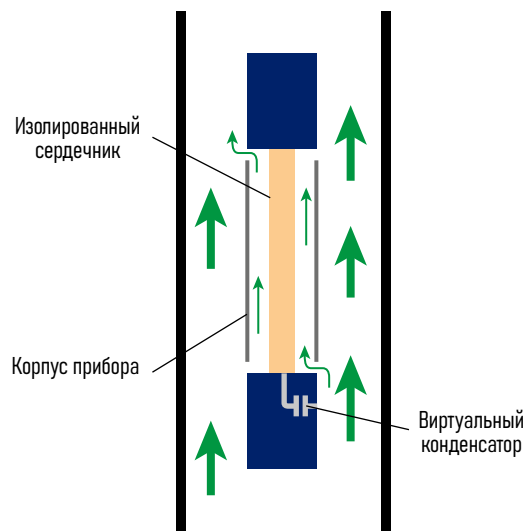


Рис. 8-1. Схема измерения объемного содержания фаз методом диэлектрического каротажа.

Любопытно, что диэлектрическая проницаемость воды не является постоянной величиной, а изменяется в зависимости от давления и температуры (Флориано и Насименто, 2004 г.). Однако, скважинная калибровка в колонне воды позволяет получить точные значения диэлектрической проницаемости.

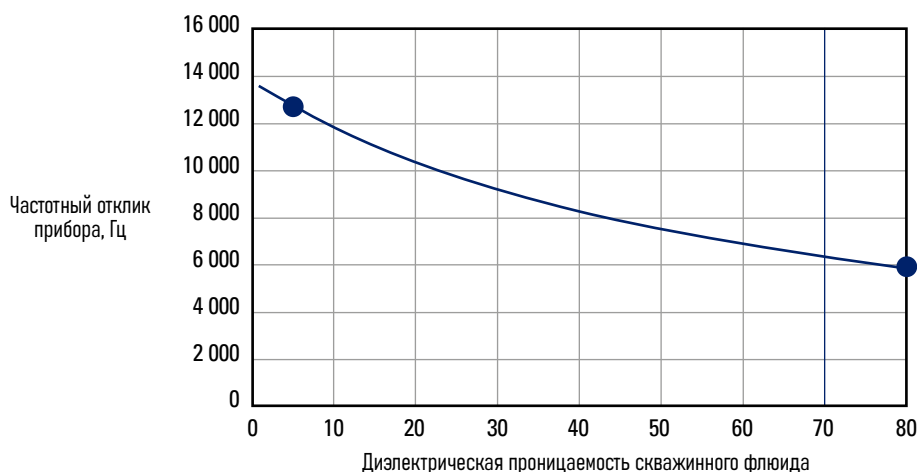


Рис. 8-2. Теоретический частотный отклик диэлектрического датчика на изменяющуюся диэлектрическую проницаемость смеси флюида.

Изменение масштабов позволяет перейти к нормальной диаграмме, показывающей отклик диэлектрического датчика, рис. 8-3 (на рисунке приведен произвольный диапазон частот). Для определения объемного содержания воды требуется провести вертикальную линию от соответствующего значения частотного показания прибора (ось X) до линии отклика прибора, которая соединяет точки со 100% содержанием воды и 100% содержанием нефти в трубе, а затем от полученного пересечения провести параллельную линию оси X до пересечения с осью Y, — это и будет являться искомым значением объемного содержания воды.

Такая методика хорошо показывает себя тогда, когда в качестве непрерывной фазы выступает нефть, но по мере того, как непрерывной фазой становится вода, отклик меняется из-за проводимости воды. Пузырьки нефти в воде вызывают более слабый отклик, кривую которого можно определить только эмпирически (рис. 8-4). Переход от непрерывной нефтяной фазы к непрерывной водяной фазе происходит при значениях объемного содержания воды в потоке около 50%, тем самым еще больше усложняя анализ данных диэлектрического датчика.

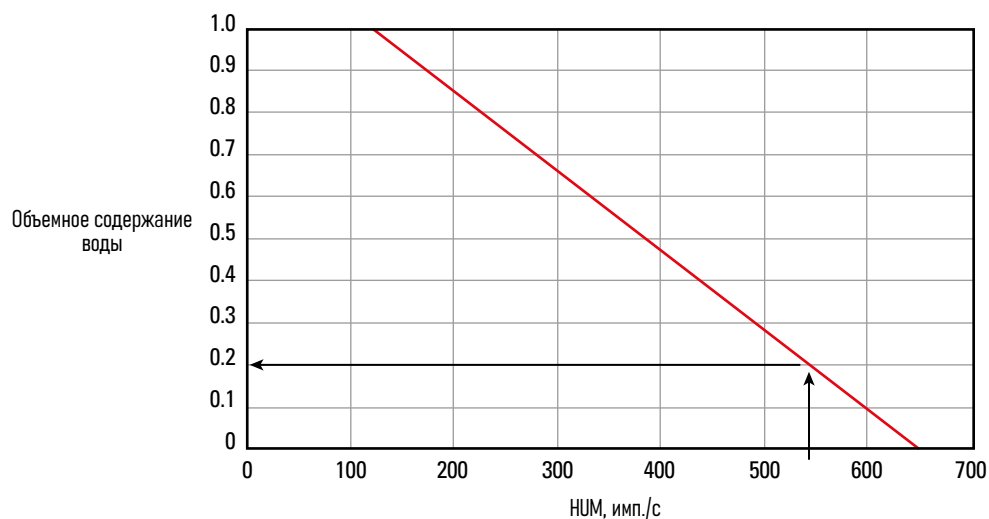


Рис. 8-3. Теоретический отклик диэлектрического датчика

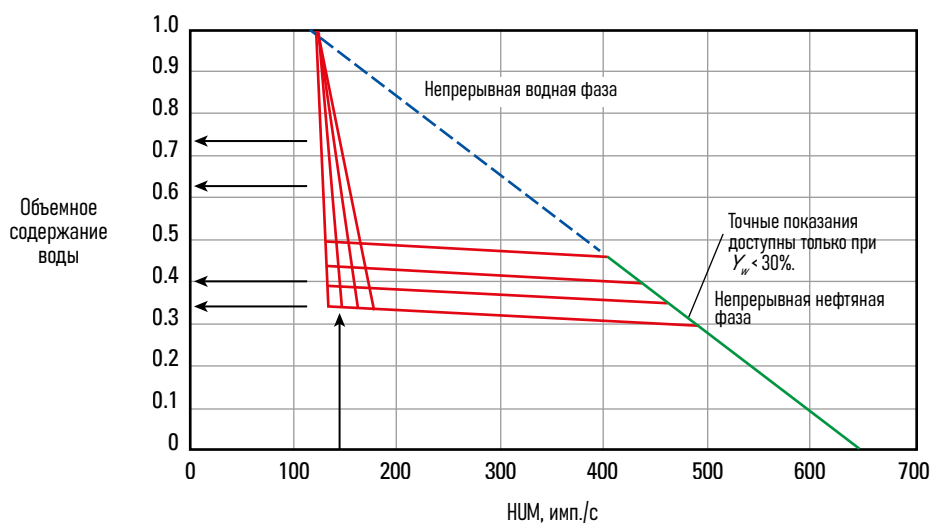


Рис. 8-4. Фактический отклик диэлектрического датчика

Современное интерпретационное ПО позволяет интерпретатору данных создать желаемую нелинейную зависимость, если это требуется.

Поскольку замеры проточного или однозондового диэлектрического датчика проводятся вдоль оси трубы, то в случае наклонных и горизонтальных скважин (где присутствует гравитационное разделение фаз) значение среднего объемного содержания фаз в потоке, по данным такого датчика, будет неверным (рис. 8-5).

Прибор с несколькими диэлектрическими датчиками может использоваться для получения репрезентативного значения объемного содержания фаз в поперечном сечении трубы, но часто сталкивается с трудностями из-за эффекта избирательной смачиваемости, который искажает показания объемного содержания в сторону одной из жидких фаз. Использование

НУМ для получения точных показаний, как правило, ограничено применением таких датчиков в почти вертикальных скважинах с низкой обводненностью и относительно высокими скоростями флюида.

Ссылки

Floriano, W.B., and Nascimento, M.A.C.: "Dielectric Constant and Density of Water as a Function of Pressure at Constant Temperature," *Brazilian Journal of Physics* (March 2004) 34, No. 1, 38-41.

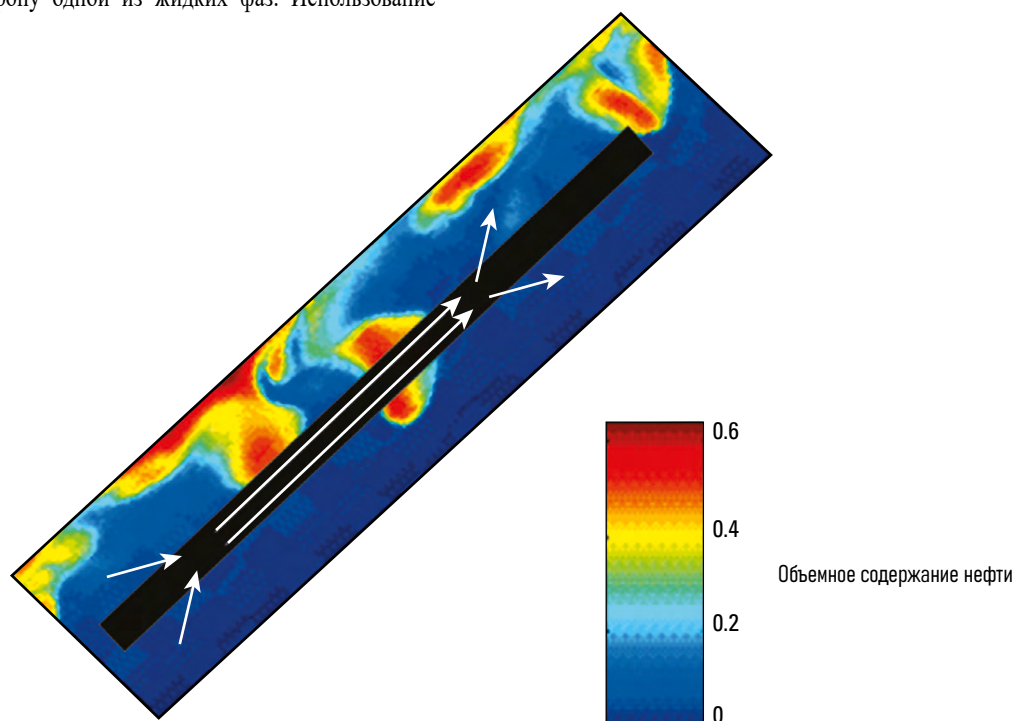
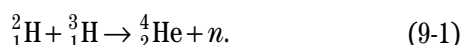


Рис. 8-5. Прибор проточного типа в наклонной скважине

Импульсные нейтронные взаимодействия

В основе всех импульсных нейтронных приборов лежит радиолампа или трубка. Компания Schlumberger использует устройство Minitron* (импульсный генератор нейтронов). Импульсный генератор нейтронов использует реакцию взаимодействия дейтерия и трития для получения гелия и высокоэнергетических нейтронов:



Нейтроны излучаются с энергией 14.1 МэВ, и в продвинутом устройстве Minitron их выброс можно включать и выключать менее чем за микросекунду (рис. 9-1).

Такие высокоэнергетические нейтроны могут взаимодействовать с жидкостями в стволе скважины, обсадной колонной, цементом, матрицей и заполненными жидкостью порами несколькими способами. Для целей каротажа в стволе скважины такие взаимодействия упрощаются до трех типов:

- Неупругое рассеивание — определяется рамками того, что оно не делает. Столкновения не являются упругими, поэтому очень легкие высокоэнергетические нейтроны способны взаимодействовать с гораздо более тяжелыми ядрами. Взаимодействие означает, что нейтрон теряет значительную часть энергии, в то время как электроны в более тяжелых ядрах выталкиваются в более высокие, нестабильные орбиты, что вызывает быстрый распад, который испускает гамма-лучи с характерным энергетическим спектром (рис. 9-2). Это ранний эффект, который достигает своей максимальной силы в течение микросекунд после начала нейтронного облучения.
- Захват нейтронов — захват низкоэнергетических тепловых нейтронов определенными ядрами. Рассматриваемые ядра получают нейтрон, в результате чего становятся более тяжелым изотопом изначального элемента (рис. 9-3). Чтобы

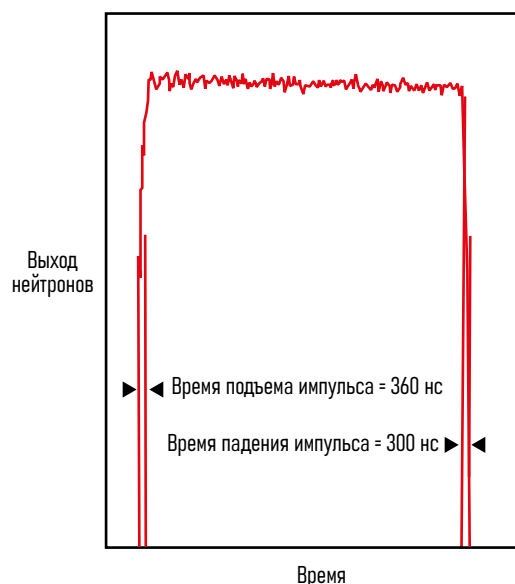


Рис. 9-1. Типичная форма нейтронного импульса от генератора Minitron.

уравнять энергетические уровни, определенное количество энергии должно быть излучено в виде гамма-излучения с энергетическим спектром, характерным для данного изотопа. Хотя гамма-лучи при захвате нейтронов достигают максимального уровня через несколько миллисекунд после начала нейтронного облучения, во взаимодействующей среде уже присутствует достаточно гамма-излучения захвата, образовавшееся в течение нескольких микросекунд после нейтронного облучения, что оказывает негативное влияние на спектр неупругого рассеивания.

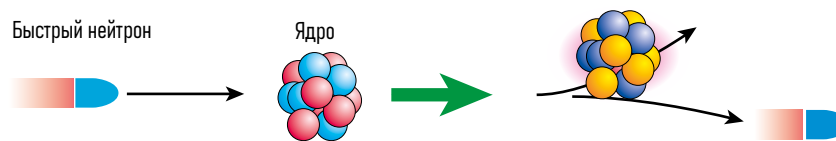


Рис. 9-2. Неупругое рассеивание.



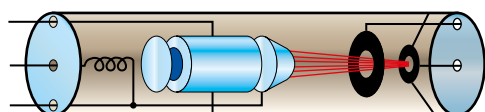
Рис. 9-3. Захват тепловых нейтронов.

- Нейтронная активация — форма захвата кислорода, алюминия, кремния, натрия, меди, железа и многих других элементов, которая высвобождает протон для создания нового элемента, который распадается в несколько этапов, пока не будет восстановлено энергетическое равновесие (рис. 9-4). Активация кислорода используется для регистрации расхода воды WFL*, а активация кремния и алюминия используется для регистрации качества гравийного пакера.

Прибор для определения насыщения коллектора RSTPro* используется для измерения гамма-излучения в результате реакции неупругого рассеивания, захвата тепловых нейтронов и активации (рис. 9-5).

Технические характеристики

	RST-C	RST-D
Номинальная температура, °F [°C]	302 [150]	302 [150]
Номинальное давление, psi [МПа]	15 000 [103]	15 000 [103]
Диаметр прибора, дюйм [см]	1.71 [4.34]	2.51 [6.37]
Мин. диаметр труб НКТ, дюйм (см)	2.375 (6.0)	3.5 (8.9)
Мин. диаметр скважины, дюйм [см]	1.813 [4.61]	2.625 [6.67]
Длина, фут [м]	23 [7]	22.2 [6.8]
Вес, фунт [кг]	101 [46]	208 [94]



Нейтронный генератор Minitron

- Интенсивный выход нейтронов
- Настройка коэффициента усиления
- Точное управление нейтронным пучком

Активация кислорода (O) $t_{1/2} = 7.1 \text{ с}$ ($n + {}^8_0\text{O}^{16} \rightarrow {}^7_1\text{N}^{16} + \dots \rightarrow {}^8_0\text{O}^{16} + \gamma + \dots$)
 Активация алюминия (Al) $t_{1/2} = 2.3 \text{ мин}$ ($n + {}^{27}_{13}\text{Al} \rightarrow {}^{28}_{13}\text{Al} \rightarrow {}^{28}_{14}\text{Si}^{28} + \gamma + \dots$)
 Активация кремния (Si) $t_{1/2} = 2.3 \text{ мин}$ ($n + {}^{28}_{14}\text{Si} \rightarrow {}^{29}_{14}\text{Si} \rightarrow {}^{28}_{14}\text{Si}^{28} + \gamma + \dots$)

Рис. 9-4. Примеры реакций активации. $t_{1/2}$ = период полураспада для самого медленного ядерного распада в серии.



Ответы

- WFL — кислород-активационный каротаж
- PVL* — каротаж фазовой скорости потока
- TPHL* — каротаж объемного содержания фаз в трехфазном потоке

Детекторы оксидосиликата гадолиния (GSO)

- Экранированные детекторы для эксплуатируемых скважин
- Эффективное обнаружение гамма-излучения
- Высокая скорость измерения с минимальным искажением спектра

Рис. 9-5. Ключевые компоненты и характеристики приборов определения насыщения пласта RSTPro.

Каротаж объемного содержания фаз в трехфазном потоке (ТФНЛ)

Каротаж объемного содержания фаз в трехфазном потоке (ТФНЛ*) производится с помощью прибора определения насыщения коллектора RSTPro и использует спектры раннего гамма-излучения, которые возникают во время нейтронного облучения. К сожалению, неискаженный неупругий сигнал практически не встречается, потому что спектры захвата начинаются почти сразу после появления первых спектров неупругого сигнала. Поэтому часть сигнала захвата с запозданием вычитается из неупругого сигнала, чтобы обеспечить достаточное приближение к чистому спектру неупругого сигнала (рис. 10-2).

Полученные спектры неупругого сигнала сравниваются с эталонными спектрами железа, углерода, серы, магния, кальция, кремния, кислорода и фонового сигнала прибора, состоящего из различных элементов, используемых в генераторе нейтронов, кристаллических детекторах, экранировании и емкости высокого давления прибора (рис. 10-1). Присутствуют и другие сигналы, помимо приведенных восьми, однако, поиск большего их количества снижает точность, с которой измеряются указанные восемь сигналов, и, в частности, ухудшает сигналы углерода и кислорода, которые составляют основную часть алгоритма ТФНЛ.

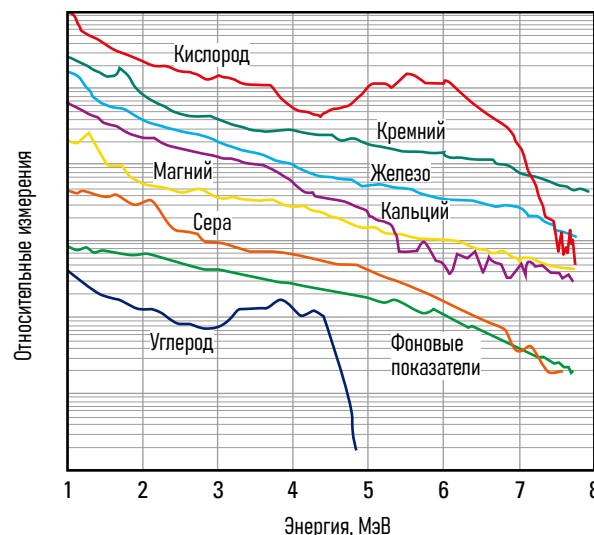


Рис. 10-1. Спектры гамма-излучения неупругого рассеивания с произвольным смещением скорости счета.

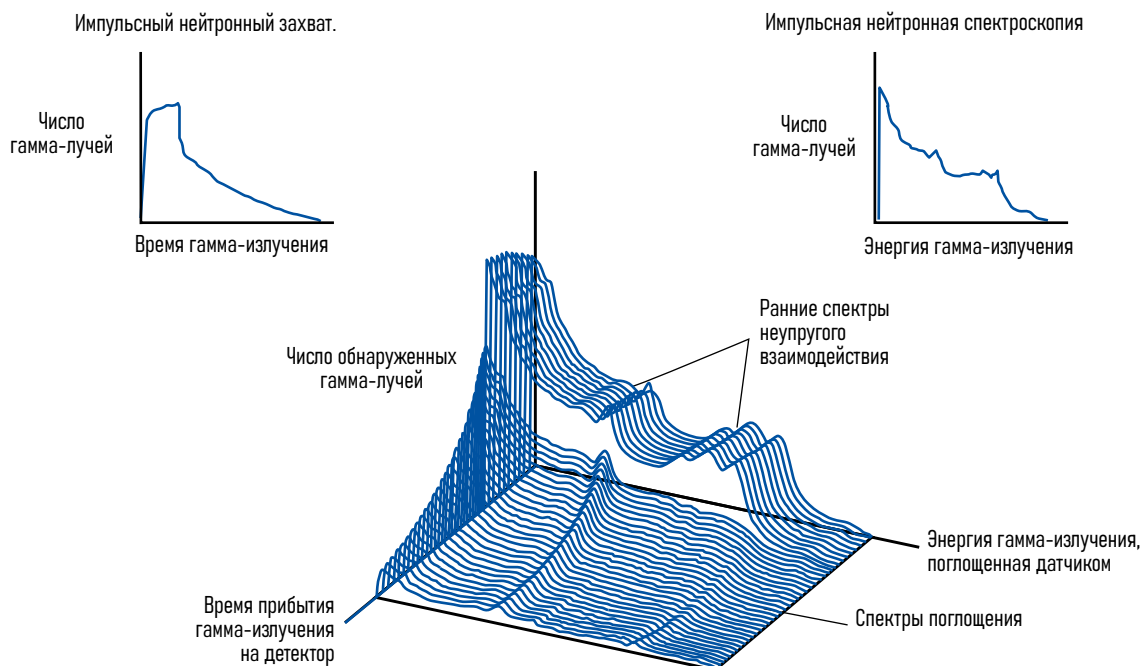


Рис. 10-2. Спектр неупругого захвата, обнаруженный с помощью прибора RSTPro при каротаже объемного содержания фаз в трехфазном флюиде (ТФНЛ).

В углеводородах и воде из измеряемых элементов обнаруживаются только углерод и кислород, тогда как в эксплуатационной колонне, цементе и матрице пласта можно обнаружить все измеряемые элементы (рис. 10-3).

Углерод, извлеченный на основании композитных неупругих спектров, может быть обнаружен в:

- скважинных углеводородах (нефть и газ)
- наполненных углеводородами порах пласта
- матрице пласта (карбонаты).

Обычно исходная интерпретация данных открытой скважины представляет данные о литологии и пористости пласта и, следовательно, определяет количество углерода в матрице пласта. Следовательно, суть проблемы заключается в том, чтобы определить, какая часть углерода относится к стволу скважины, а какая — к заполненным флюидом порам. С помощью одного спектрального детектора гамма-излучения невозможно определить разницу между ними, но второй детектор, расположенный дальше от источника нейтронов, дает возможность зафиксировать значительную разницу между углеродными реакциями пласта и ствола скважины, что позволяет определить относительные пропорции углерода в стволе скважины и в пласте. То же самое происходит и с измерениями кислорода. Проще говоря, ближний детектор в большей степени определяет состав скважинных флюидов, а дальний детектор в большей степени определяет состав пласта.

Далее представлены четыре уравнения отклика:

$$C_n = X_1(1-\phi) + X_2\phi S_o + X_3Y_o, \quad (10-1)$$

$$O_n = Y_1(1-\phi) + Y_2\phi(1-S_o) + Y_3(1-Y_o), \quad (10-2)$$

$$C_f = X_4(1-\phi) + X_5\phi S_o + X_6Y_o, \quad (10-3)$$

$$O_f = Y_4(1-\phi) + Y_5\phi(1-S_o) + Y_6(1-Y_o), \quad (10-4)$$

где

C_n = измерение углерода на основе ближнего детектора

C_f = измерение углерода на основе дальнего детектора

O_n = измерение кислорода на основе ближнего детектора

O_f = измерение кислорода на основе дальнего детектора

ϕ = пористость пласта

S_o = нефтенасыщенность пласта

Y_o = скважинное объемное содержание нефти

X_n = коэффициент углеродной характеристики

Y_n = коэффициент кислородной характеристики

Если коэффициенты характеристик известны на основе моделирования пласта или расчетов Монте-Карло, а пористость известна из предыдущего каротажа открытой скважины, то объемное содержание фаз в стволе скважины и насыщенность пласта являются двумя неизвестными показателями. Для вычисления этих двух неизвестных требуется только два уравнения, но дополнительные два уравнения (из уравнений

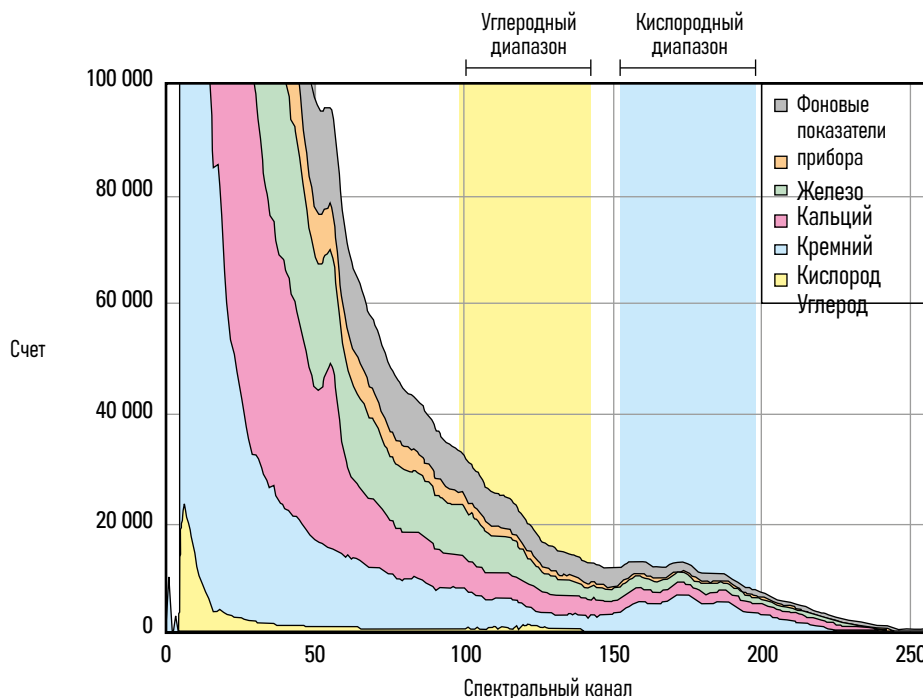


Рис. 10-3. Составные спектры, измеренные инструментом RSTPro.

с 10-1 по 10-4) используются для компенсации изменений как мощности генератора нейтронов, так и чувствительности кристаллического детектора за счет использования отношения показателей углерода к кислороду, полученных от каждого детектора. Итоговые уравнения приведены ниже:

$$\frac{C}{O_n} = \frac{X_1(1-\phi) + X_2\phi S_o + X_3 Y_o}{Y_1(1-\phi) + Y_2\phi(1-S_o) + Y_3(1-Y_o)}, \quad (10-5)$$

$$\frac{C}{O_f} = \frac{X_4(1-\phi) + X_5\phi S_o + X_6 Y_o}{Y_4(1-\phi) + Y_5\phi(1-S_o) + Y_6(1-Y_o)}. \quad (10-6)$$

Объем газа, который определяет прибор, пропорционален отношению количества неупругих гамма-лучей, наблюдаемых на ближнем кристаллическом детекторе, к количеству неупругих гамма-лучей, наблюдаемых на длинном детекторе. К сожалению, доступно только одно уравнение, что не позволяет определить насыщение пласта газом и объемное содержание газа в стволе скважины. Следовательно, моделирование использует данные безгазового пласта, что даст следующее уравнение:

$$Y_g = Z_1 \frac{N_{\text{near_inelastic}}}{N_{\text{far_inelastic}}}, \quad (10-7)$$

где

Y_g = объемное содержание газа в стволе скважины

Z_n = коэффициент газовой характеристики

$N_{\text{near_inelastic}}$ = количество неупругих гамма-лучей на ближнем детекторе

$N_{\text{far_inelastic}}$ = количество неупругих гамма-лучей на дальнем детекторе.

Характеристика каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (ТРНЛ) с помощью RSTPro.

Коэффициенты характеристики ТРНЛ учитывают размер долота, размер обсадной колонны, вес обсадной колонны, литологию пласта и концентрацию углерода в нефти и газе. Для нормальной интерпретации данных RSTPro о насыщении пласта с использованием отношения углерода к кислороду коэффициенты характеристик определяются из базы данных, содержащей физические измерения, выполненные в искусственных пластах с различной пористостью, размерами обсадных колонн, размерами долот и весом обсадных колонн, а также различной насыщенностью пластовым флюидом и объемным содержанием жидкостей в стволе скважины (рис. 10-4 и 10-5). Однако необходимость определения характеристик газа в условиях, эквивалентных скважинному давлению в тысячи рsi, требует изменения методики, поскольку эксперименты не могут проводиться с большими объемами сжатого и взрывоопасного природного газа.

Подход, разработанный для характеристики ТРНЛ по данным RSTPro, заключается в построении численного моделирования Монте-Карло для высокоэнергетических импульсных неупругих



Рис. 10-4. Блоки для калибровки приборов радиоактивного каротажа.



Рис. 10-5. Подразделение Schlumberger по калибровке приборов с учетом воздействия сред, расположенное в Хьюстоне, Техас, США.

столкновений нейтронов и настройке такой симуляции в соответствии с фактическими физическими измерениями

различных показателей насыщенности пластов водой и нефтью и различных показателей объемного содержания воды, нефти и воздуха в стволе скважины (где воздух находится при атмосферном давлении) (Роско, 1996 г.). Как только модель Монте-Карло способна предсказывать физические измерения, плотность газа в модели увеличивается, и производятся вычисления набора виртуальных коэффициентов характеристик. Полученные с помощью таких экспериментов данные приведены в таблице 10-1 (Хемингуэй и соавторы, 1999).

Для каждой точки в базе данных характеристик вычисляются коэффициенты характеристик. Если каротаж производится при указанных условиях, то задача сводится к извлечению коэффициентов, которые характеризуют насыщение и объемное содержание фаз. Однако, более распространены ситуации, когда каротаж производится при условиях между точками базы данных характеристик. В таком случае для получения соответствующих коэффициентов выполняется сложная многомерная интерполяция.

Ошибки в вычисленных насыщениях и объемном содержании фаз ТРНЛ трудно оценить в отсутствие эталонных

Таблица 10-1. Область характеристики ТРНЛ (по Хемингуэю и соавторам, 1999)

Диаметр ствола, дюйм	Диаметр обсадной колонны, дюйм	Вес обсадной колонны, фунт/фут	Пористость известняка в пласте [†]	Пористость песчаника в пласте [†]	Пластовый флюид [‡]	Скважинный флюид [‡]
6	Необсаженная скважина	н/п	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
	4.5	10.5	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
	5	11.5	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
8.5	Необсаженная скважина	н/п	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В
	6.625	20	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В
	7	23	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В
10	Необсаженная скважина	н/п	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
	7	23	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
	7.625	26.4	Н, С, В	Н, С, В	П, Д	П, Д, В
12	Необсаженная скважина	н/п	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В
	7.625	26.4	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В
	9.265	32.3	Н, С, В	С, В	П, Д	П, Д, В

н/п = неприменимо

[†] Пористость: Н = нулевая, 0 ед. пористости; С = средняя, 15–19 ед. пористости; В = высокая, 33–35 ед. пористости

[‡] Флюид: П = пресная вода, Д = дизельное топливо №2, В = воздух

условий. Обработка синтетических измерений RSTPro, соответствующих базе данных характеристик, выявила среднюю погрешность вычисления объемного содержания фаз от 5% до 6%, что примерно равно погрешностям градиометра дифференциального давления и датчиков объемного содержания воды и газа. Каротажные измерения, требующие использования интерполированных коэффициентов, вероятно, подвержены еще большей погрешности; однако опытный интерпретатор может попытаться настроить вычисленные объемные содержания, используя опорные точки, такие как интервалы с насыщением «вода» (рис. 10-6) или интервалы, заполненные газом или нефтью, во время исследований в остановленных горизонтальных скважинах (рис. 10-7).

Интерпретация данных для методики ТРНЛ показана на рис. 10-8. Она начинается с записи показаний RSTPro для неупругого спектра, который затем разбивается на соотношение скоростей счета неупругих гамма-лучей и соотношение углерода и кислорода на ближнем и дальнем детекторах. Скорость счета неупругих гамма-лучей используется в простой модели объемного содержания газа, что позволяет произвести расчет этого объемного содержания газа. Специальная диаграмма содержания углерода и кислорода для централизованного прибора и корректировка на наличие скважинного газа используются для преобразования соотношения углерода и кислорода в объемное содержание воды и нефти. При благоприятных условиях это также позволяет рассчитать насыщенность пласта.

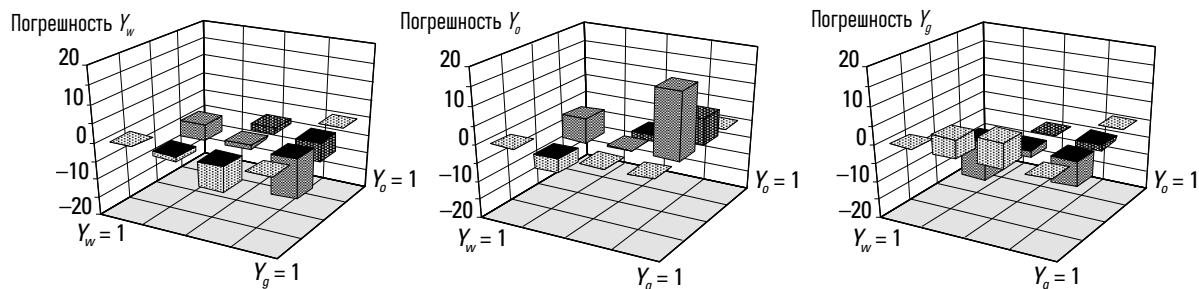


Рис. 10-6. Проверка ошибок самосогласованности для заполненной водой матрицы (Роско, 1996).

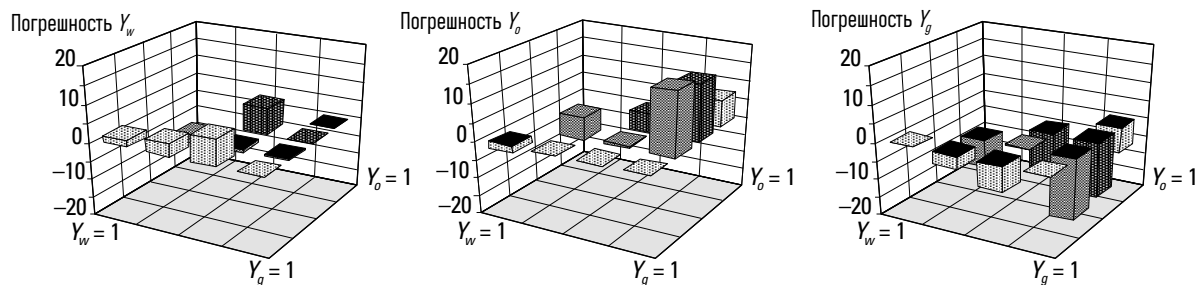


Рис. 10-7. Проверка ошибок самосогласованности для заполненной нефтью матрицы (Роско, 1996).

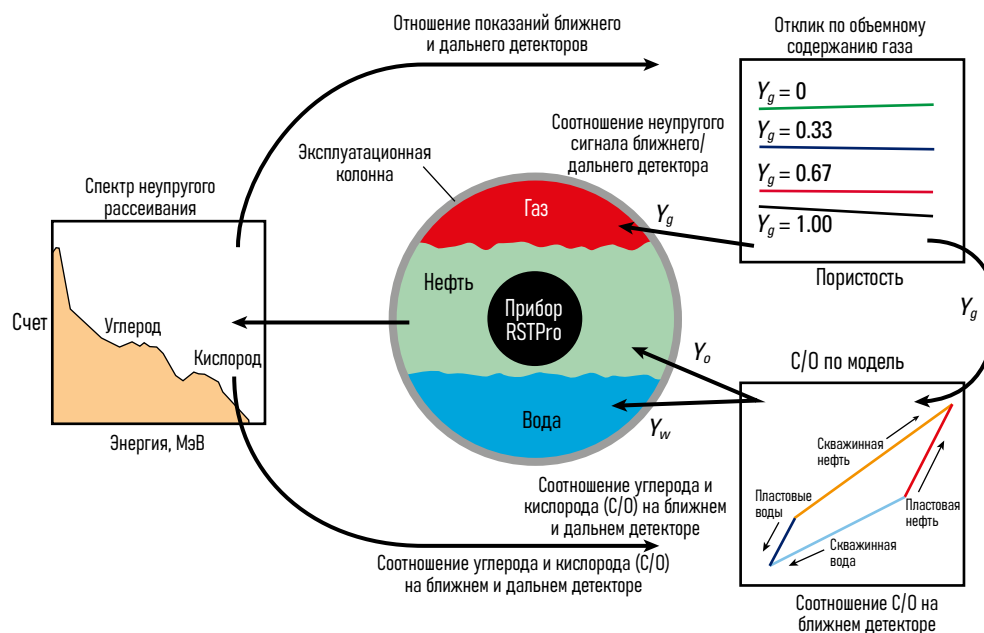


Рис. 10-8. Поток данных TPHL RSTPro.

В скважинах с 7-дюймовым заканчиванием и более большая часть сигнала RSTPro поступает из ствола скважины, сигнал от пласта является крайне слабым. В этих условиях неопределенности в параметрах пласта приводят к небольшим погрешностям в вычислении объемного содержания фаз. И наоборот, в скважинах с 4½-дюймовым заканчиванием и менее сигнал от пласта намного сильнее, чем от ствола скважины. В таких условиях точное определение насыщения пласта является необходимым условием для получения полезных данных об объемном содержании фаз в стволе скважины.

В базу данных характеристик не включены хвостовики с щелевыми отверстиями, сетчатые фильтры, толстостенные обсадные трубы, множественные системы труб и многие другие распространенные элементы заканчивания. В случае толстостенных обсадных труб требуется экстраполяция за пределы показателей базы данных. Опыт показал, что данные для хвостовика диаметром 7 дюймов и весом 30 фунт/фут (сразу за пределами области характеристик) являются вполне приемлемыми, в то время как данные для хвостовика диаметром 6½ дюйма весом 66 фунт/фут явно неверны и могут быть исправлены только путем эмпирического использования произвольных коэффициентов усиления и смещений для входных измерений. Аналогично, сетчатые фильтры также требуют использования подстроечных коэффициентов, которые корректируются до тех пор, пока вычисленные объемные содержания фаз (и, следовательно, вычисленные поверхностные дебиты) не будут соответствовать измеренным поверхностным дебитам. Следует с осторожностью относиться к данным за рамками базы данных характеристик и, по возможности, обращаться за советом к опытному аналитику данных RSTPro.

Скорость каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL) с помощью RSTPro.

Хотя для обычного анализа насыщенности пласта с помощью RSTPro требуются очень низкие скорости каротажа, сигналы объемного содержания фаз в стволе скважины оказываются намного сильнее и, кроме того, могут быть усреднены на расстоянии от 10 до 20 футов [3–6 м] в пределах скважины, поскольку условия в обычной горизонтальной скважине меняются очень медленно. Следующее уравнение может быть использовано для вычисления скорости каротажа, необходимой для получения погрешности или точности вычисления объемного содержания воды и нефти в пределах 10% (из-за флуктуационного шума). Определение объемного содержания газа намного плавнее.

$$v_{\text{logging}} = (0.25A_{\text{annular}}^2 + 2.05A_{\text{annular}})L_a, \quad (10-8)$$

где

$$A_{\text{annular}} = \frac{(d_{\text{pipe}}^2 - d_{\text{tool}}^2)\pi}{4}, \quad (10-9)$$

и

v_{logging} = скорость каротажа, фут/час

A_{annular} = площадь поперечного сечения трубы за вычетом площади поперечного сечения прибора, кв. дюйм

L_a = интервал выравнивания глубины, фут

d_{pipe} = внутренний диаметр заканчивания, дюйм

d_{tool} = наружный диаметр прибора, 1.6875 дюйма.

Например, для 6-дюймового хвостовика со средним интервалом измерений по глубине в 20 футов рекомендуемая скорость каротажа составляет 700 футов в час.

Проверка качества каротажа объемного содержания фаз в трехфазном потоке (TPHL) с помощью RSTPro.

Обработка данных TPHL (RSTPro) возможна с помощью GeoFrame*, Emerge или специального приложения для ПК. Для контроля качества записи TPHL, данные прибора содержат реконструированные кривые, соответствующие отклику на объемное содержание фаз. В областях 0% или 100% объемного содержания конкретной фазы такие реконструированные данные должны быть проверены, чтобы убедиться, что они соответствуют измеренным кривым. Несовпадение данных

обычно указывает на то, что интерпретацию следует повторить с другими настройками.

Особенно в случае горизонтальных скважин, полученные данные TPHL нужно вывести на планшет относительно ВГ (вертикальной глубины), чтобы убедиться, что такой отклик физически возможен в данных условиях.

Пример на рис. 10-9 отображает данные, полученные во время исследований в остановленной скважине: отчетливо видно хорошую реконструкцию кривых отношения углерода к кислороду на ближнем детекторе (NCOR), отношения углерода к кислороду на дальнем детекторе (FCOR) и отношения скорости неупругого счета (NICR) (после того, как к NICR было применено смещение, а к FCOR и NCOR был применен

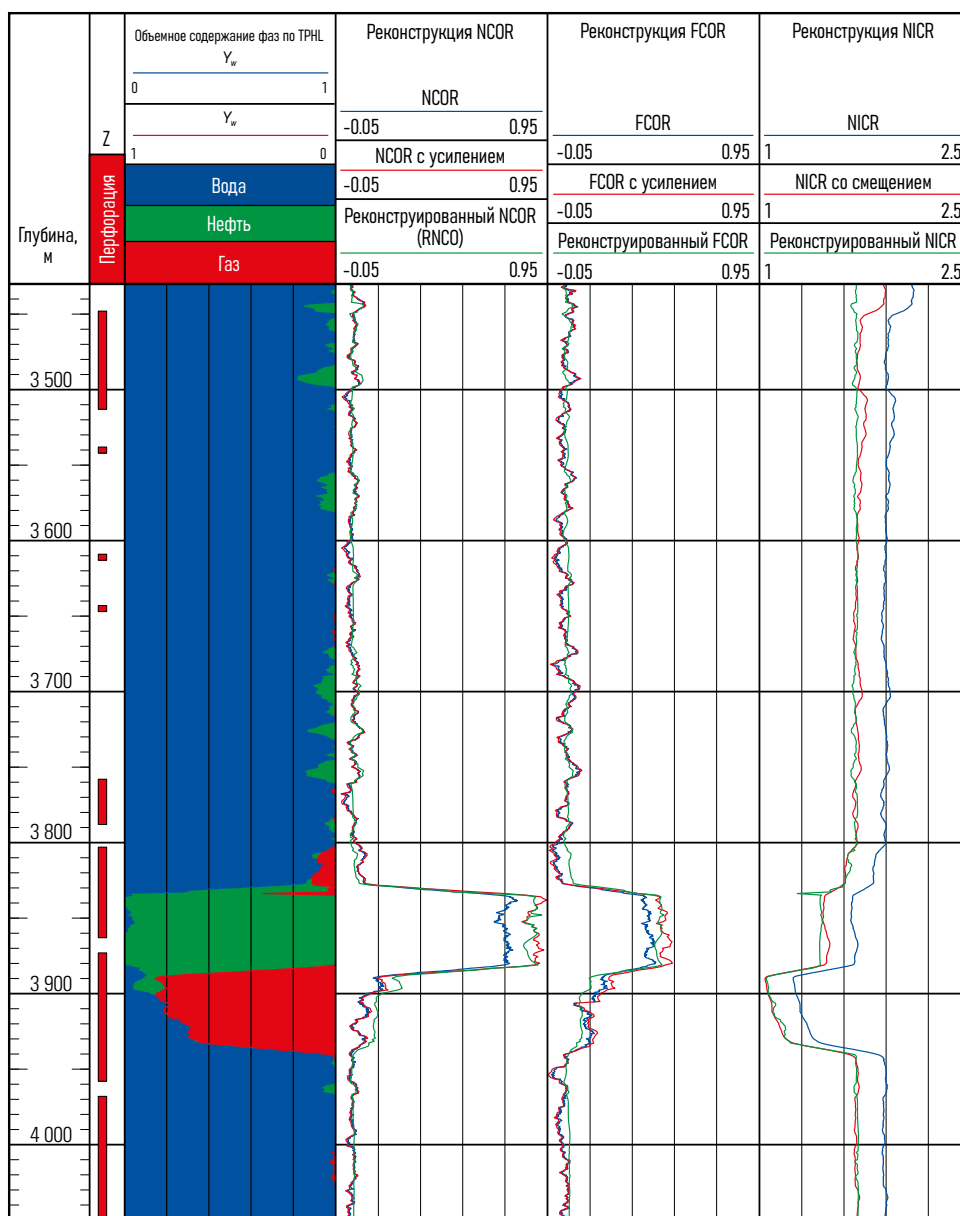


Рис. 10-9. Обработанные результаты TPHL каротажа. Синим цветом обозначены необработанные отфильтрованные кривые, красным — те же данные после применения усиления и смещения, а зеленым — восстановленные измерения на основе вычисленных объемных содержаний фаз. (Месторождение Озереберг, Норвегия, данные получены от компании Statoil ASA)

небольшой коэффициент усиления), в котором, на удивление, слой нефти, по-видимому, находится над слоем газа. Однако, при сопоставлении данных относительно ВГ на рис. 10-10, становится очевидным, что нефть и газ находятся в нисходящем участке горизонтальной скважины. Тот факт, что газ не сосредоточен в локальной верхней точке на траектории скважины, указывает на наличие небольшого потока воды, направленного справа налево, который отталкивает газ и нефть от локальной верхней точки. В компоновке приборов во время проведения данного каротажа также были приборы PFCS и DEFT. Развертка объемного содержания воды в стволе скважины (по данным приборов PFCS и DEFT) отображена относительно данных TPHL (по данным прибора RSTPro) на рис. 10-10 и показывает те же результаты — нефть и газ отображены одним зеленым цветом, так как датчики состава приборов PFCS и DEFT могут отделить воду от углеводородов (нефть + газ, в данном случае).

По возможности, для настройки модели интерпретации следует использовать данные, полученные во время исследований в остановленной скважине, где прослеживается сегрегационное разделение фаз, чтобы обеспечить правильную реконструкцию при 100% и 0% присутствии всех фаз. Затем настройки интерпретации, полученные во время исследований в остановленной скважине, используют для обработки данных TPHL, полученных во время исследований в работающей скважине.

Проведение TPHL каротажа с помощью RSTPro

Хотя предпочтительнее и проще не центрировать каротажный прибор в горизонтальной скважине, прибор RSTPro диаметром 1.71 дюйма (RST-C) должен быть постоянно центрирован для получения хороших данных. Децентрированный (расположенный у нижней стенки трубы) прибор RSTPro в 7-дюймовом хвостовике не только не способен выявить нефть и газ, расположенные у верхней стенки трубы, но и к тому же выдает данные низкого качества. Исключение составляют скважины с 4½ дюймовым

Примечание 10А. Центровка и характеристика

Прибор RSTPro с асимметричными датчиками и диаметром 2½ дюйма (RST-D) не подходит для записи TPHL не по причине невозможности центровки, а из-за нехарактерности прибора, что делает данные неприменимыми. Прибор RST-D может использоваться в горизонтальных водонефтяных скважинах, а его данные могут быть обработаны для измерения объемного содержания нефти в стволе скважины; однако его точность будет ниже, чем при выполнении TPHL каротажа с помощью RST-C, поскольку RST-D не подходит для определения объемного содержания фаз в расслоенном потоке нефть-вода по ближнему детектору и не может быть компенсирован на присутствие газа в скважине.

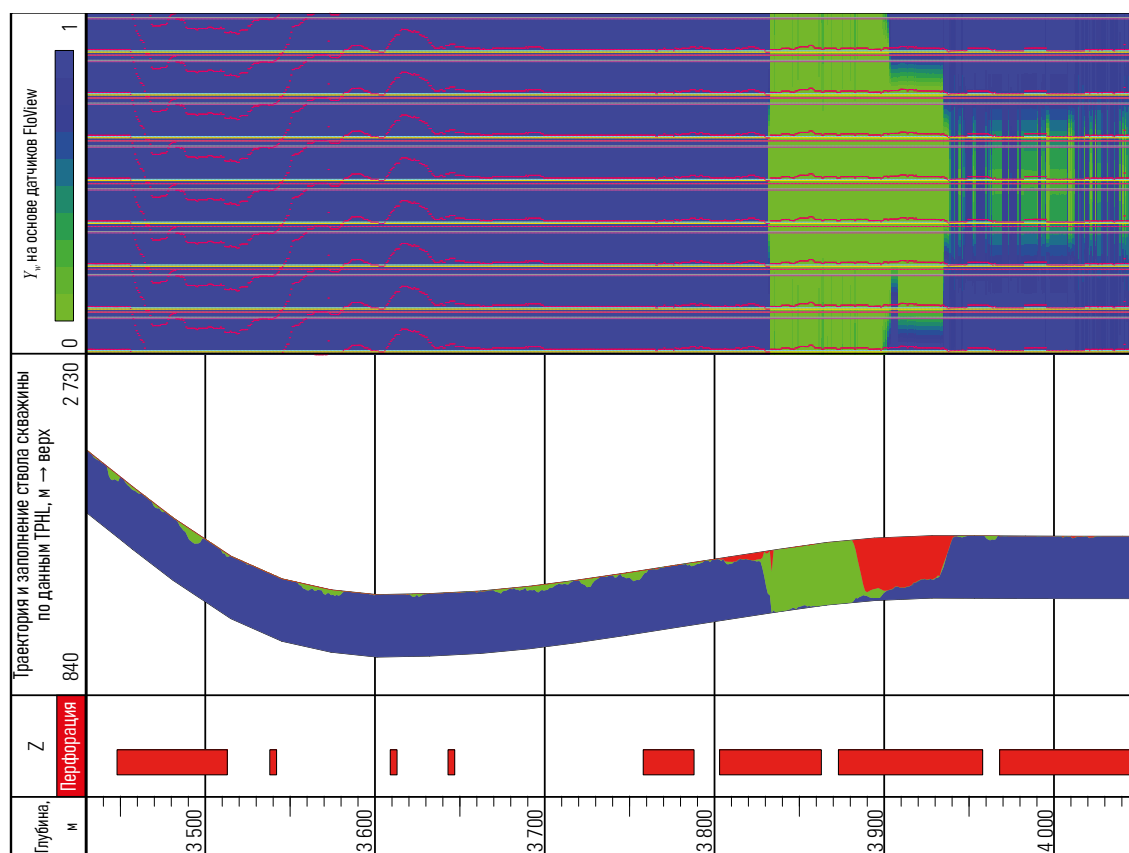


Рис. 10-10. Данные с рис. 10-9 относительно ВГ (вертикальной глубины). (Месторождение Озеберг, Норвегия, данные получены от компании Statoil ASA)

заканчиванием и менее, где центрирование прибора не оказывает значительного влияния.

Сфера применимости (и неприменимости) TPHL каротажа

Поскольку TPHL измерения с помощью RSTPro, как правило, требуют достаточно длительного времени, выполняются медленно и требуют применения относительно дорогих приборов, такая методика обычно применяется только для скважин, в которых невозможно использование градиоманометра, датчиков объемного содержания воды FloView и оптических датчиков GHOST. Для градиоманометра это означает горизонтальные скважины или высокодебитные скважины, в которых поправки на трение слишком велики. Для датчиков FloView это означает скважины, в которых пузырьки из-за деформации (растягивания) оказались слишком маленькими для обнаружения, либо вода слишком пресная, или происходит забивание датчиков различным шламом во время исследований. Для комбинации датчиков FloView и GHOST это означает скважины с интервалами интенсивного притока, которые могут повредить датчики, или скважины с большим количеством парафина / асфальтенов, где датчики покрываются вязкой субстанцией и теряют свою эффективность. Однако, поскольку асфальтены содержат углерод, наличие асфальтенов на корпусе прибора RSTPro и внутреннем пространстве трубы приводит к смещению измеренных показателей наличия углерода, что требует тщательной коррекции.

Большие интервалы с плохим цементированием затрубного пространства могут привести к ошибкам в интерпретации данных TPHL. Если такое пространство заполнено водой, то содержание нефти по расчетам окажется заниженным, в то время как заполненное нефтью пространство приводит к значительному завышению объемного содержания нефти.

Скважины, законченные методом перфорации-стимуляции-изоляции (PSI) с использованием множества пакеров и раздвижных боковых дверец, содержат значительные нерепрезентативные объемы флюида в затрубном пространстве и, следовательно, исключают использование TPHL каротажа.

Угольные пласты не могут быть смоделированы, поэтому вычисленные объемные содержания фаз на участках рядом с угольными пластами должны игнорироваться.

Ссылки

Hemingway, J., Plasek, R., Grau, J., Das Gupta, R., and Morris, F.: "Introduction of Enhanced CarbonOxygen Logging for Multi-Well Reservoir Evaluation," *Transactions of the SPWLA 40th Annual Logging Symposium*, Oslo, Norway (May 30-June 3, 1999), paper O.

Roscoe, B.A.: "Three-Phase Holdup Determination in Horizontal Wells Using a Pulsed-Neutron Source," paper SPE 37147 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada (November 18-20, 1996).

11

Измерение скорости с помощью маркеров и индикаторов

Маркеры и индикаторы работают путем их помещения в интересующую фазу в нулевой момент времени и измерения времени, необходимого для достижения ими дальнего детектора. Зная расстояние между источником и датчиком, можно вычислить скорость.

Радиоактивные маркеры

Старейшая технология маркеров, используемая в нефтедобыче, основана на использовании водорастворимого радиоактивного йода. С учетом периода полураспада, равного всего 8 дням, радиоактивный йод был доступен только в странах с хорошо развитой ядерной промышленностью. Растущая озабоченность по поводу безопасности данного метода означает, что очень немногие страны за пределами Северной Америки все еще используют такую технологию.

На рис. 11-1 показан типичный результат каротажа с использованием радиоактивных маркеров, выполняемого для

Примечание 11А. Определения в нефтедобывающей сфере

Согласно терминологии нефтедобывающей сферы, маркер пассивен, в то время как индикатор радиоактивен. Стоит отметить, что в медицине принято противоположное определение этих терминов.

проверки целостности скважины для последующего нагнетения или отведения воды. Такой каротаж используется для проверки того, что закачиваемые жидкости не загрязняют менее глубокие водоносные горизонты, используемые для получения питьевой воды.

После того, как индикатор закачивается в башмак насосно-компрессорной трубы, выполняется серия проходов гамма-каротажа вверх и вниз в скважине для отслеживания прохождения «горячей» пачки. Напротив нагнетательных отверстий интенсивность гамма-излучения, как видно на

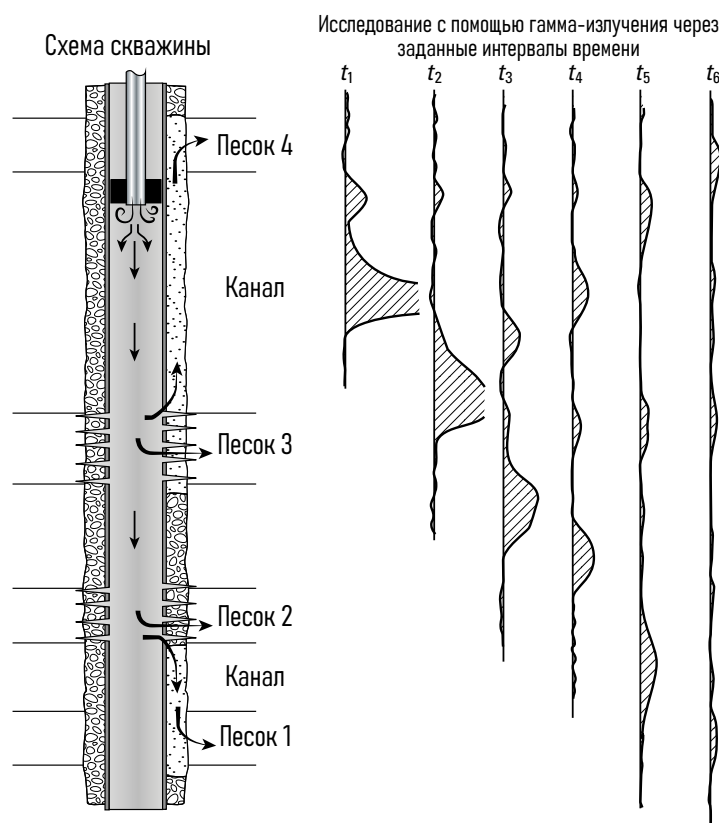


Рис. 11-1. Исследование с помощью радиоактивных индикаторов для определения зон нагнетания и потока за пределами обсадной колонны

графике, уменьшается. Интенсивность гамма-излучения, уменьшающаяся напротив трубы без отверстий, показывает наличие непреднамеренных путей нагнетания, в то время как сигнал гамма-излучения, движущийся вверх против потока, указывает на противоток жидкости за пределами обсадной колонны.

Требование выполнять исследование в несколько проходов означает, что скорость нагнетания должна быть намного меньше скорости каротажного прибора. Обычно в скважину, исследуемую таким образом, нагнетается несколько сотен баррелей в день.

Были предприняты попытки усовершенствовать эту методику с помощью нефтерастворимого индикатора на основе эмульсии радиоактивного йода. Хотя такой подход может дать результат в лаборатории, стабильность эмульсии при скважинной температуре крайне сомнительна, к тому же, индикатор может быть растворим в воде только при пластовых температурах.

Системы с двумя датчиками также могут использоваться с радиоактивными индикаторами для определения скоростей и профилей нагнетания. Из-за диффузии индикатора эти системы обычно требуют использования внутрискважинной системы нагнетания.

Радиоактивный газообразный криптон используется в некоторых паронагнетательных скважинах для определения скорости нагнетаемого пара. Из-за малых глубин и высоких скоростей, связанных с паронагнетательными скважинами, диффузия трассирующего газа не представляет собой проблему, и газообразный криптон может нагнетаться с поверхности.

Физические основы кислород-активационного каротажа (WFL)

Кислород-активационный каротаж (WFL) или каротаж притока воды - другая широко используемая индикаторная технология. Импульс нейтронов используется для маркировки

кислорода в непосредственной близости от генератора нейтронов. Активированный кислород немедленно начинает испускать гамма-лучи. Статический сигнал создается из всего фиксированного кислорода в пласте и цементе, в то время как движущийся кислород в воде создает источник гамма-излучения, который позволяет отслеживать скорость воды. Датчики гамма-излучения, установленные ниже по потоку от источника нейтронов, видят сигнал, который усиливается, а затем ослабевает по мере приближения маркированного кислорода к датчику и последующего отдаления от него (рис. 11-2). Зная расстояние источника нейтронов от детекторов гамма-излучения, остается только измерить время прохождения от середины импульсного генератора нейтронов до пика сигнала датчика, чтобы вычислить скорость кислорода и, следовательно, воды. Для улучшения отношения сигнал/шум записываются и учитываются несколько нейтронных импульсов и их сигналы. Очевидно, что этот метод применяется в качестве стационарных измерений.

Трехэтапная ядерная реакция, вызываемая нейтронным импульсом, приведена в трех уравнениях, представленных ниже. Поскольку период полураспада составляет всего 7.1 с, необходимо учитывать это время в применяемых корректировках, чтобы определить местоположение центра движущейся пачки активированного кислорода.



где

^{16}O = обычный кислород, присутствующий в воде

n = высокоэнергетический нейтрон

^{16}N = нестабильный изотоп азота с периодом полураспада, равным 7.1 с

p = протон

$^{16}\text{O}^*$ = кислород в нестабильном возбужденном состоянии

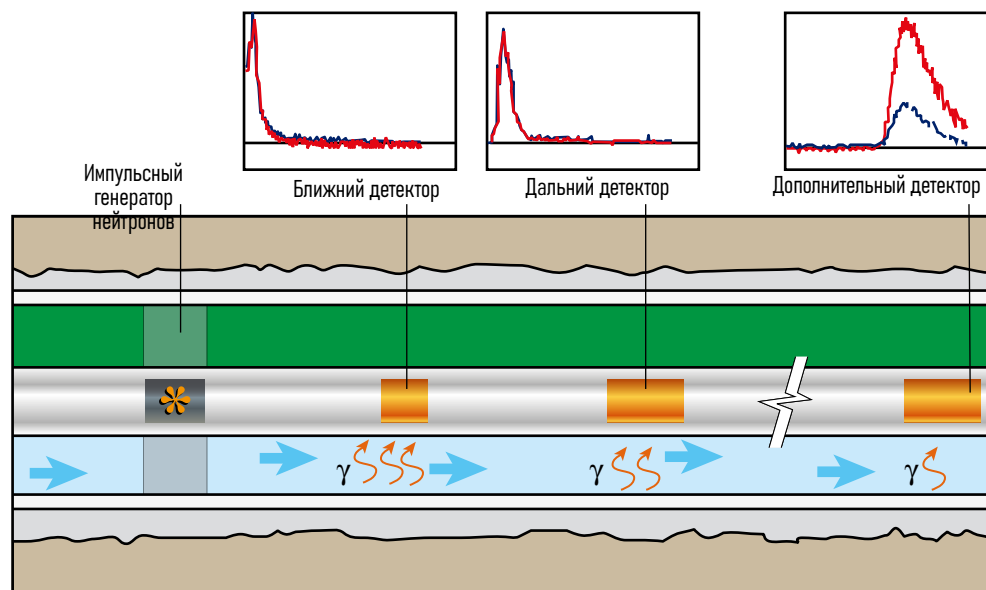


Рис. 11-2. Принципиальная схема стационарного кислород-активационного каротажа.

β = бета-частица (электрон)

γ = гамма-излучение.

Активация частей каротажного прибора, обсадной колонны и пласта нейтронным импульсом добавляет еще один затухающий сигнал, называемый «фоновой СС», который необходимо вычесть из «измеренной СС», где СС — это скорости счета. Результирующий сигнал называется «чистая СС» (эти названия подробно рассмотрены в следующем разделе «Обзор стационарного кислород-активационного каротажа (WFL). Когда для выполнения измерений используется детектор гамма-излучения прибора PBMS, существенной активации не происходит, и показатели фоновой скорости счета сводятся к

пологой кривой, созданной гамма излучением от пласта и других радиоактивных элементов.

Для времени прохождения от источника до датчика менее одной-двух секунд период полураспада длительностью 7.1 с не оказывает значительного влияния на результаты измерений. Но при времени прохождения >10 с распад можно ошибочно принять за ослабевающий сигнал удаляющейся (от детектора) пачки активированного кислорода. Поэтому необходимо применить коррекцию затухания сигнала, которая приводит к увеличению вычитаемого фонового сигнала в 2 раза каждые 7.1 с. Такой сигнал называют «скорректированной на распад чистой СС».

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — дальний детектор	XXXX	YYYY	Да	20.2	1.4

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг

Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон) (чувствителен к восходящему потоку)

Время субциклов WFL: 0.80 с ВКЛ — 52.27 с ВЫКЛ

Количество циклов WFL: 15

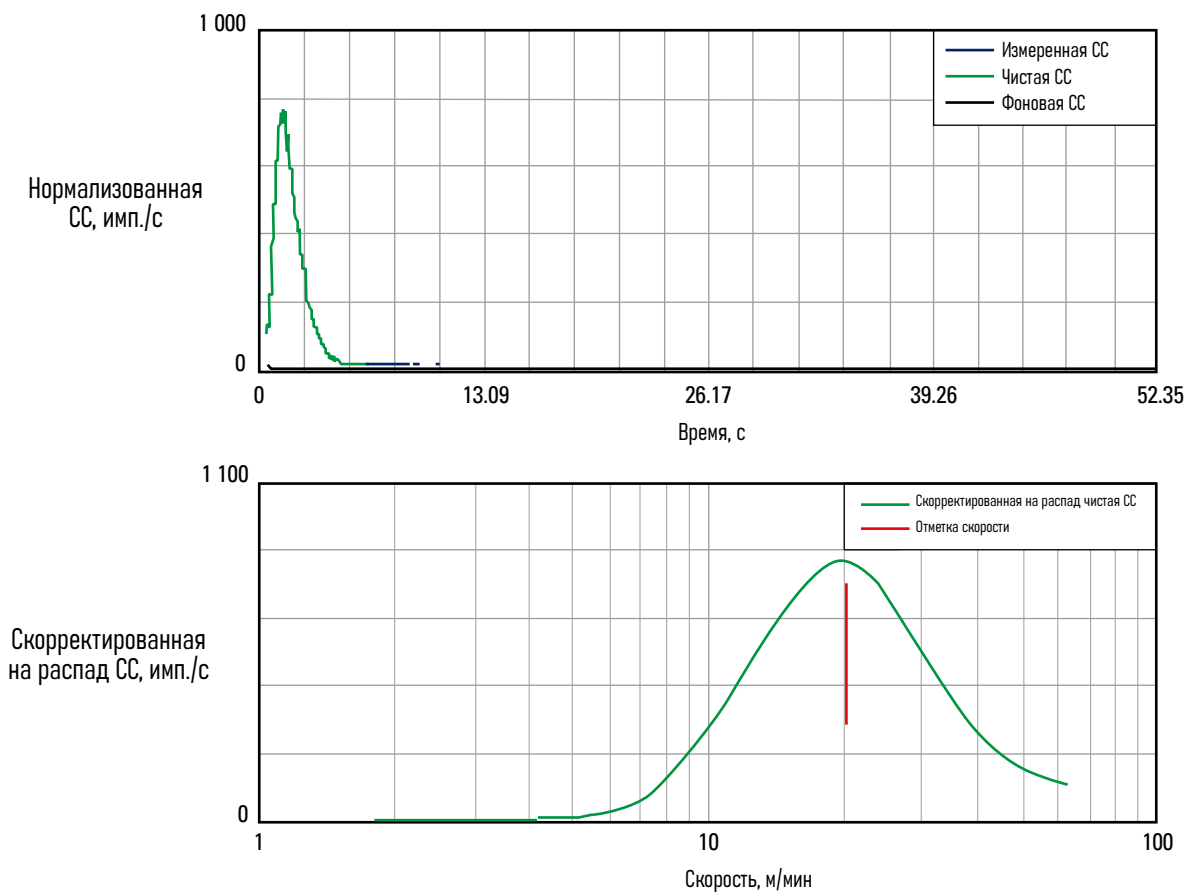


Рис. 11-3. Стандартный отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL).

Обзор стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

На протяжении уже нескольких лет отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL) представленный на рис. 11-3 используется компанией Schlumberger в качестве стандартного. Следующее объяснение призвано прояснить значения некоторых относительно неизвестных обозначений.

- Детектор WFL — детектор гамма-излучения, используемый для вычисления скорости, обычно обозначается как дальний детектор RST, ближний детектор RST, PBMS-GR, а также могут быть использованы и другие дополнительные детекторы, но достаточно редко.
- Нач. глубина — глубина установки нейтронного генератора
- Конеч. глубина — глубина установки детектора гамма-излучения
- Поток обнаружен — обозначение, генерируемое простым алгоритмом, направленным на выявление наличия водного потока, либо его отсутствия.
- Скорость — значение, используемое при интерпретации. На нижнем графике показан пик обнаружения активности со всеми поправками, примененными с использованием скорости для оси х. Если выбор алгоритма поиска пика ошибочен, можно вручную выбрать лучший вариант и рассчитать соответствующую скорость. Следует помнить, что это скорость в кольцевом пространстве, которая увеличивается из-за влияния прибора диаметром 1 11/16 дюйма.

- Погрешность скорости — разница, возникающая в результате флуктуационного шума между текущей декларируемой скоростью и скоростью, которая будет рассчитана после бесконечного числа циклов. Настоящая погрешность скорости обычно намного больше и не поддается расчету.
- Время субциклов WFL — время включения генератора нейтронов, за которым следует время "задержки". Удвоение времени работы генератора нейтронов удваивает количество обнаруженных гамма-лучей и улучшает ядерную статистику. Однако слишком длительное время включения приводит к тому, что нейтронный импульс достигает пика скорости по WFL и измерение становится ошибочным. Слишком долгое время простоя после достижения пика WFL делает время стоянки WFL излишне длительным. Стационарно кислородно-активационный каротаж (WFL) на рис. 11-3 можно сократить на 90%, не повлияв на качество получаемых данных WFL.
- Количество циклов WFL — количество нейтронных импульсов, усредненное для вычисления отображаемого отклика.

Время станции WFL измеряется по следующей формуле

$$t_{\text{station}} = N_{\text{WFL_cycles}} \times (t_{\text{neutron_on-time}} + t_{\text{neutron_off-time}}), \quad (11-4)$$

где

- t_{station} = время станции WFL
- $N_{\text{WFL_cycles}}$ = количество циклов WFL
- $t_{\text{neutron_on-time}}$ = время включения нейтронного генератора
- $t_{\text{neutron_off-time}}$ = время выключения нейтронного генератора.

Контроль качества данных стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Ниже приведен неисчерпывающий список проблем, с которыми можно столкнуться в результатах WFL.

- Некорректная индикация скорости — на рис. 11-4 показана скорректированная чистая скорость подсчета с видимым временем дискретной выборки. Отмеченная скорость, равная 75.2 м/мин, слишком велика. Рекомендуется использовать в расчетах скорость, равную 70 м/мин.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — дальний детектор	XXXX	YYYY	Да	75.2	2.7

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг
Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)
Время субциклов WFL: 0.13 с ВКЛ — 1.07 с ВЫКЛ
Количество циклов WFL: 225

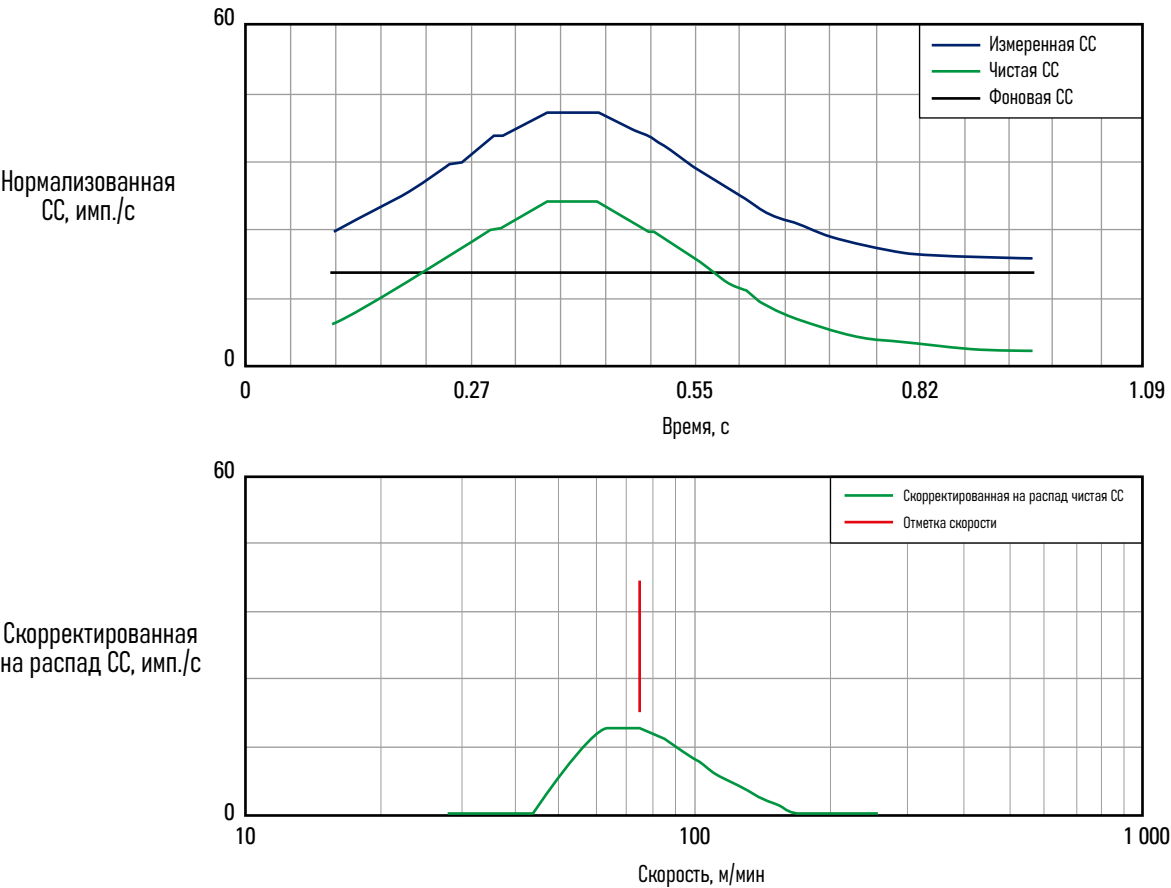


Рис. 11-4. Неправильно выбранная скорость WFL.

- Нулевой поток — строго говоря, это не является ошибкой, а представляет собой отображение нулевого потока воды. Поскольку измеренная скорость счета точно соответствует моделируемой скорости фонового счета, чистая скорость счета

равна нулю (рис. 11-5). По возможности измерения нулевого потока должны быть подтверждены путем сверки с данными термометрии.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — ближний детектор	XXXX	YYYY	Нет	-	-

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг

Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)

Время субциклов WFL: 0.80 с ВКЛ — 52.27 с ВЫКЛ

Количество циклов WFL: 11

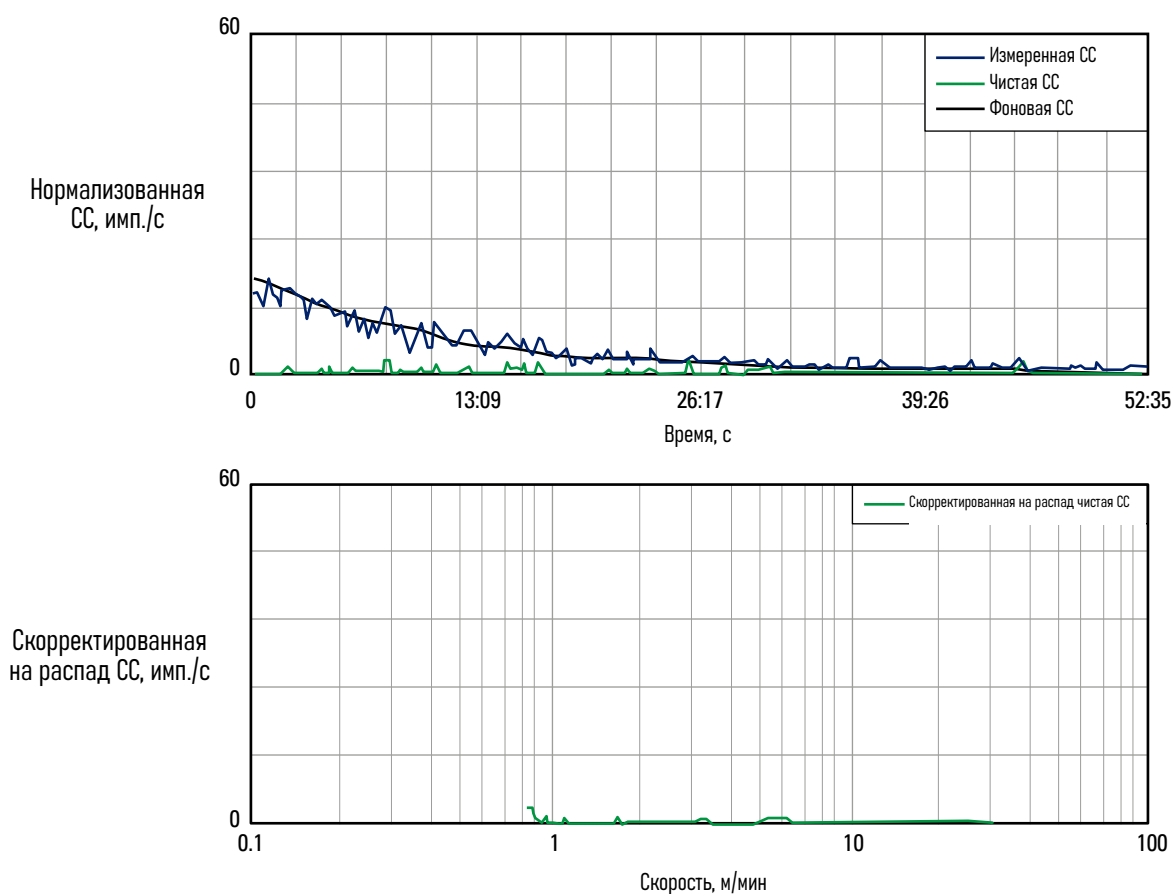


Рис. 11-5. Отображение нулевого потока.

- Слишком длинный импульс нейтронов — в примере, показанном на рис. 11-6, импульс нейтронов длился 10 с, т.е. 5 с до точки отсчета и 5 с после нее. Пик активации находится где-то в диапазоне 10–12 с после точки отсчета. Фактический пик скорости был зарегистрирован, но запас во времени между нейтронным импульсом и пиком активации

короче, чем хотелось бы. Желательно сократить длительность нейтронного импульса до 5 с. Как и в примере с неправильно определенным пиком на рис. 11-4, алгоритм обнаружения пика допустил ошибку, и лучше использовать меньшую скорость (или использовать дальний детектор).

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — ближний детектор	XXXX	YYYY	Да	1.2	0.0

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг

Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)

Время субциклов WFL: 10.00 с ВКЛ — 90.67 с ВЫКЛ

Количество циклов WFL: 5

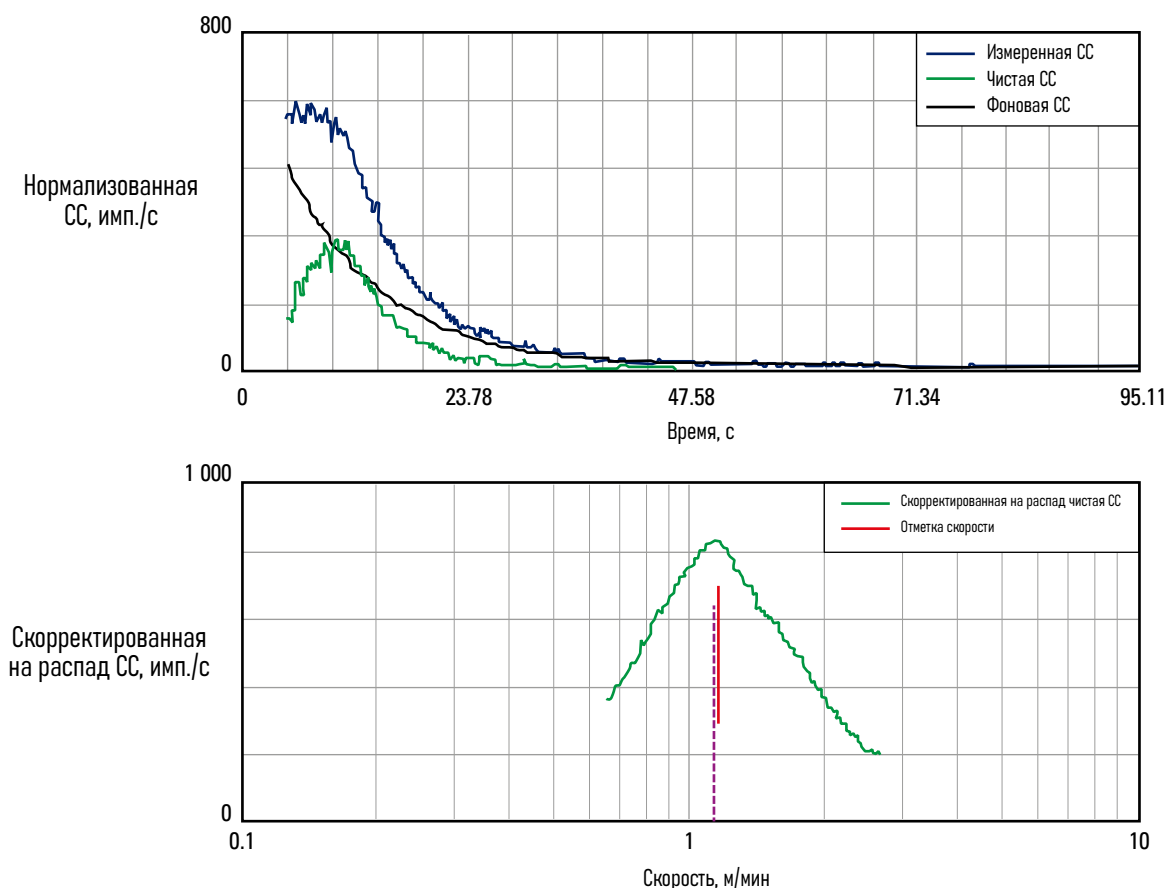


Рис. 11-6. Слишком длинный нейтронный импульс

■ Низкое отношение сигнал/шум — в примере на рис. 11-7 нейтронный импульс был слишком короткий, а время выключения нейтронного генератора было слишком длительным. Пик был обнаружен на скорости 83.6 м/мин, но, судя по всему, скорость 90 м/мин лучше соответствует отметке центра общего активированного объема. Возможно, что значение скорости было получено в результате воздействия случайного шума. Поэтому такие показания должны проверяться с помощью другого прибора измерения скорости, такого как вертушечный расходомер. Скорость по вертушечному расходомеру в диапазоне от 80 до 100 м/мин подтвердила бы полученные данные:

$$v_{\text{spinner}} = v_{\text{WFL}} \pm v_{\text{difference}} \quad (11-5)$$

где
 v_{spinner} = скорость по расходомеру
 v_{WFL} = заявленная скорость WFL
 $v_{\text{difference}}$ = разница скоростей, равная 10 м/мин.

Условная разница в скорости, равная 10 м/мин, учитывает скорость проскальзывания между водой и углеводородами и усреднение скорости на вертушечном расходомере. При сравнении измерений вертушечного расходомера и WFL важно помнить, что расходомер измеряет общую скорость потока и средние скорости нефти и воды, в то время как стационарный кислород-активационный каротаж (WFL) измеряет скорость кольцевого потока воды между прибором и стенками трубы.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	PBMS-GR	XXXX	YYYY	Н/д	83.6	8.4

Данные получены: 44:мм дд.мм.гггг
Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)
Время субциклов WFT: 0.07 с ВКЛ — 29.87 с ВЫКЛ
Количество циклов WFL: 31

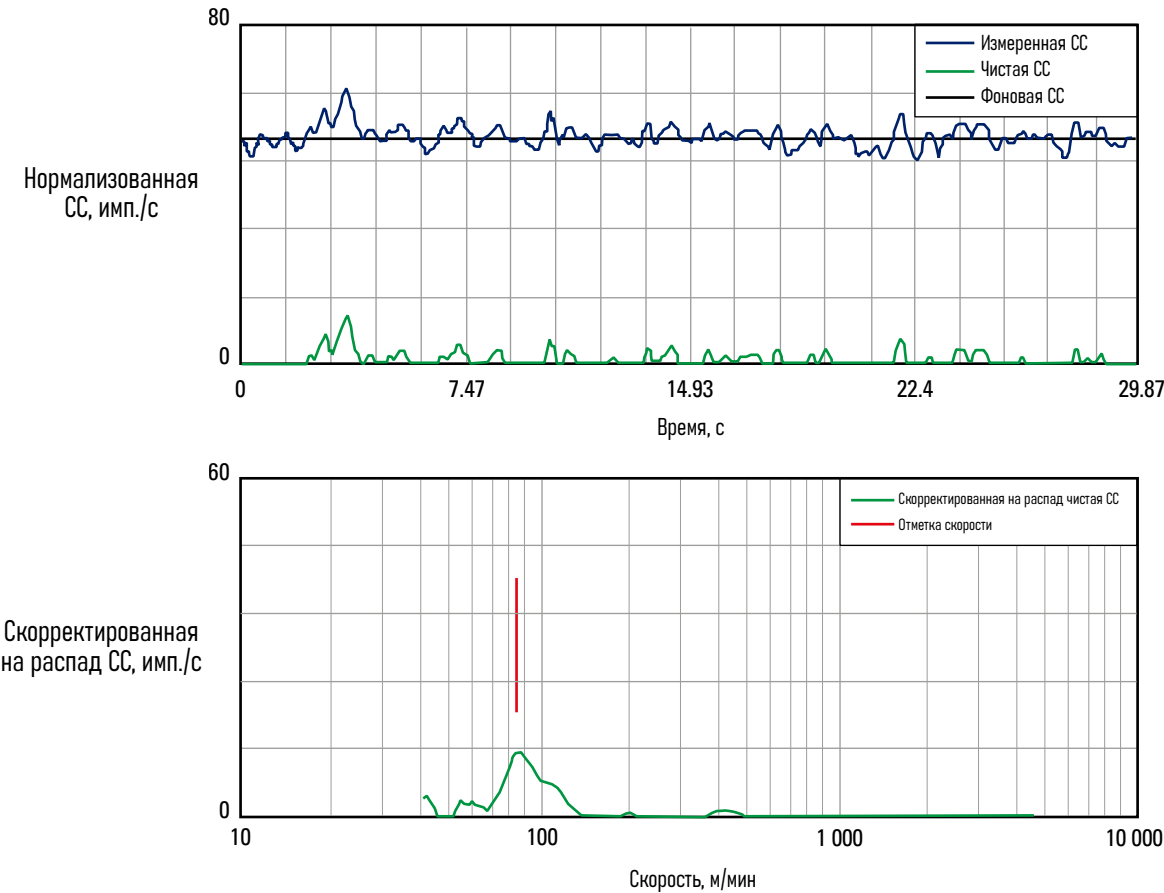


Рис. 11-7. Низкое отношение сигнал/шум

■ Неправильные настройки времени — рис. 11-8 не содержит никаких полезных данных. Время включения генератора нейтронов было слишком долгим и перекрыло пик активации. Кроме того, время задержки генератора нейтронов было слишком длительным, что приводило к потере времени, а всего

двух циклов нейтронных импульсов было недостаточно для обеспечения требуемого отношения сигнал/шум.

В этом примере инженер понял, что настройки были неподходящими, и досрочно прервал запись.

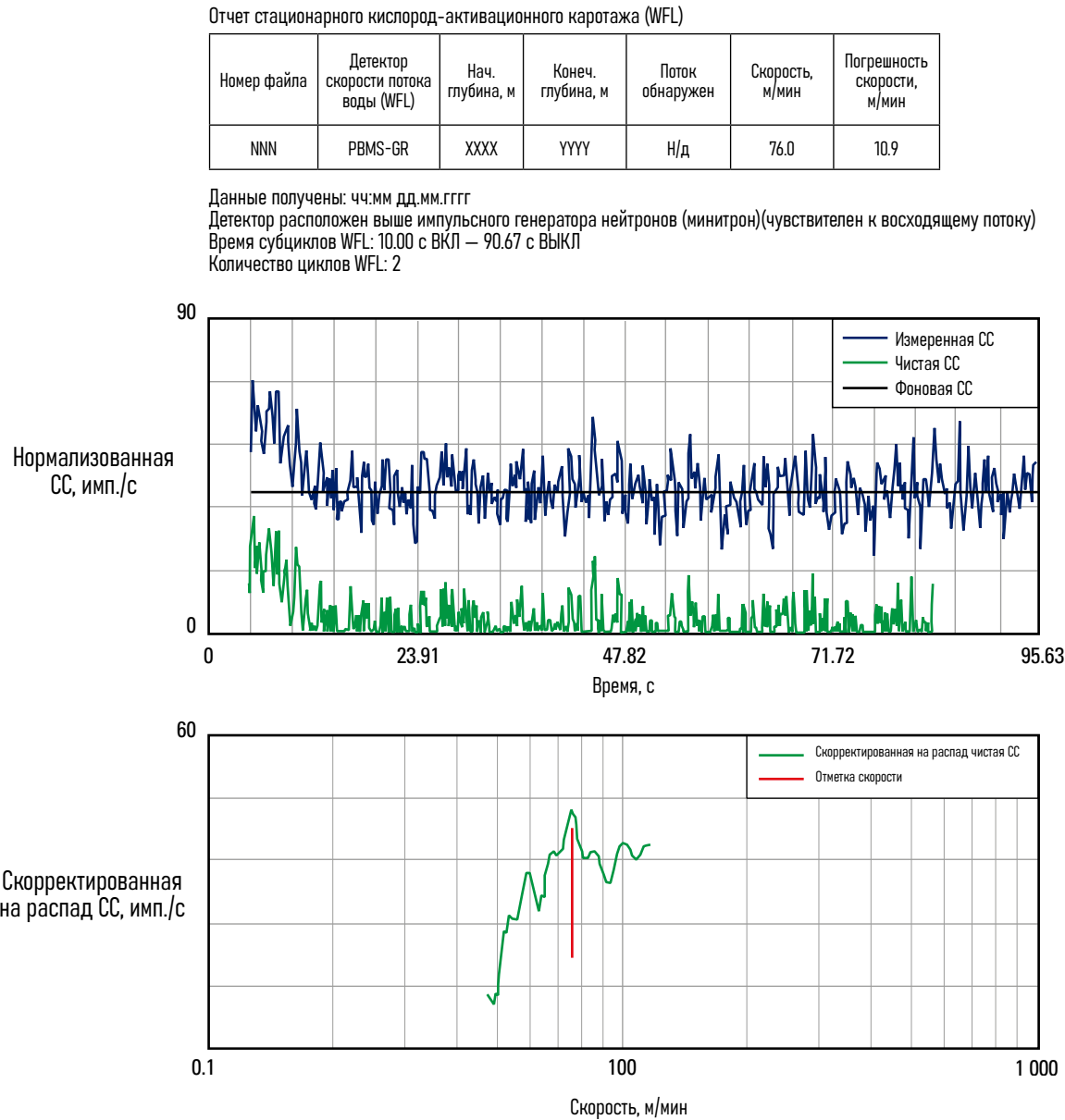


Рис. 11-8. Неправильные настройки времени, пример 1.

Во втором примере неправильных настроек времени на рис. 11-9 нейтронный импульс должен был быть дольше, например, 2 с, а время выключения короче — 20 с. К тому же, для улучшения статистики необходимо было выполнить

больше циклов WFL. Плохая статистика также может свидетельствовать либо о небольшом диаметре скважины, либо о низком содержании воды в потоке.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — дальний детектор	XXXX	YYYY	Да	4.4	3.6

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг

Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)

Время субциклов WFL: 0.80 с ВКЛ — 52.27 с ВЫКЛ

Количество циклов WFL: 16

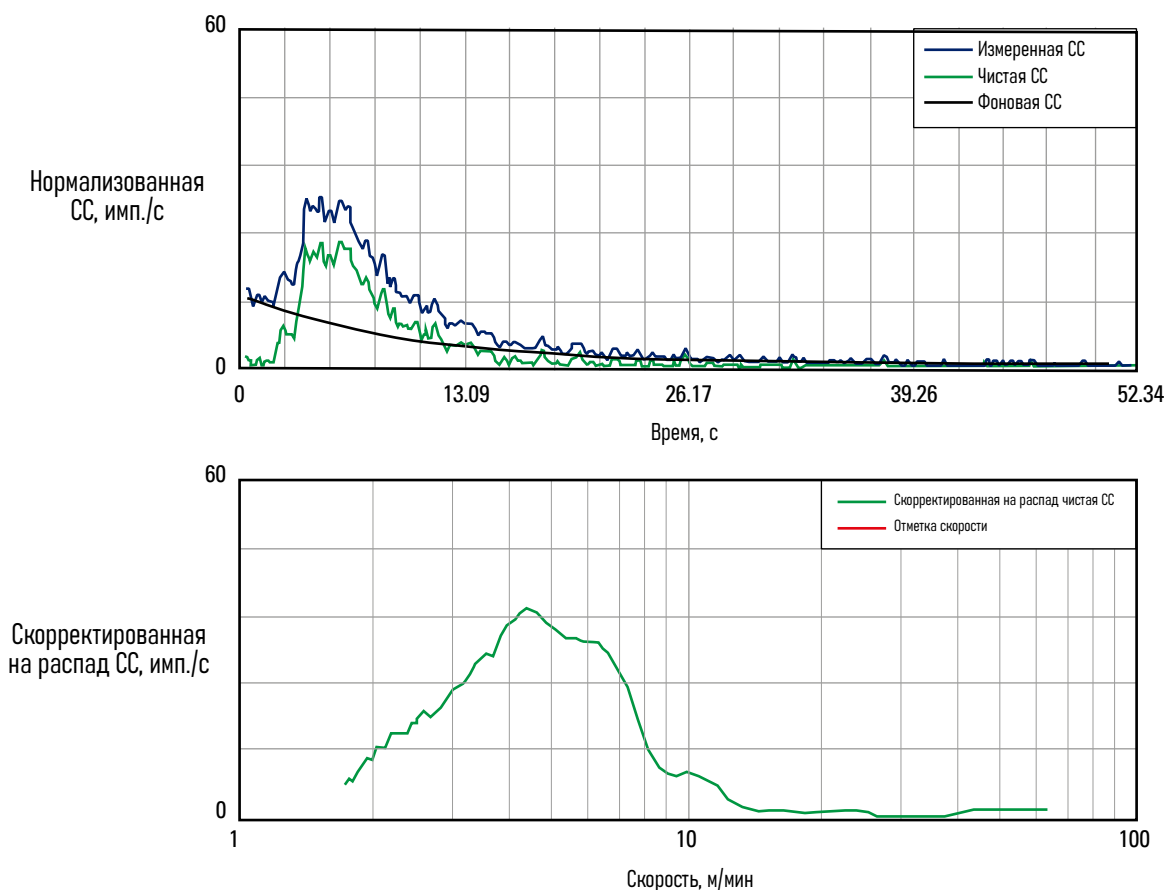


Рис. 11-9. Неправильные настройки времени, пример 2.

■ Рециркуляция — большой диапазон скоростей на рис. 11-10 обычно указывает на рециркуляцию, когда вода только частично поднимается быстро движущейся нефтью или газом, прежде чем опуститься обратно на забой скважины. Поскольку измерение потока воды с помощью одного детектора может

обнаружить только движение воды в одном направлении, отсутствие возможности замерить скорость нисходящего потока рециркуляции приводит к необоснованно высоким показаниям скорости движения вверх и наличию большого числа разных скоростей.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, м	Конеч. глубина, м	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — ближний детектор	XXXX	YYYY	Да	8.3	0.9

Данные получены: чч:мм дд.мм.гггг
Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)
Время субциклов WFT: 0.47 с ВКЛ — 29.87 с ВЫКЛ
Количество циклов WFL: 21

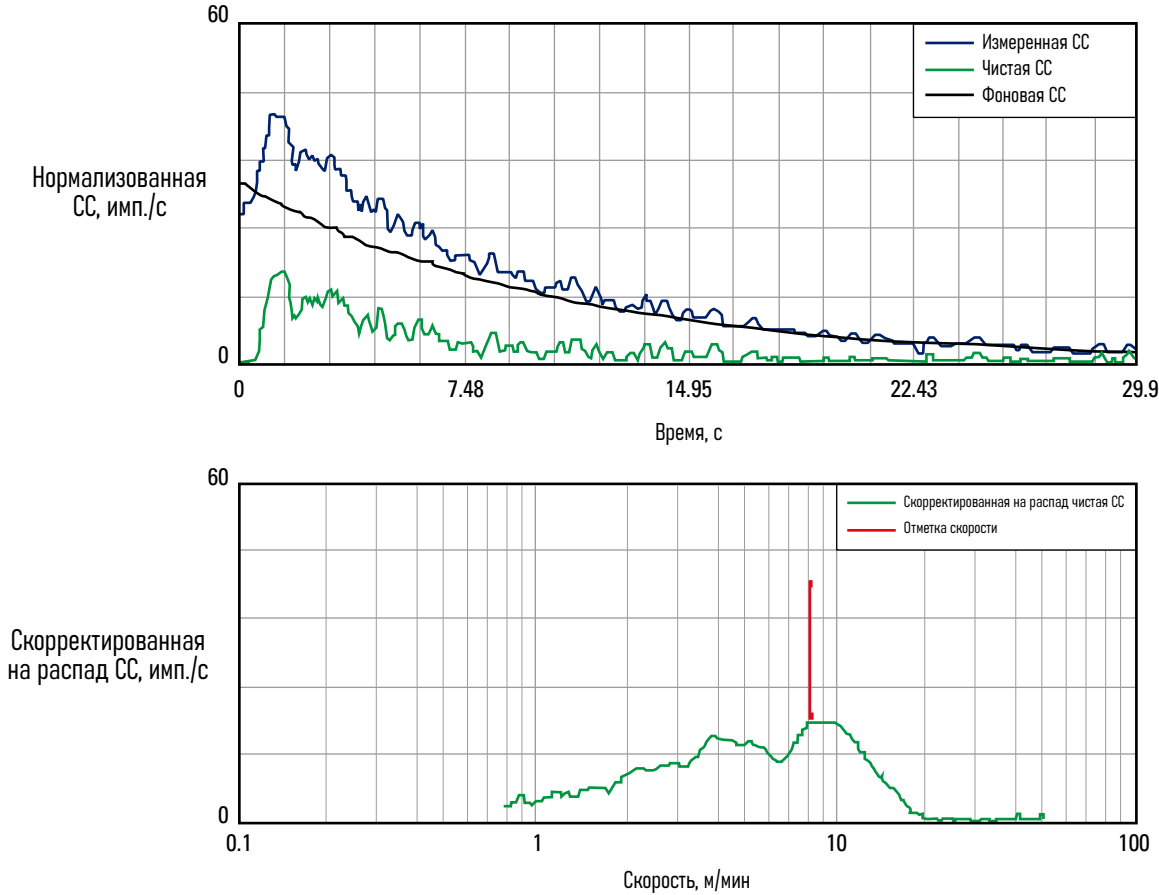


Рис. 11-10. Частично неподвижная вода с локальными подъемами воды быстро движущейся нефтью.

- Фантомная скорость воды — на рис. 11-11 показана очень низкая скорость воды с, возможно, более широким диапазоном скоростей, чем обычно. Другие измерения подтвердили, что на этой глубине нет движения воды. Наблюдаемый сигнал на самом деле представляет собой локализованный конвективный поток, вызванный рассеивающей тепло электроникой внутри прибора RSTPro. Скорости порядка 1–2 футов в минуту наблюдаются внутри труб диаметром от 4 до 5½ дюймов, в то время как в скважинах диаметром 12 дюймов конвекционные потоки быстрее, примерно от 3 до 4 футов в минуту. Выявление таких конвекционных потоков во многих степени требует внимания от интерпретатора и его опыта.

Область применения

Показания дальнего детектора прибора оценки насыщения пласта RSTPro предпочтительнее показаний ближнего детектора для всех измерений WFL, кроме самых медленных (менее 10 фут/мин [3 м/мин]). В высокоскоростных скважинах частота дискретизации дальнего детектора теряет точность примерно в диапазоне выше скорости потока, равной от 300 до 350 фут/мин [от 91 до 107 м/мин]. Хотя с помощью дальнего детектора можно зарегистрировать скорости потока до 500 фут/мин [152 м/мин], точные измерения WFL требуют использования детектора гамма-излучения, расположенного на большем расстоянии, такого как в приборе PBMS.

Отчет стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Номер файла	Детектор скорости потока воды (WFL)	Нач. глубина, фут	Конеч. глубина, фут	Поток обнаружен	Скорость, м/мин	Погрешность скорости, м/мин
NNN	RST — ближний детектор	XXXX	YYYY	Да	1.4	0.6

Данные получены: 44:мм дд.мм.гггг

Детектор расположен выше импульсного генератора нейтронов (минитрон)(чувствителен к восходящему потоку)

Время субциклов WFT: 10.00 с ВКЛ — 59.73 с ВЫКЛ

Количество циклов WFL: 8

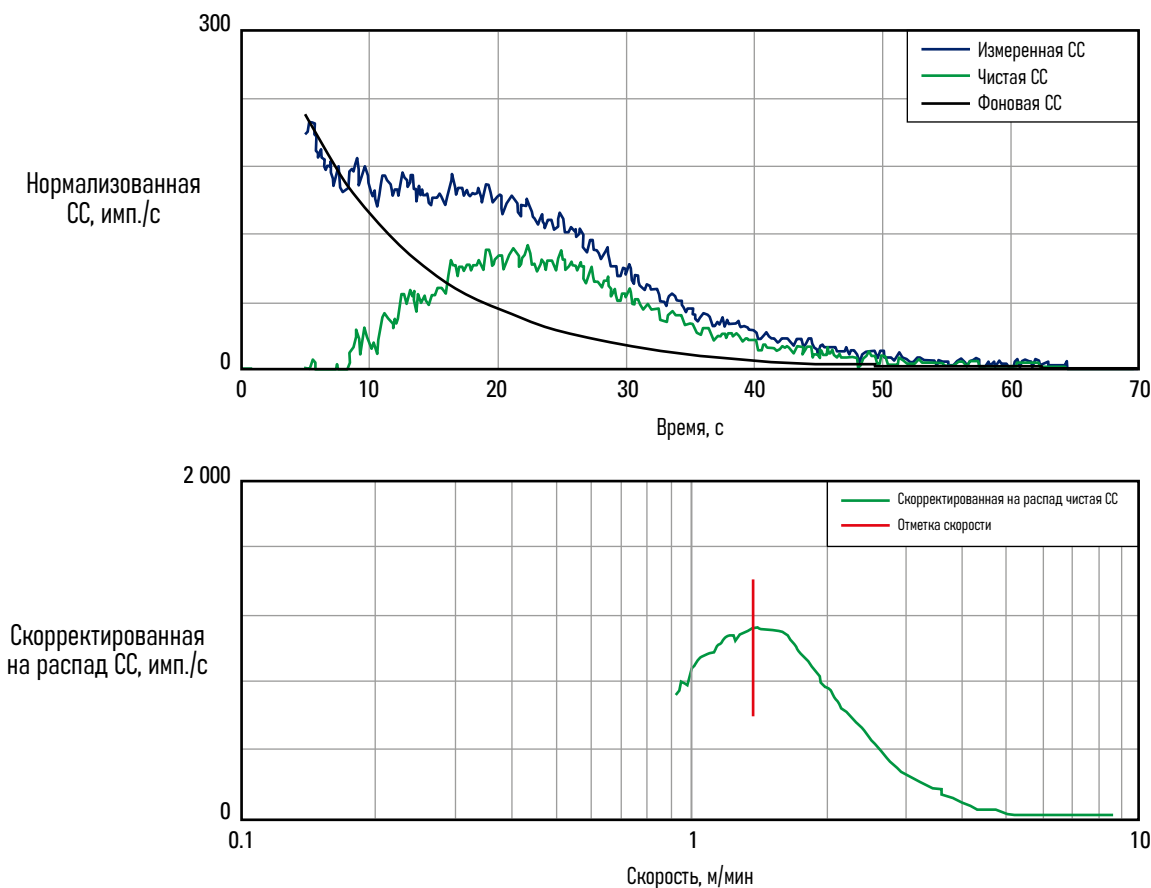


Рис. 11-11. Фантомная скорость воды.

Метод кислородной активации WFL можно использовать для выявления потока за эксплуатационной колонной или НКТ до тех пор, пока внутри эксплуатационной колонны или НКТ нет маскирующего потока. Однако поток нейтронного излучения, обнаруженный в канале, намного меньше, чем поток излучения внутри ствола скважины. Кроме того, по мере увеличения расстояния между детектором гамма-излучения и каналом вероятность обнаружения случайного импульса гамма-излучения детектором уменьшается пропорционально квадрату расстояния. В случае, когда прибор RSTPro расположен у нижней стенки эксплуатационной 7-дюймовой колонны (в случае наклонной скважины), как раз над заполненным водой каналом, проходящим с внешней стороны эксплуатационной колонны, по-прежнему можно получить полезный сигнал активации, но если прибор RSTPro центрирован в той же колонне, то сигнал WFL будет как минимум на порядок слабее.

Выявление потока за несколькими трубами теоретически возможно, но сигнал будет настолько слаб, что стационарному замеру WFL может потребоваться час или более, прежде чем можно будет получить статистически достоверный сигнал.

Рециркуляция мешает измерениям WFL, поскольку половина двунаправленного потока воды игнорируется измерениями RSTPro (рис. 11-12). Эксперименты с потоком в замкнутом контуре показывают, что погрешность определения становится слишком высокой при скоростях ниже примерно 80 фут/мин [24 м/мин] в колоннах диаметром от 5½ до 7 дюймов. Общее правило многофазной механики жидкости гласит, что для метода с использованием маркера или индикатора для записи средней фазовой скорости расстояние между источником и детектором должно составлять более 15 диаметров труб. В колонне

диаметром 7 дюймов дальний детектор прибора RSTPro удален на расстояние порядка 3 диаметров труб от источника нейтронов и, следовательно, подвержен воздействию эффектов рециркуляции. Если попытаться измерить скорость воды, равную 10 фут/мин, с помощью детектора при удалении на 15 диаметров трубы, то расчетный пик активации должен произойти после

$$t_{\text{peak}} = 15 \times \frac{l}{v} = 15 \times \frac{6.264 \text{ дюйма}}{10 \text{ фут/мин}} = 0.783 \text{ мин} = 47 \text{ сек}, \quad (11-6)$$

где

t_{peak} = расчетное время появления пика активации

l = внутренний диаметр трубы

v = скорость воды.

Что равно 47/7.1 или приблизительно 6 периодам полураспада, следовательно, к моменту достижения детектора пик активации составляет всего 1.5% от исходной силы сигнала. Таким образом, для определения местоположения пика активации требуется продолжительная по времени стационарная запись WFL.

Таким образом, в областях рециркуляции, где обычный вертушечный расходомер с трудом способен передать полезные данные о скорости потока, нет никакого смысла переходить на метод кислородной активации WFL прибором RSTPro.

Основное применение метода кислородной активации WFL сосредоточено в горизонтальных скважинах с расслоенным потоком. Там, где центрированный вертушечный расходомер не может дать полезные данные из-за высоких скоростей проскальзывания расслоенных фаз, WFL обеспечивает надежное измерение скорости потока воды.

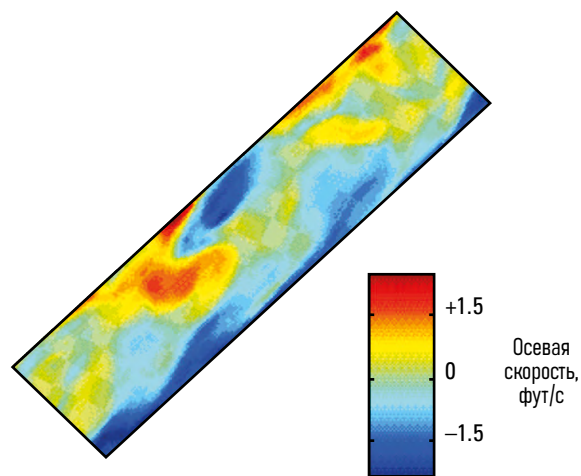
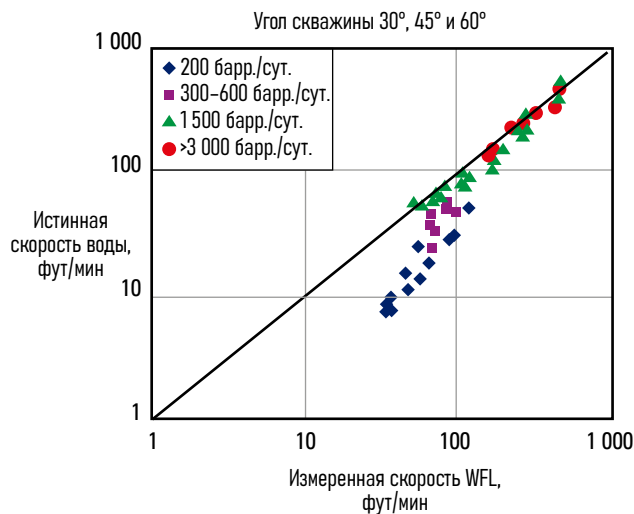


Рис. 11-12. Эффект влияния рециркуляции на измерение скорости WFL.



Планирование временных последовательностей стационарного кислород-активационного каротажа (WFL)

Таблицу 11-1 можно использовать во время проведения работ на скважине для выбора подходящих настроек WFL. Медленная, нормальная и быстрая — это фиксированные временные последовательности, используемые во время работы; настраиваемая последовательность позволяет пользователю самостоятельно выставить время импульсов.

Допустим, прибор PFCS с вертушечным расходомером диаметром 2½ дюйма является частью компоновки приборов ГИС и что скорость вращения вертушки по большей части зависит от скорости воды. В таком случае таблица позволяет преобразовать значение оборотов в секунду вертушки во временную последовательность для стационарного кислород-активационного каротажа (WFL) и оптимальный выбор детектора. Например, скорость вращения неподвижной вертушки, равная 2.5 об./с, вероятно, слишком высока для нормальной временной последовательности. В данном случае, Быстрая и Настраиваемая временные последовательности могут быть использованы, но настраиваемая последовательность

позволит получить данные быстрее, поскольку диапазон от минимального до максимального значения оборотов в секунду более точно охватывает фактические показания расходомера.

Время каротажа с использованием данного детектора обратно пропорционально процентному значению времени включения генератора нейтронов. Чем больше нейтронов, тем лучше!

Каротаж фазовой скорости потока PVL

Каротаж фазовой скорости потока PVL (PL Flagship*) был разработан для оказания услуг по расширенной диагностике скважин и использовался в горизонтальных скважинах в середине 1990-х. Данный метод был успешно заменен мини-расходомерами прибора FSI (Flow Scanner), так что данная система рассматривается здесь только в целях исторической полноты (см. главу «Интерпретация данных Flow Scanner»).

Каротаж фазовой скорости потока PVL использует метод маркеров для отслеживания скоростей флюидов. Используемый маркер нерадиоактивен (гадолиний) и может быть добавлен в нефть или воду. Для этого метода требуется прибор для выброса маркера (изначально использовался модифицированный прибор маркировки [TET]), затем прибор для измерения скорости

Таблица 11-1. Временные последовательности WFL RSTPro.

Временная последовательность WFL	Время импульса, с		Время работы генератора нейтронов, %	Диапазон скоростей						Вертушечный расходомер диаметром 2 ½ дюйма PFCS	
	ВКЛ	ВЫКЛ		Ближний детектор RSTPro		Дальней детектор RSTPro		Детектор PBMS'			
				Мин., фут/мин [м/мин]	Макс., фут/мин [м/мин]	Мин., фут/мин [м/мин]	Макс., фут/мин [м/мин]	Мин., фут/мин [м/мин]	Макс., фут/мин [м/мин]		
Медленный	10	90.67	9.9	1 [0.3]	2 [0.5]	1 [0.4]	3 [0.9]	14 [4]	30 [9]	- ‡	- ‡
Нормальный	0.8	52.27	1.5	1 [0.4]	23 [7]	2 [0.7]	35 [11]	24 [7]	373 [114]	- ‡	2
Быстрый	0.07	29.87	0.2	3 [0.8]	257 [78]	4 [1.2]	400 [122]	43 [13]	4 257 [1 298]	- ‡	23
Настраиваемый [§]	0.2	10	2.0	8 [2]	90 [27]	12 [3.7]	140 [43]	128 [39]	1 490 [454]	- ‡	8

[†] Предполагается, что PBMS устанавливается непосредственно над прибором RSTPro, не содержащим линейных центраторов

[‡] Ниже порога обнаружения вертушечным расходомером

[§] Предлагаемые пользовательские временные настройки для обнаружения высоких скоростей водного потока с помощью детектора гамма-излучения PBMS

фаз [PVS] и, наконец, прибор маркировки общего назначения [GMET]) и импульсный нейтрон-гамма каротаж, прибор определения насыщения пласта RSTPro. Схема на рис. 11-13 показывает расположение всей компоновки приборов ГИС в скважине. Прибор может быть как центрированным, так и децентрированным.

После фиксации прибора в скважине некоторое количество маркера высвобождается из эжекционного отверстия. Маркер переносится движущимся флюидом к измерительному объему вокруг импульсного источника нейтронов RSTPro и к ближнему детектору. Гадолиниевый маркер имеет очень высокое поперечное сечение захвата нейтронов и вызывает возмущение в значениях сигмы скважины, как показано в верхней части рис. 11-13. Фазовая скорость вычисляется из времени прохождения (t) и расстояния (l) от эжекционного отверстия до измеряемого объема

прибора RSTPro. В зависимости от выбора используемого маркера регистрируется скорость воды или нефти.

Иные методики трассирования

В водохозяйственной сфере используются флуоресцентные красители, которые обнаруживаются с помощью источника ультрафиолетового света. С помощью такого метода можно определить наличие соединений подземных систем пещер на расстоянии в несколько километров.

Было рассмотрено и отклонено предложение использовать растворимые ферромагнитные красители для их обнаружения с помощью прибора локатора муфт.

Также была рассмотрена и отклонена идея маркировки потока краткосрочным резким нагревом и поиска температурной аномалии дальше по течению.

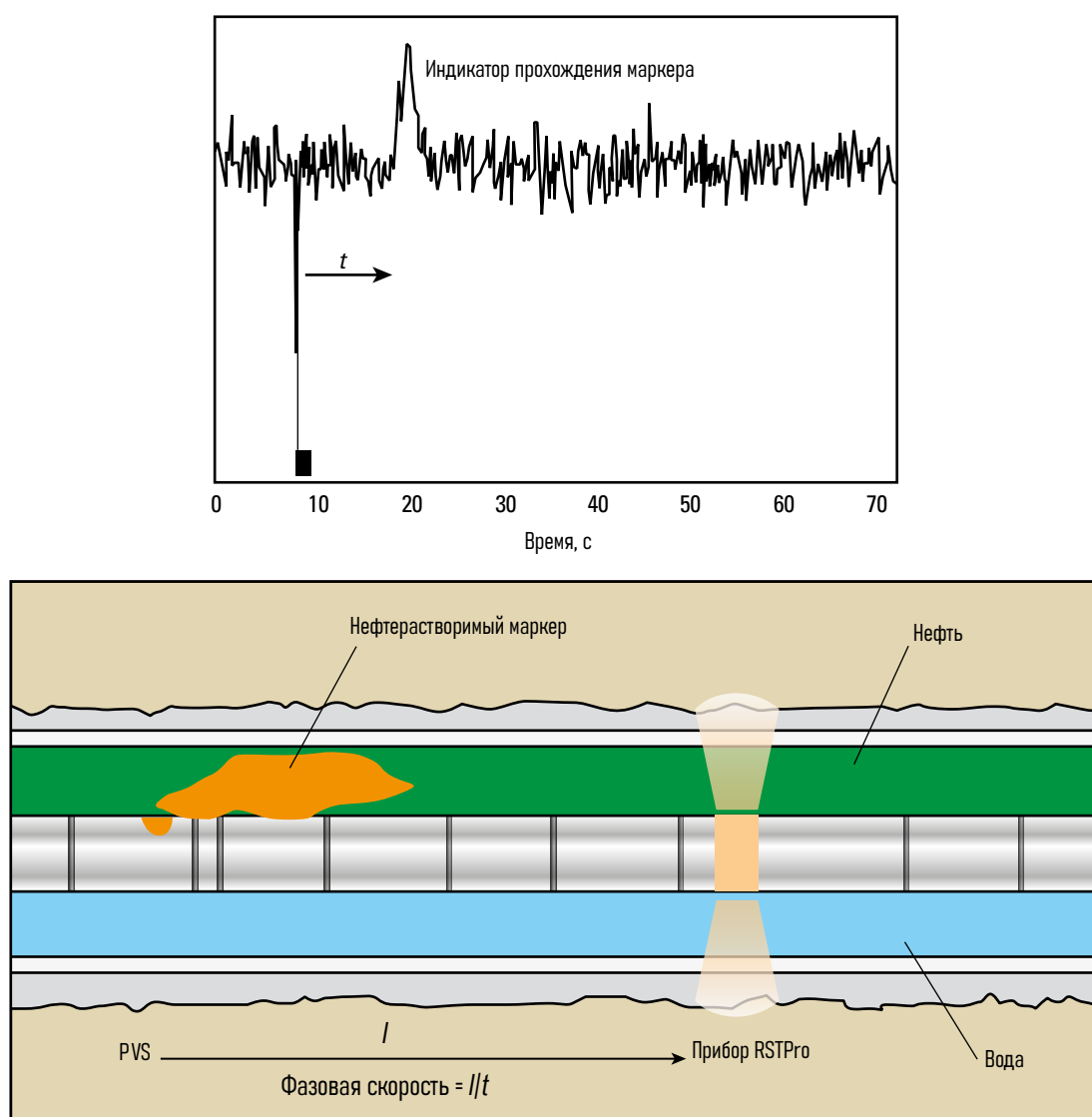


Рис. 11-13. График (вверху) и схема (внизу) использования методики PVL.

Интерпретация показаний Flow Scanner

Традиционные датчики для промышленного каротажа создавались с целью определять общие свойства внутритрубных сред, такие как плотность и скорость смеси, объемное содержание и скорость воды или объемное содержание газа. Даже измерения с локальными датчиками объемного содержания фаз были разработаны для обеспечения измерения среднего показателя для труб.

Система каротажа для горизонтальных и наклонных скважин Flow Scanner стала отправной точкой для отхода от такого принципа и вместо этого производит локальные измерения объемного содержания фаз и их скоростей, которые, в свою очередь, преобразуются в локальные измерения расхода. После этого такие локальные скорости потока комбинируются для получения средних показателей расхода в трубе.

Обзор прибора Flow Scanner

Конструкция прибора Flow Scanner позволяет ему во время исследований занимать положение у нижней стенки трубы (рис. 12-1 и 12-2). Два подпружиненных кронштейна используются для установки датчиков и ориентации прибора по вертикальной оси трубы (диаметру). На переднем рычаге (при исследованиях в скважине) установлены четыре мини-расходомера; на заднем рычаге расположены пять датчиков объемного содержания воды и пять датчиков объемного содержания газа. Пятый мини-расходомер и шестые датчики объемного содержания воды и газа установлены на корпусе прибора. Измерения подпружиненного кронштейна (каверномера) и относительного азимута прибора используются для определения физического местоположения каждого датчика в пределах поперечного сечения трубы.



Рис. 12-2. Flow Scanner. Профильная проекция.

Для получения более подробной информации о физическом исполнении датчиков объемного содержания и калибровке мини-расходомеров обратитесь к главам «Приборы для измерения скорости потока» и «Измерения объемного содержания фаз».

Когда прибор правильно ориентирован, измеряется вертикальный диаметр трубы и регистрируются дискретные значения объемного содержания и скорости фаз (рис. 12-3).

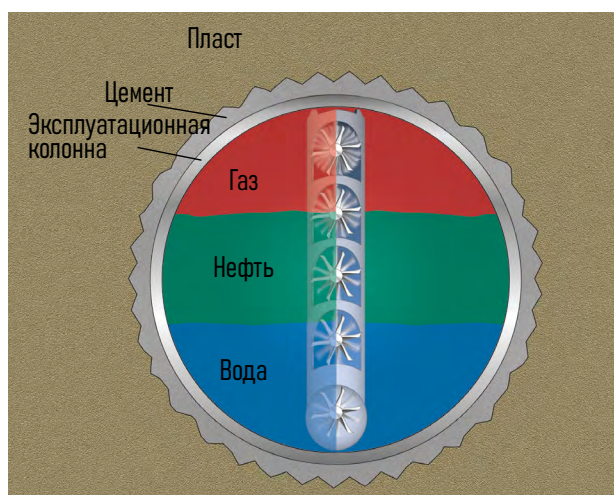


Рис. 12-1. Flow Scanner. Вертикальная проекция — вид спереди.

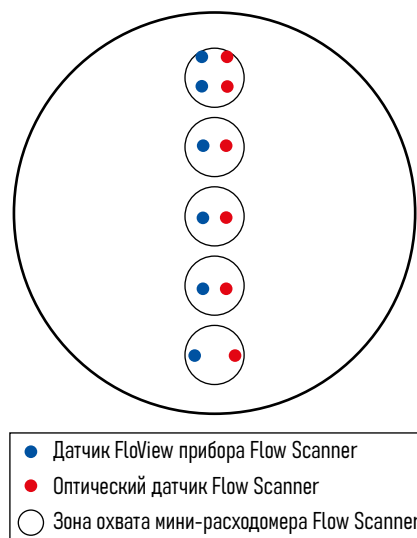


Рис. 12-3. Расположение датчиков объемного содержания фаз и мини-расходомеров в трубе с внутренним диаметром 6 дюймов.

Методы интерпретации показаний Flow Scanner

По состоянию на 2012 год существует три различных способа интерпретации показаний Flow Scanner. Первый метод представляет собой автономную интерпретацию данных, полученных за один проход прибора в скважине, и выполняется собственным ПО Schlumberger для построения профиля притока и ПО Emeraude. Второй и современный метод используется собственным ПО Schlumberger для случаев интерпретации данных, полученных с нескольких проходов в скважине, и включает объединение нескольких проходов Flow Scanner в один синтетический проход, который затем интерпретируется так же, как и в однопроходном методе. Третий и самый современный метод существенно отличается и включает интерпретацию локальных измерений объемного содержания и скорости с помощью 2D-интерпретации. Именно так функционирует ПО PLATO и Emeraude. Расширения третьего метода позволяют сводить интерпретацию данных Flow Scanner к минимальным погрешностям с помощью внешних / дополнительных измерений.

Анализ данных, полученных за один проход прибора

Анализ данных, полученных за один проход прибора в скважине, используется, когда имеется только один проход или когда несколько проходов не могут быть скомбинированы из-за изменяющейся ориентации прибора (рис. 12-4 и 12-5) или изменения дебитов скважины.

Данные двух ориентаций на рис. 12-4 и 12-5 не могут быть скомбинированы и усреднены, поскольку, хоть датчики и мини-расходомеры идентичны, из-за разной ориентации они измеряют разные скорости и объемные содержания фаз. Аналогично, мини-расходомеры не могут быть откалиброваны, поскольку показания скорости от расходомера для одного прохода при одной ориентации не соответствуют скорости от идентичного расходомера на другом проходе и при другой ориентации.

Данные датчиков объемного содержания с одного прохода могут быть легко преобразованы в профиль объемного содержания, но перевод скорости оборотов расходомера с одного прохода в профиль скорости уже сложнее. Шаг расходомера (или линия отклика расходомера) и пороговые значения должны быть определены для каждого мини-расходомера.

Хотя значения калибровки мини-расходомера Flow Scanner известны из лабораторных испытаний, ранние эксперименты с прибором Flow Scanner на гидравлическом испытательном стенде

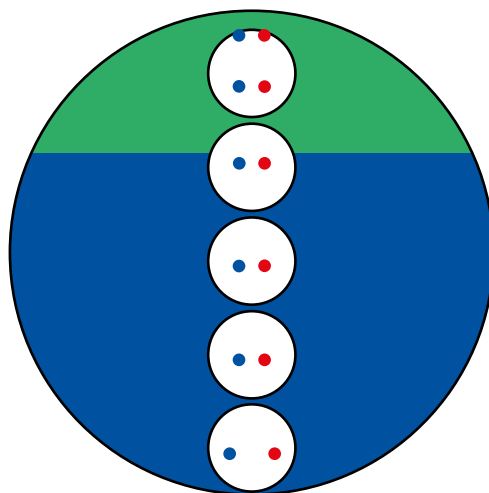


Рис. 12-4. Верно ориентированный прибор Flow Scanner.

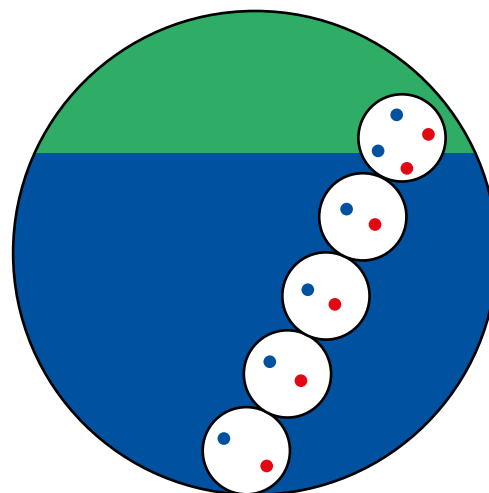


Рис. 12-5. Плохо ориентированный прибор Flow Scanner.

Примечание 12А. Лабораторная калибровка мини-расходомера Flow Scanner

Шаг	= 3.54 дюйма [9.0 см]
Линия отклика расходомера	= 0.056 об/с/фут/мин [0.185 об/с/м/мин]
Порог страгивания в газе	= 4 фут/мин [1.2 м/мин]
Порог страгивания в нефти	= 7 фут/мин [2.1 м/мин]
Порог страгивания в газе	= 30 фут/мин [10 м/мин]

замкнутого типа, проведенные исследовательским центром Schlumberger Gould показали, что наличие корпуса прибора Flow Scanner существенно влияло на отклик мини-расходомеров, что делало нецелесообразной отдельную калибровку каждого из пяти мини-расходомеров. Наибольшее влияние корпус прибора оказал на мини-расходомер 0 (установленный на корпусе прибора), воздействие на мини-расходомеры с 1 по 4 оказалось менее выраженным. Для упрощения и улучшения анализа однопроходных данных Flow Scanner была создана Таблица 1 поправочных коэффициентов для монофазного потока воды в обсадной колонне диаметром 7 дюймов. Применение этих поправочных коэффициентов приводит показания мини-расходомера к теоретическим калибровочным значениям. Для положительных значений оборотов в секунду мини-расходомера следует использовать коэффициенты для восходящего потока, тогда как для отрицательных значений оборотов в секунду мини-расходомера следует использовать коэффициенты для нисходящего потока.

Таблица 12-1. Коэффициенты коррекции показаний мини-расходомера Flow Scanner

Коэффициент	Мини-расходомер 0	Мини-расходомер 1	Мини-расходомер 2	Мини-расходомер 3	Мини-расходомер 4
Восходящий поток	1.4	0.82	0.86	0.85	0.86
Нисходящий поток	2	0.84	0.88	1	1.12

Телеметрия, которая применяется во время исследований непосредственно на скважине, использует только коэффициенты восходящего потока, которые применяются следующим образом:

- SPI_{In_FSI} = необработанные показания мини-расходомера, без коррекции или фильтрации по глубине
- $SPIC_{In_FSI} = SPI_{In_FSI} \times \text{коэффициент восходящего потока}$
- $SPIF_{In_FSI} = SPIC_{In_FSI}$ с фильтром глубины 6 футов.

Из этих трех каналов файл DLIS (цифровой стандарт записи каротажа), предназначенный для заказчика, содержит $SPIF_{In_FSI}$. При выполнении однопроходной интерпретации Flow Scanner важно знать, какой канал используется и какие корректировки уже были применены.

Поскольку можно ожидать, что калибровка расходомера Flow Scanner будет изменяться по мере того, как фаза меняется с газа на нефть и с нефти на воду, программное обеспечение для интерпретации однопроходной операции, например, фирменное программное обеспечение Schlumberger для анализа профиля притока, попытается исправить вызванные фазой изменения в шаге (или линии отклика) и пороге страгивания расходомера с использованием фазозависимых значений шага и порога (рис. 12-6). Хотя этот метод может подойти для перехода от 100% фазы А к 100% фазе В, соображение о том, что 30% объемное содержание фазы А и 70% фазы В имеет шаг (pitch) и пороговое значение расходомера, взвешенное по объемному содержанию

фаз, является несколько оптимистичным. Методы интерпретации данных, полученных с нескольких проходов, с целью калибровки расходомера в скважине устраняют зависимость от поправочных коэффициентов и законов произвольного смешивания фаз, и по этой причине являются намного предпочтительнее.

Интерпретационный подход в суммировании данных Flow Scanner

При нескольких проходах сканера потока, записанных в стабильных условиях скважины и с повторяемой ориентацией инструмента, измерения зонда и мини-расходомера могут быть суммированы (или усреднены). Суммирование позволяет избежать ситуаций, когда имеются интервалы с неудовлетворительными данными во время какой-либо из проходов, что обеспечивает получение полного набора данных для механизма интерпретации. Хотя данные об объемном содержании от любого из датчиков должны быть идентичными от прохода к проходу (по крайней мере, во время проходов вниз) и, следовательно, легко усредняются, такое правило не распространяется на данные мини-расходомеров. Поскольку скорость флюида, по данным мини-расходомера, является функцией не только скорости флюида, но и скорости прибора (скорости кабеля), необходимо преобразовать скорости мини-расходомера и скорость прибора в скорость флюида до проведения усреднения.

Как и в случае с традиционной интерпретацией расходомеров, требуется ряд калибровочных зон для настройки с учетом изменения линии отклика и пороговых значений расходомеров, поскольку различные фазы встречаются в разных местах по траектории скважины. На рисунках 12-7 и 12-8 показаны исходные скорости вращения мини-расходомера и преобразование в скорости расходомера. Интервалы, в которых скорости расходомера не накладываются друг на друга от прохода к проходу, указывают на то, что калибровка расходомера неверна (и требует исправления), скважина нестабильна или присутствуют интервалы с остановками / залипаниями расходомера, требующие особого внимания (редактирования).

Хотя пять мини-расходомеров Flow Scanner имеют одинаковый диаметр и профиль, они не показывают одинаковую линию отклика и порог расходомера даже в однородной однофазной жидкости. Это происходит из-за турбулентности, образования вихрей, интерференции и других эффектов со стороны корпуса прибора, а также воздействия магнитной стружки, которая может присутствовать в скважине по тем или иным причинам и которая может примагничиваться к корпусу расходомера, тем самым влияя на свободу вращения расходомера. По возможности следует выполнять калибровку каждого расходомера в нескольких интервалах вдоль ствола скважины.

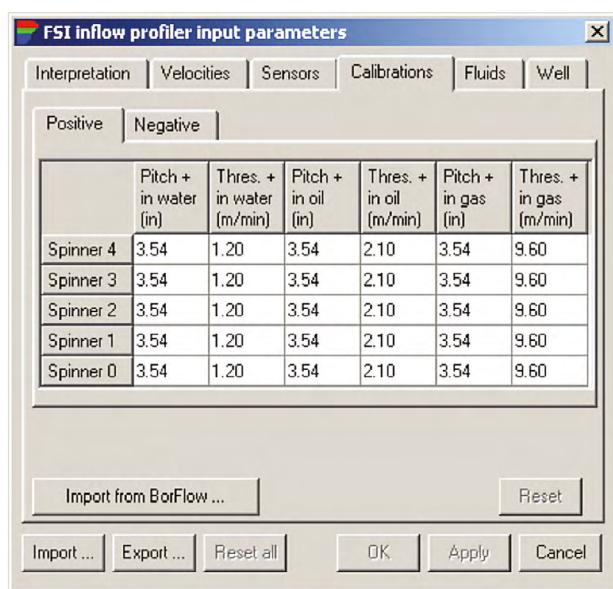


Рис. 12-6. Таблица калибровки расходомера сканера многофазного потока из программного обеспечения профилировщика притока Schlumberger.

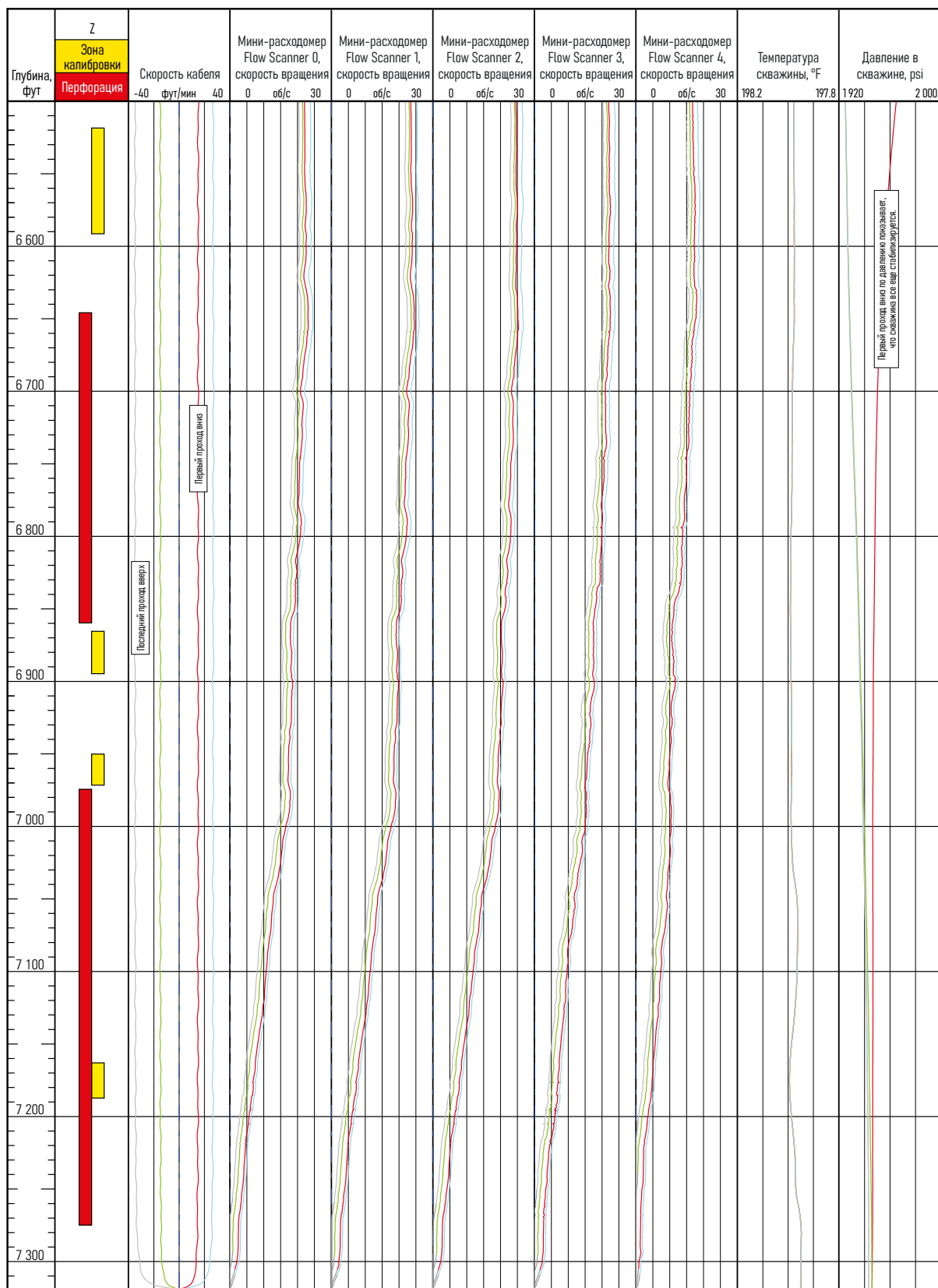


Рис. 12-7. Высококачественные данные мини-расходомеров Flow Scanner.

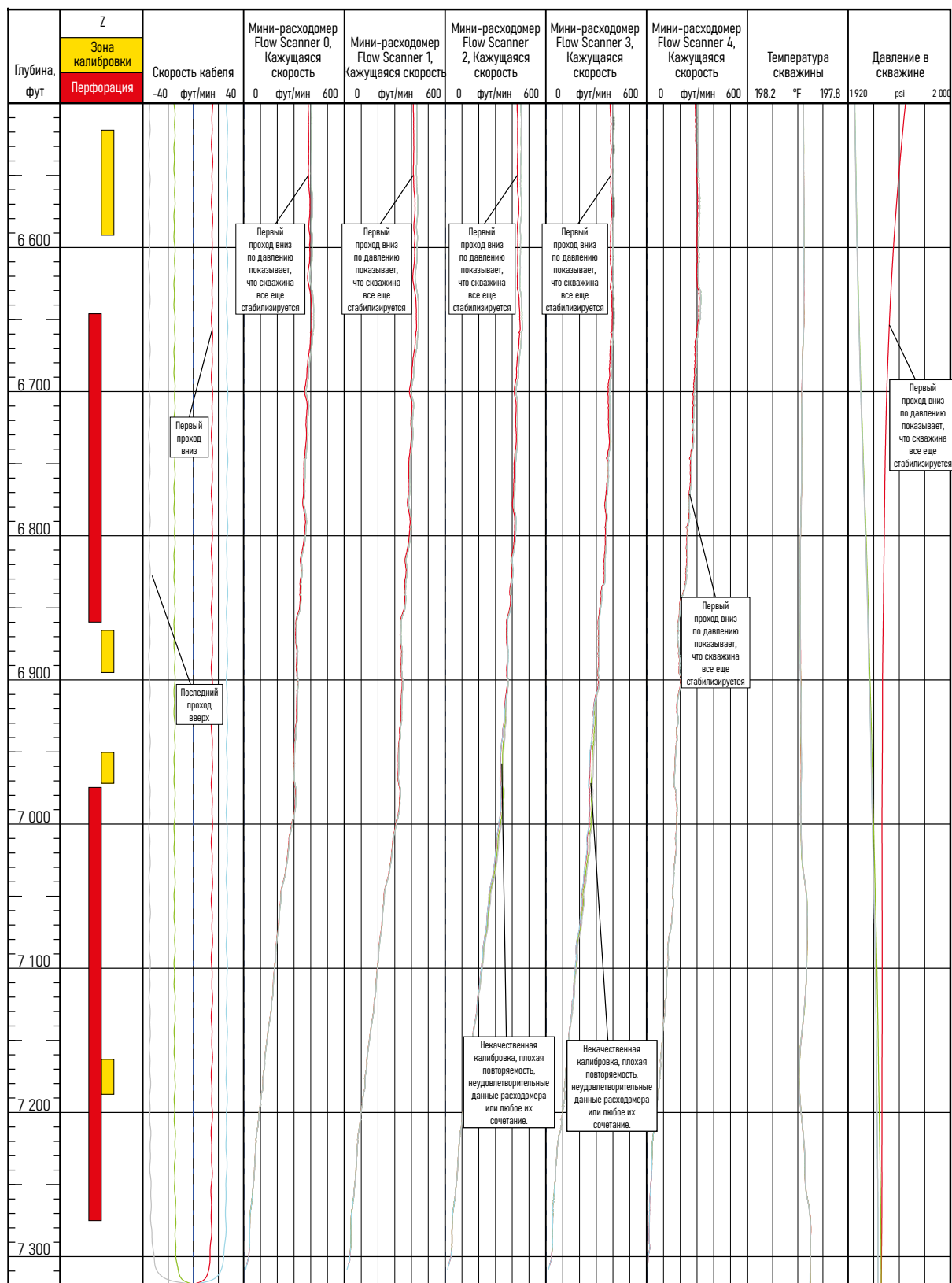


Рис. 12-8. Контроль качества данных расходомера путем проверки скоростей.

График на рис. 12-9 показывает моделирование низкоскоростной горизонтальной газо-водяной скважины. В нисходящих интервалах скважины режим потока расслоенный / стратифицированный, и объемное содержание воды на таких участках небольшое. В восходящих интервалах скважины режим потока — поршневой или снарядный с большим объемным содержанием воды. В этих двух разных режимах потока можно ожидать различных калибровок расходомера, и поэтому каждое изменение наклона требует новой зоны калибровки расходомера (как показано желтым цветом). Поскольку интервал притока флюида (интервалы перфорации обозначены красным цветом) может привести к изменению объемного содержания фазы, скорости и, следовательно, параметрам калибровки расходомера, применяются дополнительные зоны калибровки.

Использование 10 зон калибровки расходомера является сложной задачей; для фактического набора данных проверяются необработанные кривые для выявления непродуктивных интервалов (отсутствие температурных аномалий, отсутствие изменений в объемном фазовом содержании флюида и в изменении частоты вращения расходомера) с целью удаления как можно большего количества зон калибровки расходомера.

Интерпретация датчиков состава и данных расходомерии

Независимо от того, получены ли данные о скорости и составе потока флюида за один проход или несколько, полученные шесть датчиков объемного содержания воды, шесть датчиков объемного содержания газа и пять скоростей по данным мини-расходомеров должны быть преобразованы в дебит скважины. Первый этап заключается в том, чтобы спроецировать полученные данные на вертикальную ось поперечного сечения трубы, предполагая наличие горизонтального стратифицированного потока и соответствующее распределение скорости и флюида внутри трубы. (Рис. 12-10 и 12-11). Для случая распределения флюида в горизонтальной трубе — это будет являться приемлемым допущением. Однако, скорость потока флюида должна упасть до нуля на стенках трубы, поэтому в случае распределения скорости применяемый стратифицированный поток не совсем верен. При этом, при малых углах смещения прибора от вертикали измеренные скорости можно безопасно спроецировать обратно на вертикальную ось трубы.

Рассматривая типичную горизонтальную водонефтяную скважину, можно увидеть, что она имеет шесть точек объемного содержания воды по вертикальному диаметру трубы и пять

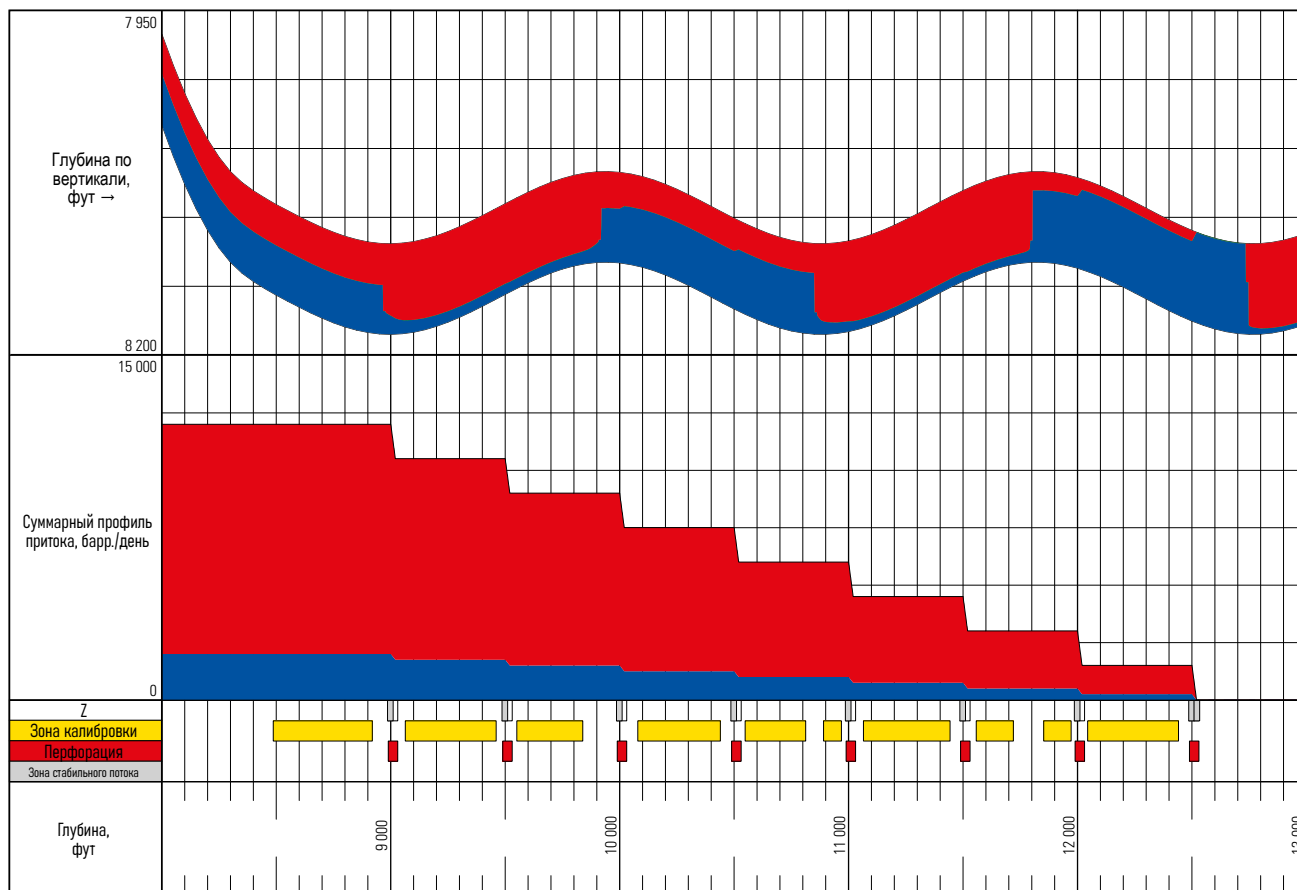


Рис. 12-9. Смоделированные условия для горизонтальной газовой скважины (красным — газ, синим — вода).

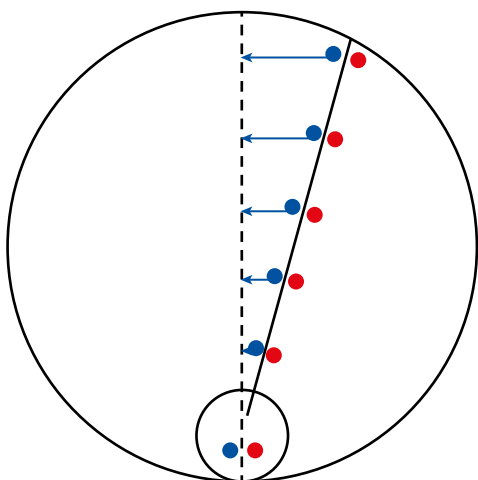


Рис. 12-10. Проекция данных объемного содержания флюида на вертикальный диаметр трубы.

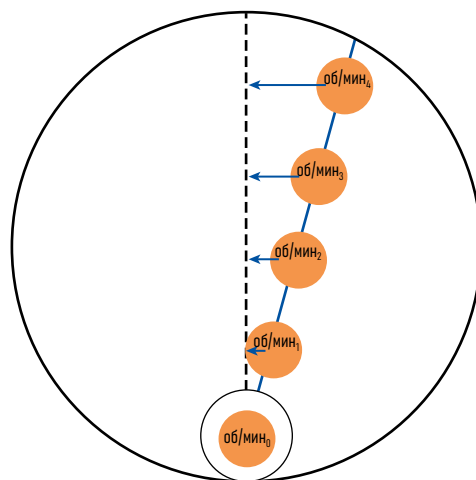


Рис. 12-11. Проекция показаний расходомера на вертикальный диаметр трубы.

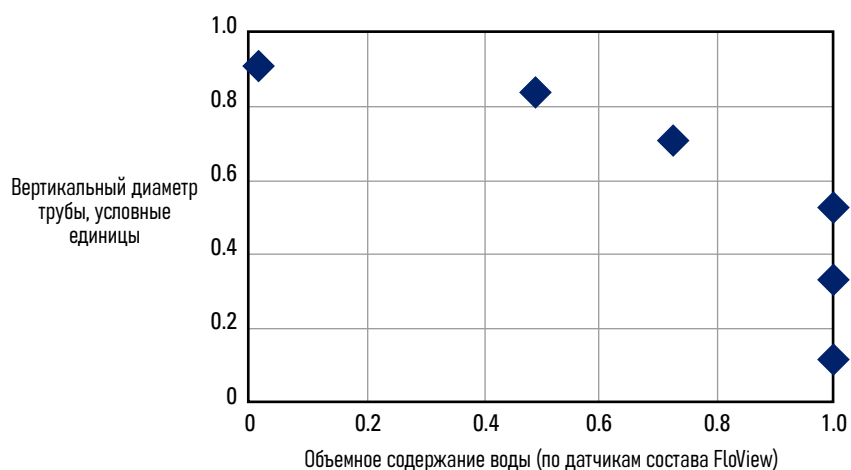


Рис. 12-12. Проекция данных объемного содержания воды прибора Flow Scanner (FSI) на вертикальную ось трубы

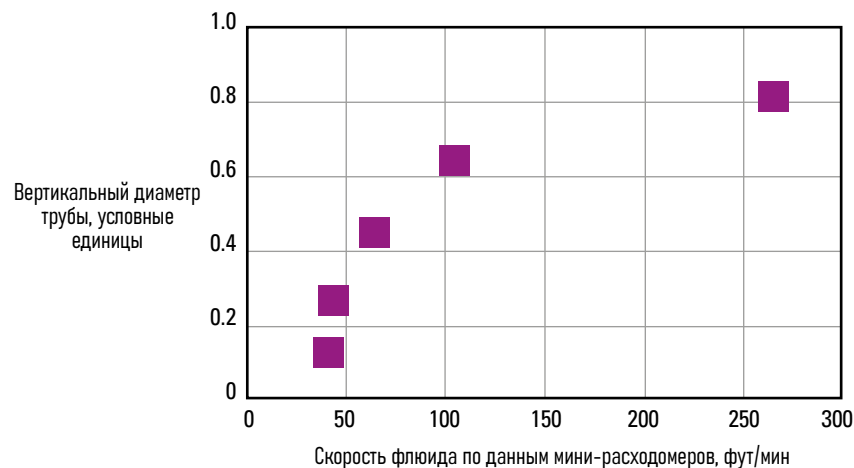


Рис. 12-13. Проекция данных скорости потока флюида прибора Flow Scanner (FSI) на вертикальную ось трубы

точек скорости расходомера (Рис. 12-12 и 12-13 соответственно). Эти дискретные измерения необходимо преобразовать в карту объемного содержания или состава и карту скоростей по всей площади трубы.

Первый шаг — провести непрерывную кривую через точки объемного содержания. Самый простой метод — это соединение точек данных простой прямой линией. Этот метод достаточно хорошо работает для данных хорошего качества (рис. 12-14).

Более продвинутые методы используют сложнопрофильную кривую или сглаженную сложнопрофильную кривую, что приводит к получению более эстетичной кривой через точки данных, но не вносит никаких физических ограничений в профиль объемного содержания воды; вода у верхней и нижней стенки трубы с нефтью посередине будет вполне приемлемой для алгоритма подгонки по сложнопрофильной кривой. Простая геометрическая кривая, которая берет свою форму на основе баланса плавучести и турбулентных диффузионных сил, была создана Schlumberger в качестве карты многофазного потока MapFlo в наклонно-направленных скважинах (рис. 12-15). Эта

кривая обеспечивает максимальное удержание тяжелой фазы у нижней стенки трубы с соответствующим максимальным удержанием легкой фазы у верхней стенки трубы и монотонное изменение от одного к другому. В усовершенствованном программном обеспечении MapFlo применяется большее взвешивание в отношении точек объемного содержания, которые не равны 0 и 1, так как показания 0 и 1 часто связаны с отказавшим датчиком.

Несмотря на то, что MapFlo является собственностью Schlumberger, данная методика была предоставлена сторонним разработчикам программного обеспечения интерпретации (ПГИ) для использования только с приборами Schlumberger. Пример на рис. 12-16 показывает, как обработка MapFlo, работающая внутри программного обеспечения Schlumberger, игнорирует точку данных сомнительного качества из-за ее физической маловероятности.

Прежде чем тратить слишком много времени на попытки подобрать кривую по данным скорости, важно проверить отображаемый тренд скорости. Большинство пакетов

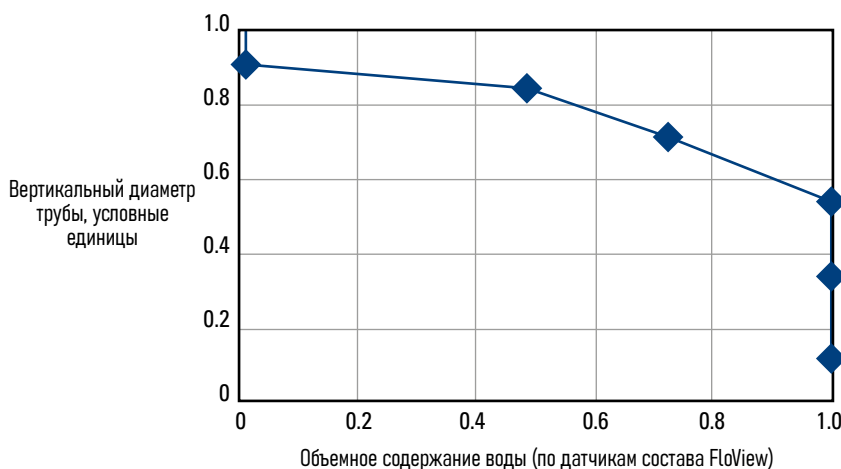


Рис. 12-14. Линейный метод подбора.

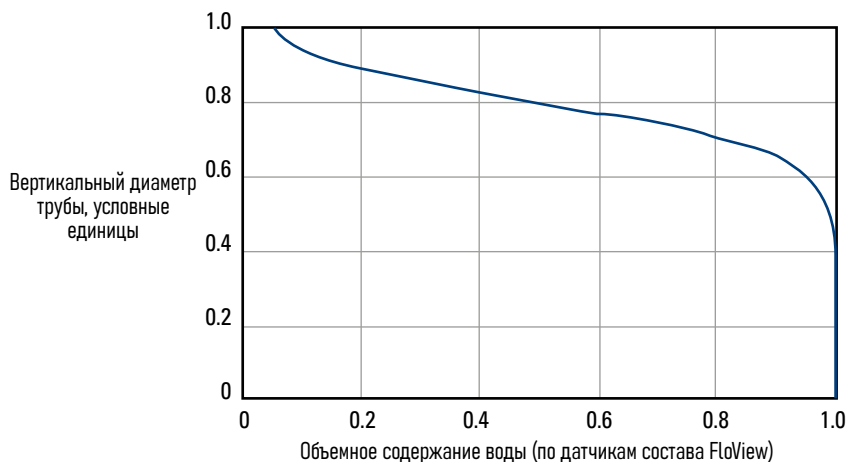


Рис. 12-15. Метод MapFlo.

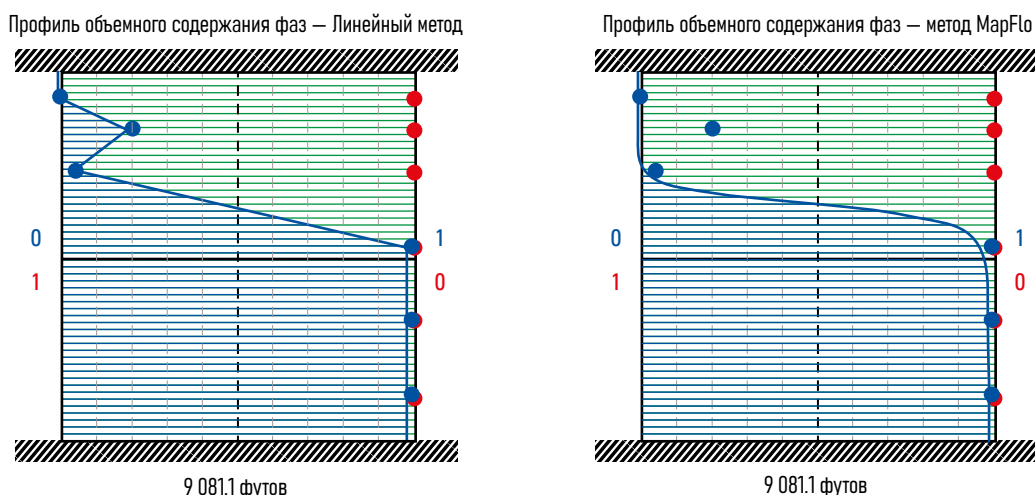


Рис. 12-16. Профиль объемного содержания воды — Линейный метод (слева) и метод MapFlo (справа).

интерпретации могут отображать профиль скорости по диаметру трубы в интерактивном режиме при перемещении курсора вверх и вниз по каротажу. Ошибочные значения скорости, слишком высокие или слишком низкие, указывают на плохие калибровочные параметры, такие как линия отклика, шаг и порог расходомера, заклинивание расходомера (0 оборотов в секунду) или его заедание. Присутствие ошибочных точек скорости требует либо корректировки калибровки расходомера, либо устранения данных о заедании расходомера.

Однако с 2010 г. появилась возможность использовать комбинацию метода MapFlo и профиля скорости по степенному закону Прандтля. Применение степенного закона Прандтля к горизонтальной оси трубы приводит к созданию трехмерной модели (рис. 12-17) в дополнение к более физическому профилю скорости (рис. 12-18).

Первоначально разработанный для объемного содержания нефти и воды в потоке, метод MapFlo также может применяться для объемного содержания газа и жидкости и даже для трехфазного потока, для чего используются две отдельные кривые MapFlo.

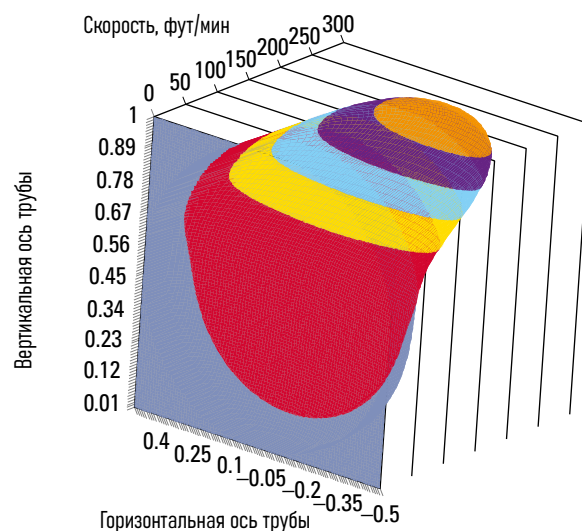


Рис. 12-17. Трехмерный профиль скорости, созданный на основе объемного содержания фаз по модели MapFlo и профиля скорости по степенному закону Прандтля. Оси труб в условных единицах.

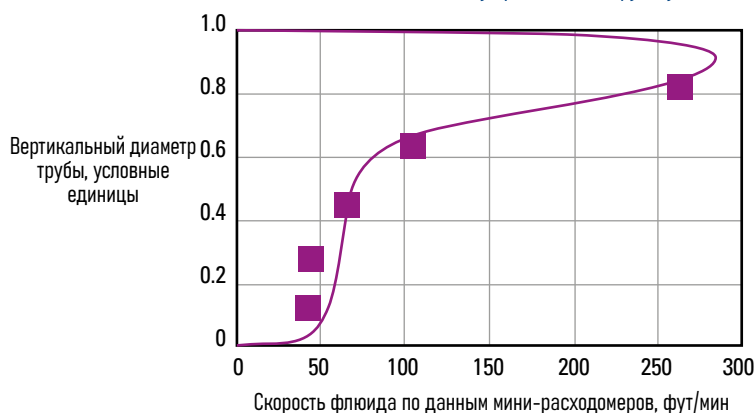


Рис. 12-18. Подгонка кривых MapFlo и Прандтля к скоростям флюида.

Подгонка кривой скорости к трехфазному потоку с использованием метода MapFlo и степенного закона Прандтля теоретически возможна, но на практике обычно является слишком сложной.

Игнорируя кривую скорости Прандтля по горизонтальной оси, будем иметь два основных способа вычисления фазовых расходов на основе профилей скорости и объемного содержания фаз вдоль вертикальной оси трубы (рис. 12-19).

Первый подход предполагает отсутствие локальной скорости проскальзывания между фазами и просто суммирует произведение скорости фаз и площади сечения трубы. На примере расхода воды:

$$q_w = \int_{-r}^{+r} Y_w(x) \times v(x) \times 2\sqrt{(r^2 - x^2)} dx. \quad (12-1)$$

Во втором подходе применяется модель проскальзывания к локальным измерениям, изменяя расход воды следующим образом:

$$q_w = \int_{-r}^{+r} Y_w(x) \times [v(x) - v_s(x) \times (1 - Y_w(x))] \times 2\sqrt{(r^2 - x^2)} dx, \quad (12-2)$$

где

$Y_w(x)$ = локальное объемное содержание воды вдоль вертикальной оси трубы

$v(x)$ = локальная скорость смеси вдоль вертикальной оси трубы

r = внутренний радиус трубы

Примечание 12В. Общая скорость проскальзывания

Для создания общей (по всей трубе) скорости проскальзывания не требуется наличие локальной скорости проскальзывания. Пока присутствуют профили скорости и объемного содержания фаз, присутствует скорость проскальзывания. Следовательно, интерпретация сканера потока (FSI) без локального проскальзывания фаз все еще показывает общее проскальзывание фаз. Базовое исследование механики многофазного флюида позволяет быстро обнаружить, что локальные скорости проскальзывания намного меньше общей скорости проскальзывания (по всей трубе); следовательно, игнорирование локального проскальзывания приводит к гораздо меньшим ошибкам, чем игнорирование общего проскальзывания, тогда как наложение модели общего проскальзывания на локальные измерения скорости и объемного содержания фаз, вероятно, приводит к слишком большому значению проскальзывания.

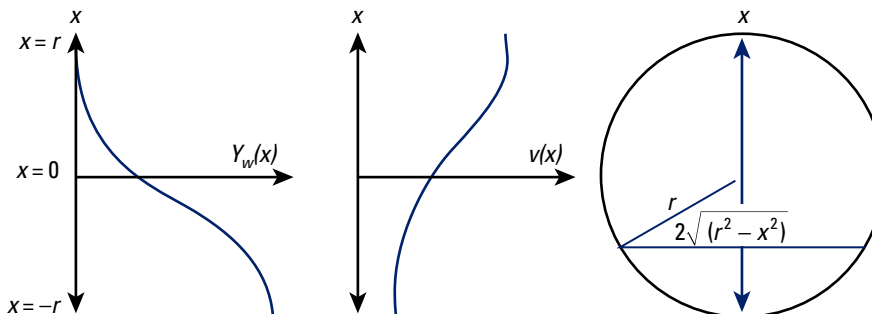


Рис. 12-19. Расчет расходов на основе измерений Flow Scanner.

$v_s(x)$ = локальная скорость проскальзывания по вертикальной оси трубы.

Хотя формула 12-2 является более полной, для нее требуется локальная модель проскальзывания, которая отсутствует. Поэтому вместо нее используется стандартная модель проскальзывания для всей трубы, которая, вероятно, приводит к слишком большому значению проскальзывания. Также существует проблема поиска модели проскальзывания, которая работает близко к горизонтали. Можно с некоторой уверенностью сказать, что истинный расход воды находится между ответами формул 12-1 и 12-2, и, с меньшей уверенностью, что формула 12-1, вероятно, ближе к истине.

В обеих формулах 12-1 и 12-2 предполагается, что вся площадь трубы доступна для флюидов скважины. На практике корпус каротажного прибора занимает небольшую площадь (рис. 12-20). Для исправления этого "мертвого" объема эффективную ширину прибора в каждой точке по вертикальному диаметру трубы необходимо вычесть из локальной длины хорды поперечного сечения трубы.

Это приводит к изменению формулы 12-1:

$$q_w = \int_{-r}^{+r} Y_w(x) \times v(x) \times \left[2\sqrt{(r^2 - x^2)} - t(x) \right] dx, \quad (12-3)$$

где

$t(x)$ = эффективная ширина прибора по вертикальному диаметру трубы:

- $r + x < 0.009$

$$t(x) = 2\sqrt{(0.043/2)^2 - (r - 0.043/2 + x)^2}$$

- $r + x \geq 0.009$ и $r + x < 0.016$

$$t(x) = 0.035$$

- $r + x \geq 0.016$ и $r + x < d_{\text{Flow_Scanner_max}}$

$$t(x) = 0.00027 / (2 \times r - 0.016)$$

- $r + x \geq d_{\text{Flow_Scanner_max}}$

$$t(x) = 0,$$

где

$d_{\text{Flow_Scanner_max}}$ = максимальный диаметр открытия каверномера сканера потока (0.229 м)

все размеры приведены в метрах.

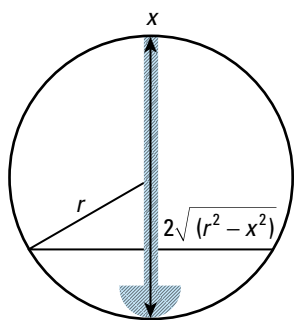


Рис. 12-20. Поперечное сечение трубы, занятое расходомером Flow Scanner.

Внутри 6-дюймовой трубы мертвый объем, занимаемый прибором Flow Scanner, имеет ширину, показанную на рис. 12-21.

Хотя цель интерпретации Flow Scanner должна заключаться в вычислении фазовых дебитов, получение объемного содержания фаз и фазовых скоростей также является возможным. Среднее значение объемного содержания фазы n можно просто вычислить как произведение локального объемного содержания фазы, умноженное на локальную ширину трубы и приведенное к общей доступной площади сечения трубы:

$$Y_n = \int_{-r}^{+r} \frac{Y_n(x) \times 2\sqrt{(r^2 - x^2)}}{\pi r^2} dx. \quad (12-4)$$

Фазовые скорости не могут быть рассчитаны таким образом напрямую, и вместо этого они рассчитываются из ранее вычисленных фазовых дебитов и значений объемного содержания фаз:

$$v_n = \frac{q_n}{AY_n}, \quad (12-5)$$

где

v_n = фазовая скорость фазы n

q_n = дебит фазы n , вычисленный по формуле 12-3

A = площадь сечения трубы

Y_n = объемное содержание фазы n , рассчитанное по формуле 12-4.

Поскольку v_n выводится из дебита фазы n , должно быть очевидно, что нет смысла использовать v_n для вычисления нового и другого дебита фазы n с использованием традиционной модели интерпретации, усредненной по трубе.

2D-подход к интерпретации данных Flow Scanner

С математической точки зрения 2D-подход к интерпретации данных используется для минимизирования следующей функции ошибок на каждой глубине:

$$E = \sum [M(x_i, y_i) - m_i]^2, \quad (12-6)$$

где

$M(x_i, y_i)$ = смоделированное значение задержки или скорости или среднее свойство трубы с x_i и y_i , соответствующими координатам локального измерения

Диаметр
вертикальной
трубы по центру
трубы, м

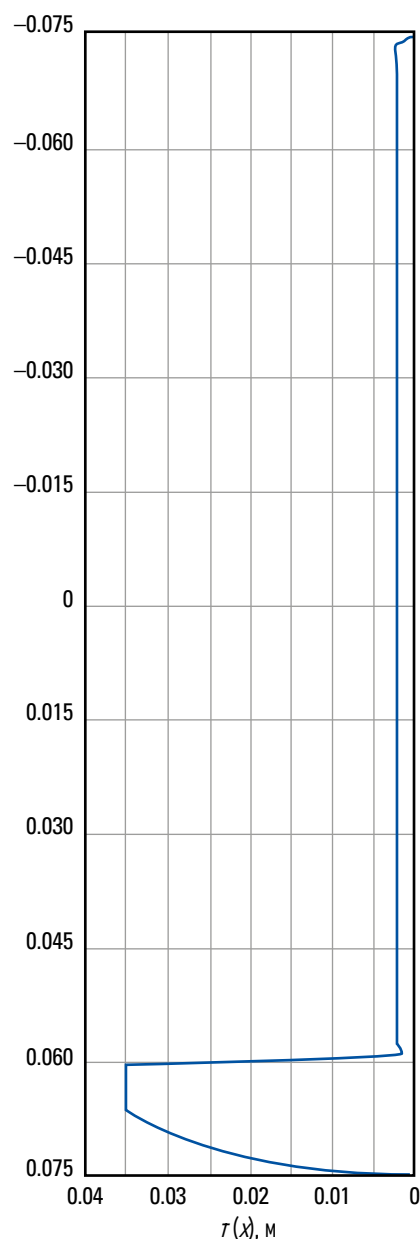


Рис. 12-21. Эффективная ширина Flow Scanner в трубе 6 дюймов [0.15 м].

m_i = измерение, соответствующее объемному содержанию фазы по показаниям отдельного датчика, скорости отдельного расходомера или традиционному среднему измерению объемного содержания фазы или фазовой скорости в трубе (рис. 12-22). Исследования, сделанные за один проход или несколько проходов (без суммирования или усреднения) прибора в интервале интереса, могут обеспечить m_i . Стандартный прибор Flow Scanner обеспечивает 17 измерений за один проход.

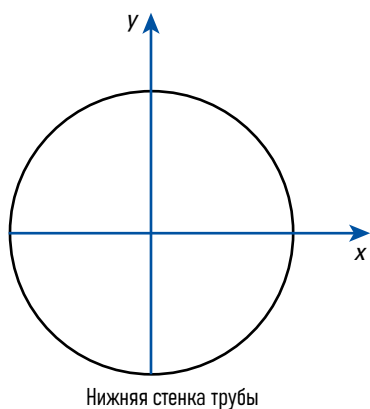


Рис. 12-22. Система координат для 2D-модели.

Хотя полных 2D-моделей нет, имеются некоторые базовые 2D-функции потока, которые могут быть использованы.

- Модель может быть уменьшена на одно измерение и может применяться в случае горизонтального стратифицированного потока. Это неверно для вертикальных и наклонно-направленных скважин, но довольно близко к истине для горизонтальных скважин, где необходимы и используются локальные измерения.
- Может потребоваться, чтобы объемное содержание воды монотонно увеличивалось от верхней к нижней стенке трубы, а при этом объемное содержание газа увеличивалось в обратном направлении. Опять же, это неверно для вертикальных или наклонно-направленных скважин, но близко к истине для горизонтальных скважин.
- Более эффективный метод состоит в том, чтобы наложить форму кривой MapFlo на профиль объемного содержания фазы и использовать форму кривой объемного содержания фазы для описания профиля скорости (после применения усиления и смещения к кривой MapFlo и приведения скорости у стенки трубы к нулю с использованием профиля Прандтля).
- Общая корреляция проскальзывания в трубе может быть наложена на предположение, что соответствующая корреляция проскальзывания может быть найдена для данного отклонения трубы.
- Общее объемное содержание фазы в трубе может быть наложено на данные другого каротажного измерения, такого как картаж объемного содержания фаз в трехфазном флюиде TPHL, полученный на основе измерений прибора RSTPro.

Первоначально все 2D-модели интерпретации Flow Scanner обрабатывали данные об объемном содержании фазы и скорости как точечные показания. Хотя такой подход реалистичен для датчиков объемного содержания FloView и GHOST, мини-расходомеры измеряют скорости флюида в пределах рабочей области каждого мини-расходомера. Это означает, что вместо использования модели по формуле 12-7, модель может быть уточнена, как показано в формуле 12-8 для корректировки средней скорости в пределах рабочей области мини-расходомера. На рис. 12-23 показана разница в профиле скорости, полученная

при использовании формулы 12-8 по сравнению с формулой 12-7. Однако мини-расходомер не является идеально круговым усредняющим устройством, поскольку в центре имеется мертвое пространство для втулки мини-расходомера. Это мертвое пространство учтено в формуле 12-9, с дальнейшими уточнениями для средней массовой доли, реализованной в формуле 12-10.

$$M(x, y) = v(x, y), \quad (12-7)$$

$$M(x, y) = \frac{1}{A_s} \int_{A_s} v(x, y) dS, \quad (12-8)$$

$$M(x, y) = \frac{1}{A_s - A_h} \int_{A_s - A_h} v(x, y) dS, \quad (12-9)$$

$$M(x, y) = \frac{1}{A_s} \frac{\int_{A_s} \rho(x, y) \times v(x, y) dS}{\int_{A_s} \rho(x, y) dS}, \quad (12-10)$$

где

A_s = рабочая область диска мини-расходомера

S = поверхность, по которой должно выполняться интегрирование

A_h = площадь центральной втулки расходомера, которая не влияет на измерение скорости

ρ = плотность.

На рисунках 12-24 и 12-25 показан эффект перехода от точечной модели скорости к модели с развернутой областью. Изменяются не только вычисленные расходы, но также немного изменяются вычисленные данные объемного содержания фаз, поскольку процедура минимизации ошибок подразумевает новое оптимальное решение.

Заявка на патент (Уиттакер, 2011) была опубликована для усовершенствованных методов интерпретации мини-расходомера, формулы с 12-8 по 12-10.

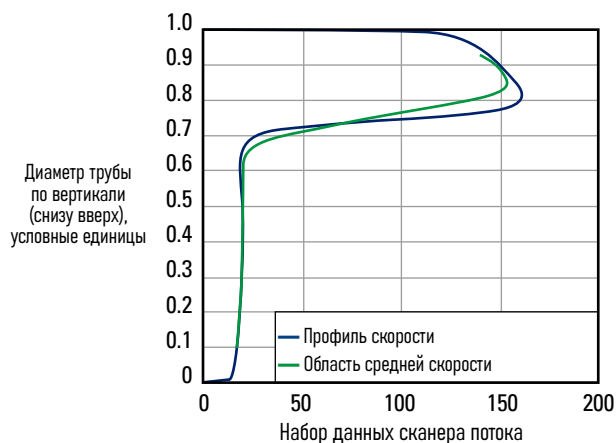


Рис. 12-23. Ответ формулы 12-7, выделенный синим цветом, и формулы 12-8, выделенный зеленым цветом, показывающие существенные различия.

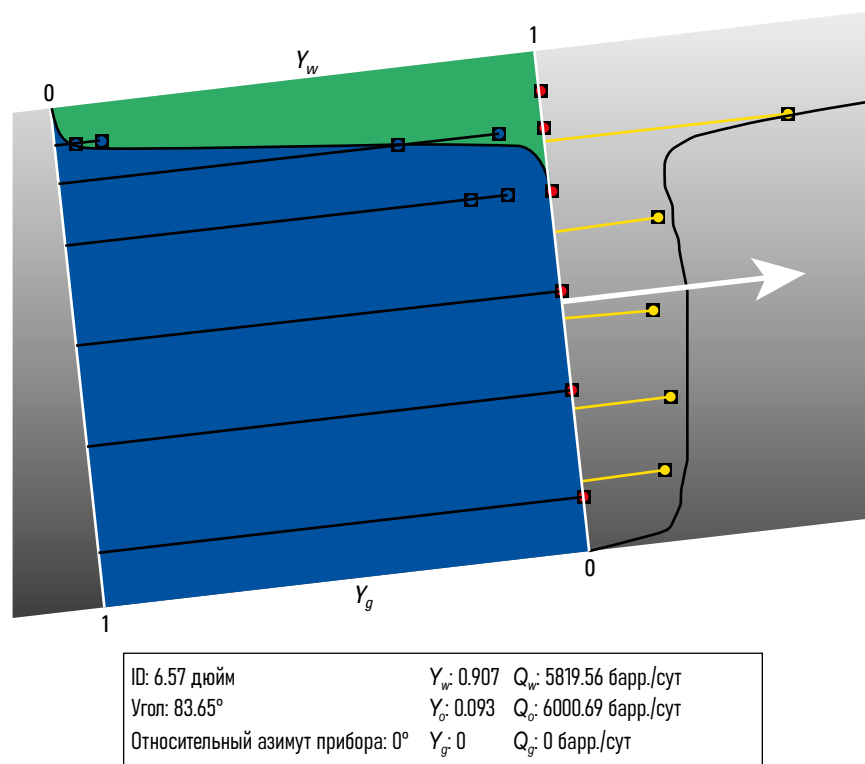


Рис. 12-24. Обработка сканера потока (FSI) по точечной модели скорости. Синие маркеры = значения датчика объемного содержания воды по вертикальному диаметру трубы, красные маркеры = значения датчика объемного содержания газа по вертикальному диаметру трубы, желтые маркеры = скорости по данным мини-расходомеров, белая стрелка = индикация направления потока, здесь слева направо.

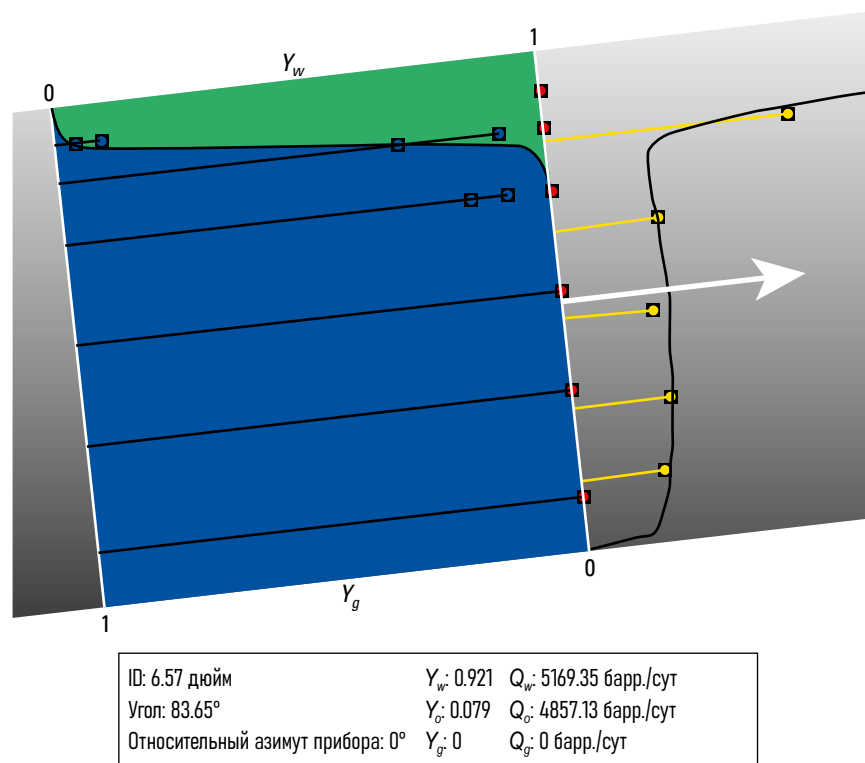


Рис. 12-25. Обработка Flow Scanner по модели с развернутой областью значений средней скорости по показаниям мини-расходомеров.

Набор данных прибора Flow Scanner

Рассмотрим набор данных прибора Flow Scanner на примере работы, выполненной с помощью скважинной тяговой установки на кабеле в необсаженной нефтяной горизонтальной скважине.

На первом планшете (рис. 12-26) показаны необработанные данные мини-расходомера. Проходка вниз (выделена красным цветом) имеет очень шумные данные скорости кабеля, так как скважинный трактор с трудом преодолевал отрезок в 4000 футов

вниз в необсаженной скважине. Кривая относительного азимута прибора на проходке вниз (выделена красным цветом; колонка 1) указывает на то, что прибор раскачивается из стороны в сторону, в то время как по данным каверномера (колонка 2) отмечаются интервалы сужения и размывы. Интервалы размывов коррелируются с данными расходомеров, в данных интервалах отмечается уменьшение скорости вращения расходомеров. Интервалы с плохими данными расходомеров (остановки / залипания) были отредактированы.

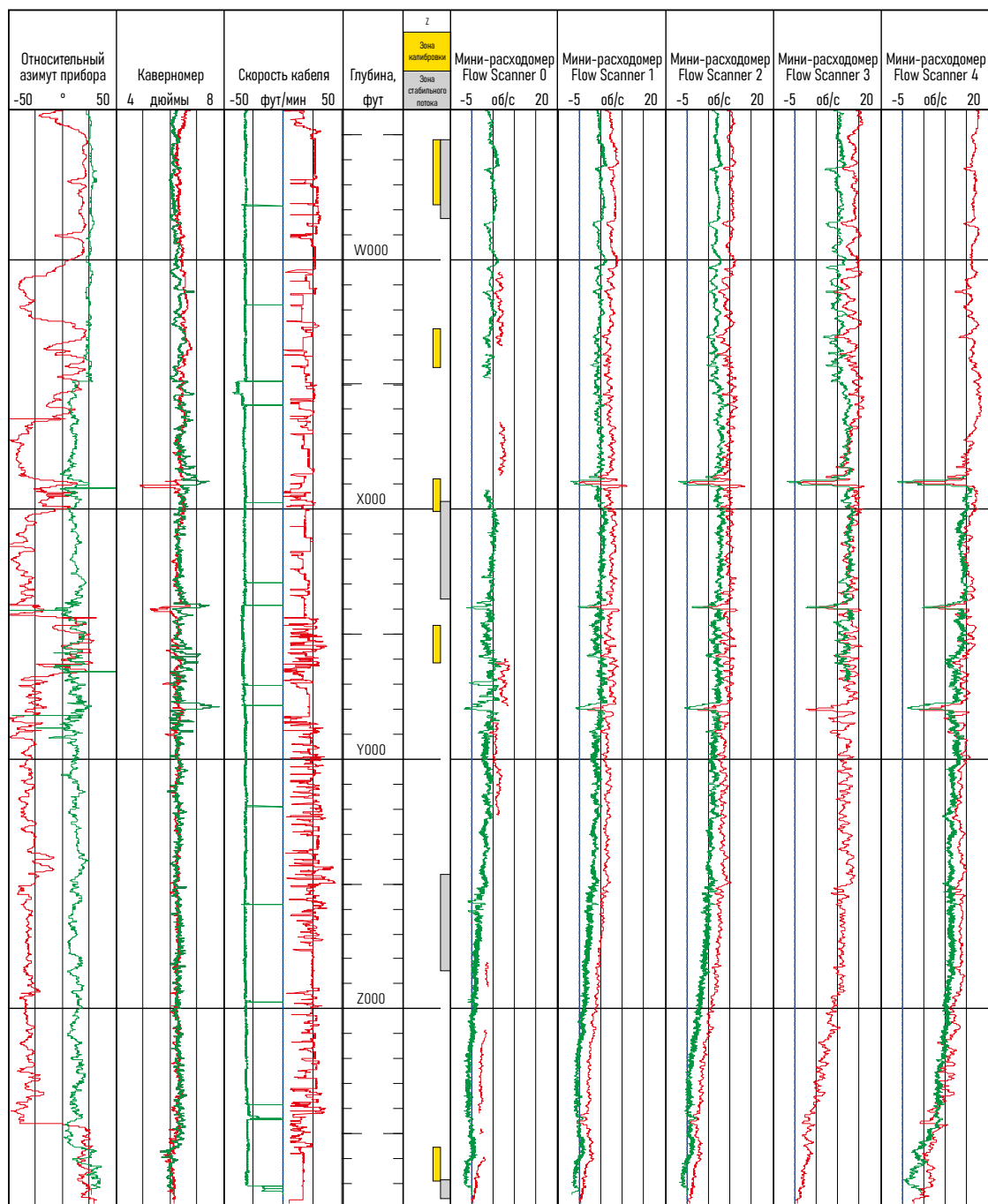


Рис. 12-26. Показания мини-расходомеров Flow Scanner в горизонтальной скважине с необсаженным стволом. Красный = проход вниз, зеленый = проход вверх.

После преобразования в профили скорости на рис. 12-27 скорости мини-расходомеров с двух проходов очень неплохо совпадают, за исключением вычисленной кажущейся скорости флюида по расходомеру 3, где изменения в относительном

азимуте прибора от прохода к проходу могут приводить к перемещению мини-расходомера между слоем нефти и слоем воды.

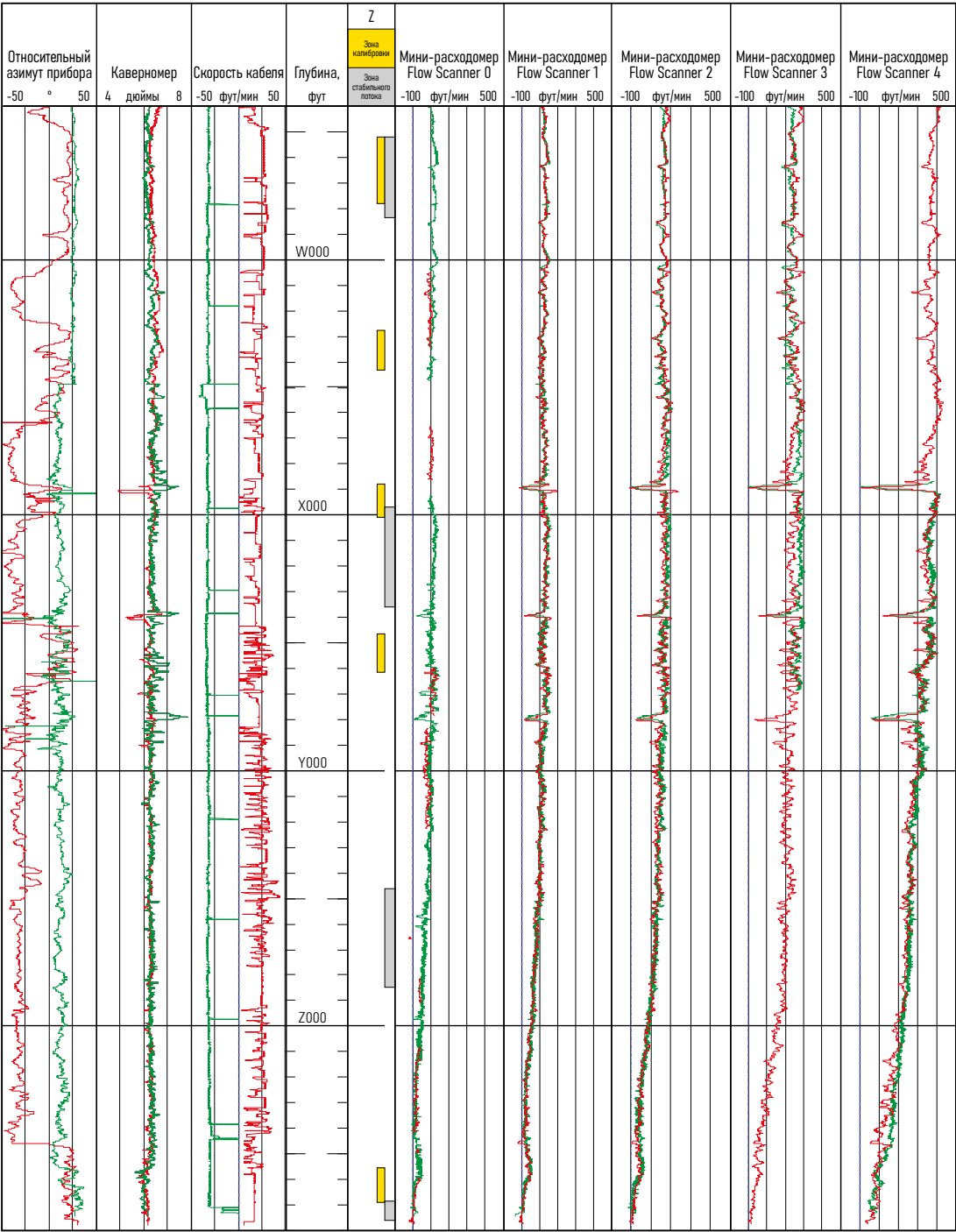


Рис. 12-27. Скорости мини-расходомеров прибора Flow Scanner в горизонтальной скважине с необсаженным стволом

Проверка данных об объемном содержании воды (рис. 12-28) показывает, что скорость потока достаточно высокая, чтобы получить хорошие замеры объемного содержания фаз во время проходок вверх (а также во время проходок вниз). Данные объемного содержания воды по датчику 0 являются подозрительно чистыми / бесшумными, однако это может

отражать полное отсутствие пузырьков нефти на нижней стороне трубы. В идеальном варианте результирующие профили потока выглядели бы хорошо, а интерпретация была бы завершена, но в этом случае профиль потока нефти увеличивается, а затем падает по мере приближения к пятке скважины (рис. 12-29).

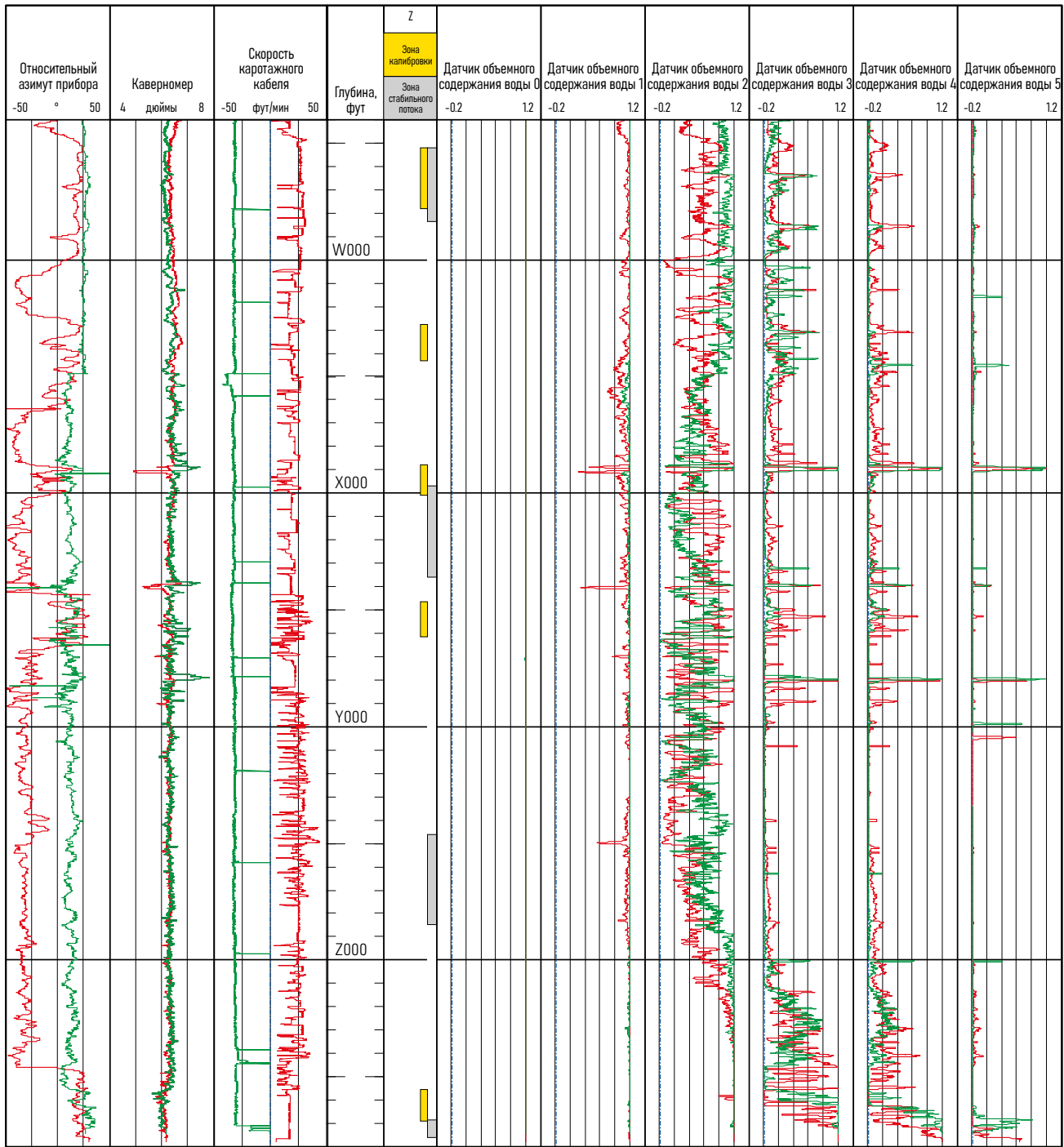


Рис. 12-28. Данные датчиков объемного содержания воды в горизонтальной скважине с необсаженным стволом

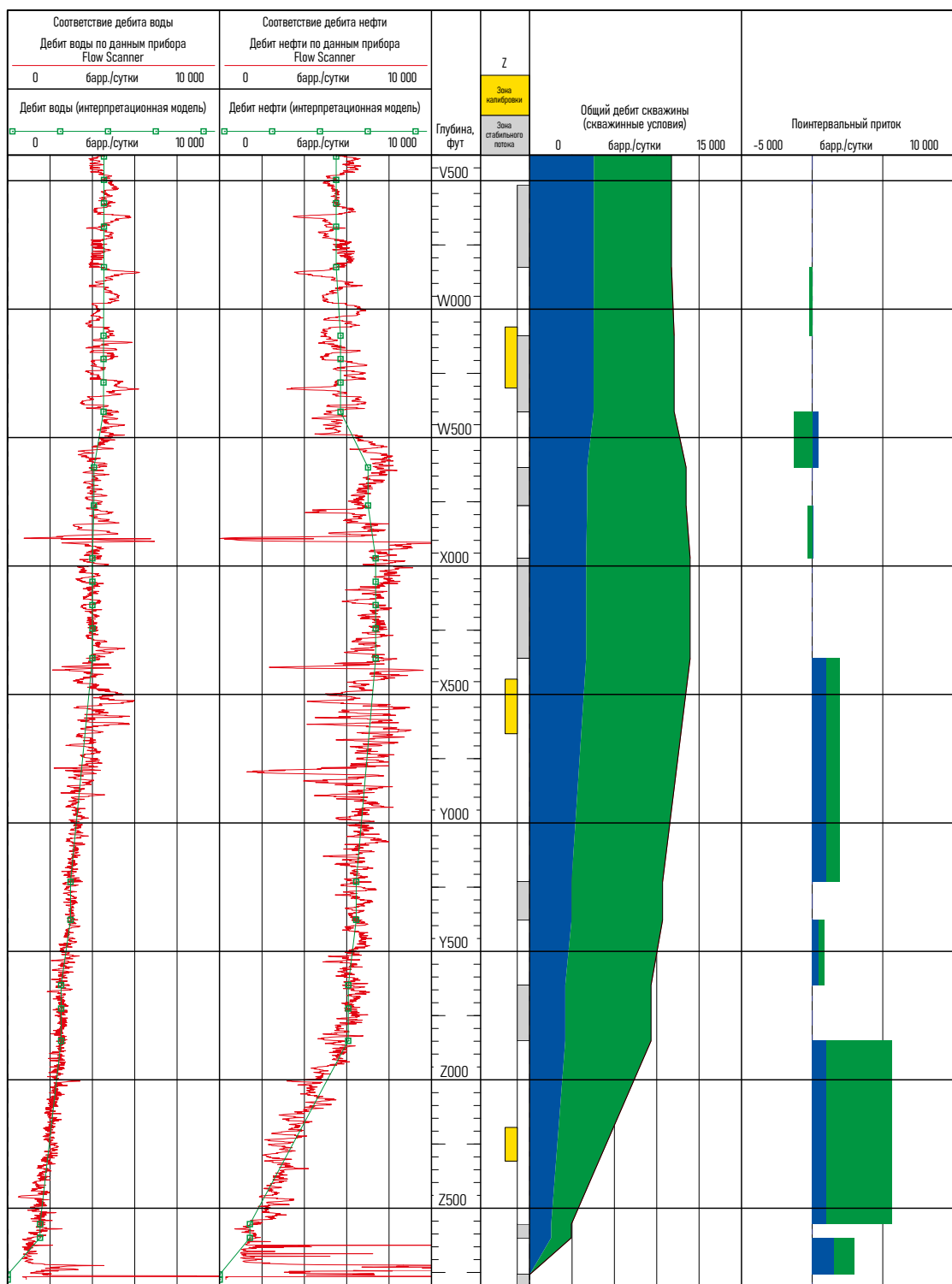


Рис. 12-29. Первая интерпретация данных прибора Flow Scanner (горизонтальная скважина с необсаженным стволом)

Осмотр профиля объемного содержания фаз и скорости в середине продольного сечения скважины на рис. 12-30 показывает, что показания мини-расходомера 4 подозрительно высокие, либо показания расходомера 3 подозрительно низкие. Сравнение измеренных скоростей с восстановленными также можно выполнить в программном обеспечении путем вывода на дисплей скоростей расходомера (рис. 12-31).

Примечание 12С. Суть интерпретации

Один интерпретатор однажды написал: «Если вы достаточно хорошо отредактируете данные, то сможете получить ответ практически на любой вопрос».

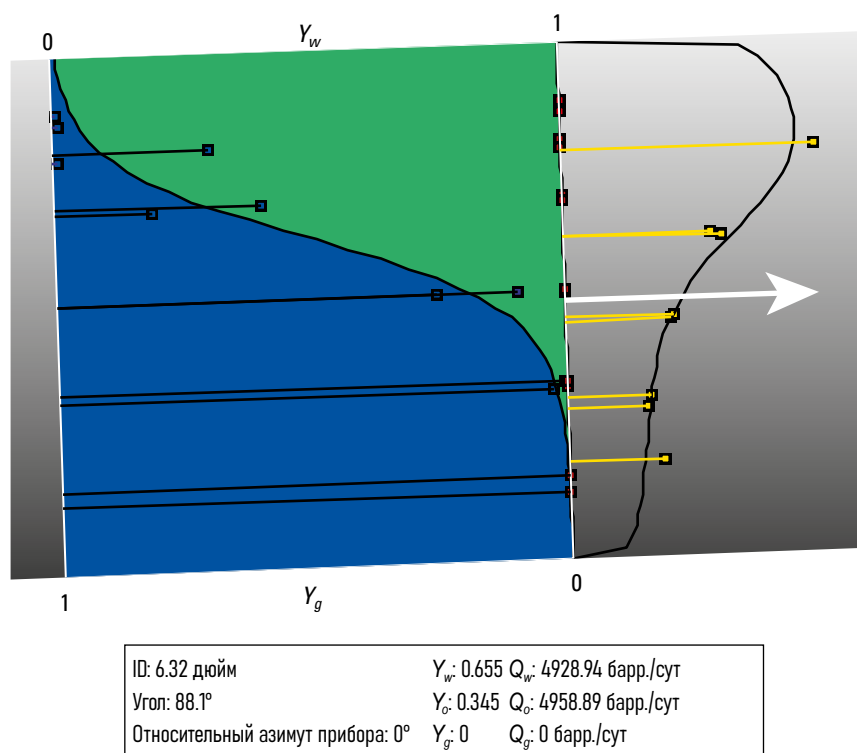


Рис. 12-30. Проверка профиля объемного содержания фаз и скорости.

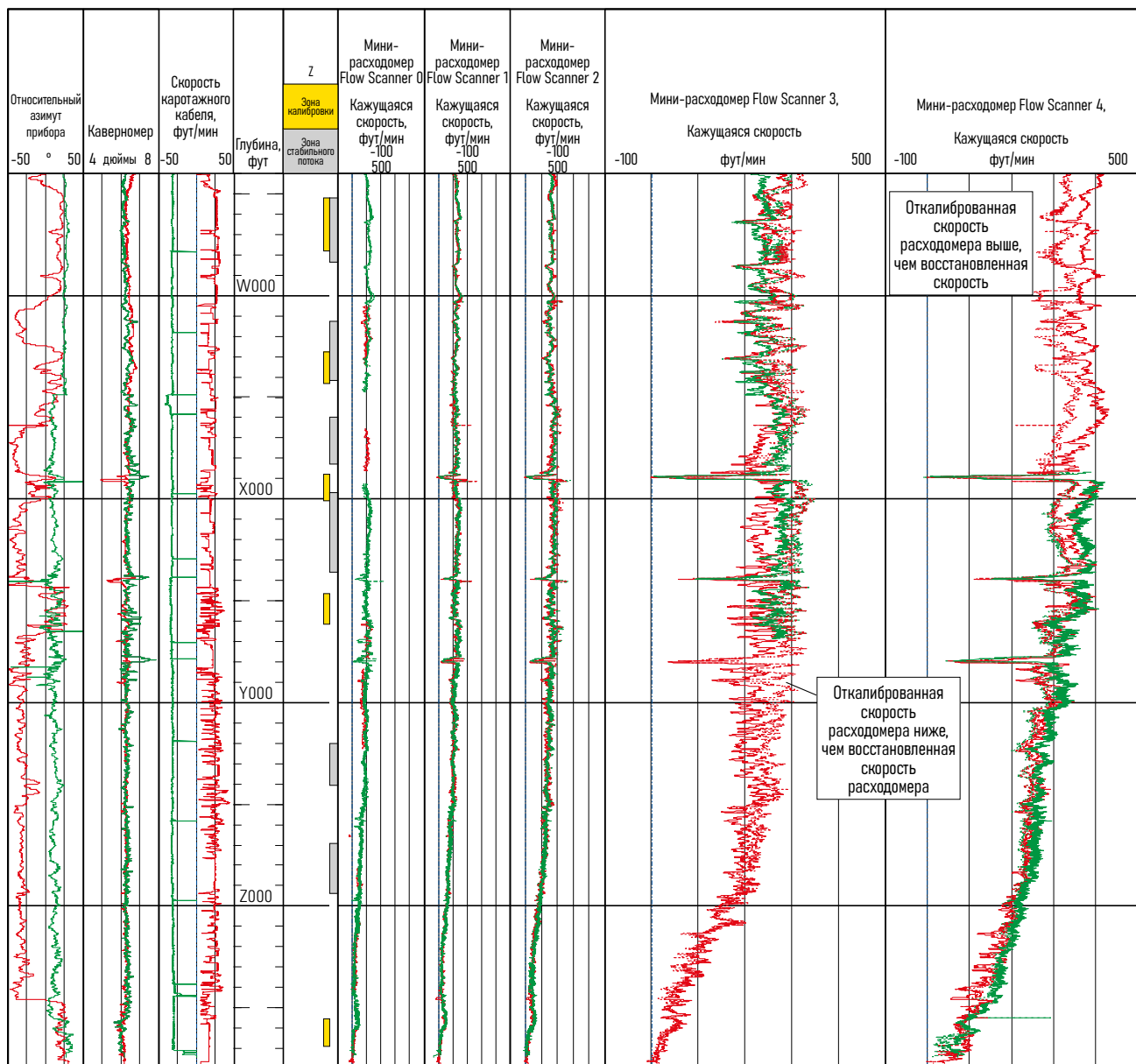


Рис. 12-31. Сравнение калиброванных скоростей мини-расходомера (сплошные кривые) и восстановленных скоростей мини-расходомера (пунктирные кривые).

Как только станет понятно, в какую сторону необходимо скорректировать интерпретацию, калибровку расходомера можно отрегулировать, но без фанатизма, а данные неудовлетворительного качества об объемном содержании воды исключить из интерпретации, пока не получим приемлемый профиль притока (рис. 12-32 и 12-33).

Восстановленный профиль скорости генерируется моделью, выбранной интерпретатором. Если для формы профиля скорости выбрана линейная зависимость, то реконструкция должна точно соответствовать калиброванным скоростям. Однако, как только кривая подобрана, появляются некоторые ошибки в реконструированном профиле скорости.

Рис. 12-32 можно резюмировать следующим образом:

- Колонка 1 показывает данные об объемном содержании воды от шести электрических датчиков, которые соответствуют модели аппроксимации кривой.
- Колонка 2 показывает профиль скорости от пяти мини-расходомеров, соответствующих модели аппроксимации кривой.
- Колонки 3 и 4 показывают рассчитанные дебиты воды и нефти соответственно. Красные кривые показывают необработанные данные без применения глобальной регрессии, чтобы избежать зон псевдо-поглощения, так как зоны с одновременным притоком и поглощением флюида не могут существовать согласно законам физики. Зеленые линии показывают

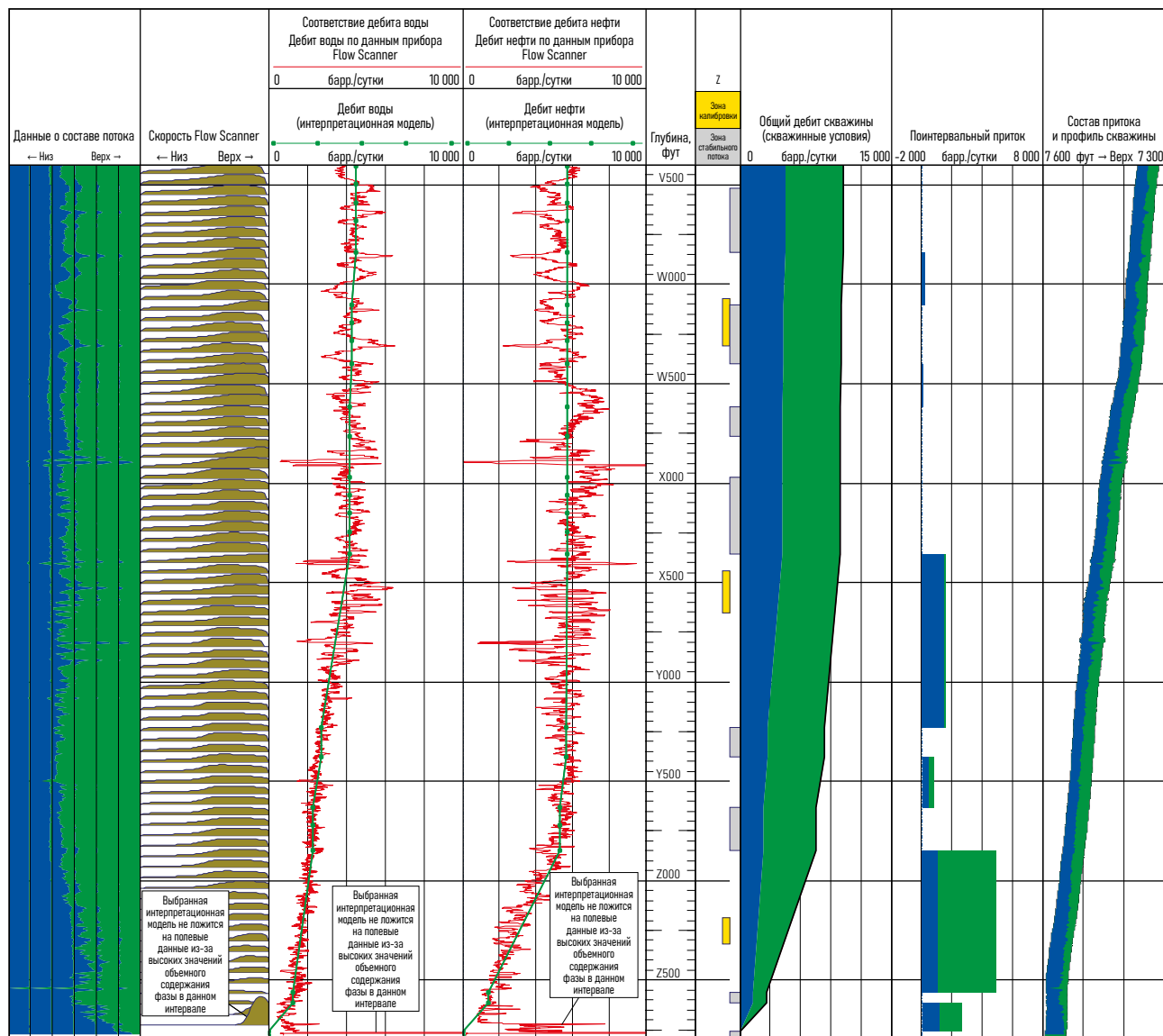


Рис. 12-32. Окончательный профиль притока после применения навыков интерпретации ПГИ

восстановленные дебиты воды и нефти после применения глобальной регрессии. Хорошее совпадение красных и зеленых кривых показывает, что глобальная регрессия только подправила профиль потока.

- Колонка 5 справа от колонки глубины показывает расположение зон калибровки расходомера желтым цветом, а зоны стабильного потока серым цветом.
- Колонка 6 — суммарный дебит скважины.
- Колонка 7 показывает поинтервальный приток, который является основным результатом интерпретации промыслового каротажа.
- Колонка 8 показывает объемное содержание воды внутри скважины, диаметр которой определяется каверномером прибора, а измерение угла скважины осуществляется прибором — акселерометром.

Инструменты интерпретации данных Flow Scanner

В главе «Формулы и методы интерпретации промыслового каротажа» разделы про инструменты интерпретации и

глобальную регрессию включают использование 2D-модели объемного содержания фазы и скорости потока в стволе скважины. Читателю рекомендуется обратиться к следующей главе, чтобы оценить, в каком направлении могут развиваться методы интерпретации прибора Flow Scanner.

Пределы интерпретации прибора Flow Scanner

Методы одного или нескольких проходов при интерпретации данных прибора Flow Scanner, реализованные в запатентованном программном обеспечении Schlumberger, предназначены для работы с полным набором данных Flow Scanner и не могут быть использованы с другими измерениями. Измерение RSTPro TPHL или скорость потока воды WFL не могут быть использованы в данной методике интерпретации прибора Flow Scanner. Следовательно, отсутствие данных об объемном содержании фазы (в результате растягивания / деформации пузырьков, повреждения датчика, налипания парафина / шлама или других причин) означает, что данные массива расходомеров не могут быть обработаны и использованы. Ситуация будет немного лучше, если имеются качественные данные об объемном

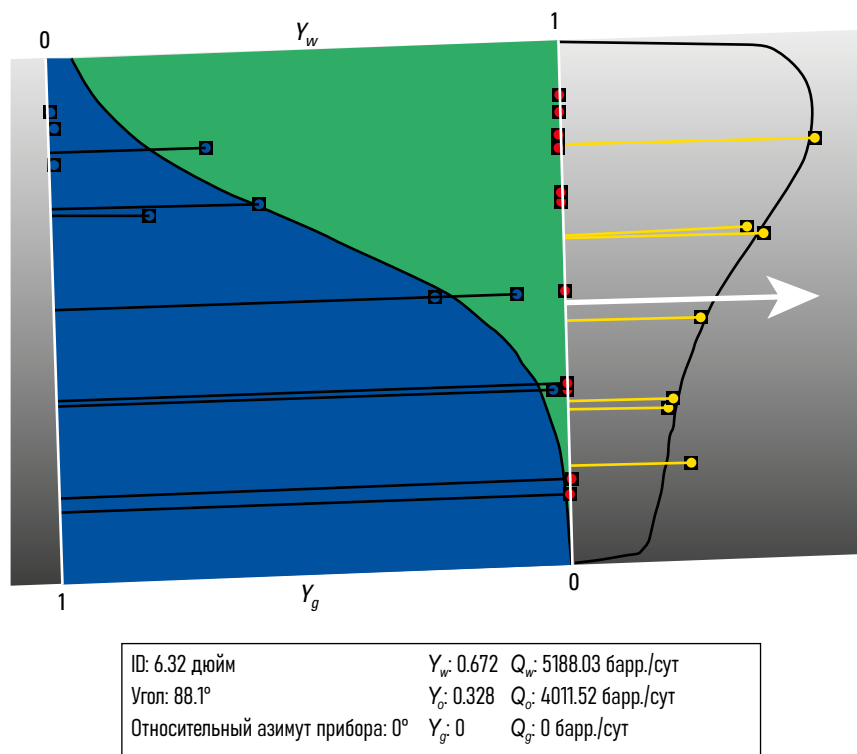


Рис. 12-33. Улучшенная интерпретация профиля объемного содержания фаз и скорости на рис. 12-30.

содержании фаз при отсутствии данных расходомерии, потому что массив данных объемного содержания фаз может быть преобразован в среднее значение объемного содержания фаз в трубе и проинтерпретирован в совокупности с другими усредненными методами ГИС.

Включение измерений Flow Scanner в последнюю версию 2D-метода интерпретации позволяет включить другие усредненные измерения в инструмент интерпретации. Это означает, что отсутствие одного из измерений Flow Scanner не мешает интерпретации использовать оставшиеся измерения Flow Scanner (несмотря на то, что конечный результат не будет так хорош, как хотелось бы).

Промысловый каротаж с применением прибора Flow Scanner может идентифицировать рециркуляцию, однако интерпретация данных не позволяет количественно определить рециркуляцию. Частично это происходит из-за применения горизонтально расслоенной модели объемного содержания фазы и скорости, используемой для интерпретации данных, а также может быть вызвано реакцией мини-расходомеров на неосевой поток.

Применение прибора Flow Scanner в промысловом каротаже

Прибор Flow Scanner в основном применяется в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах (угол отклонения от вертикали от 80° до 100°). Тем не менее, прибор Flow Scanner может быть также использован в высокоскоростных газожидкостных скважинах, так как децентрированный прибор (FSI) может выдерживать более высокие скорости потока, чем традиционный центрированный прибор для промыслового каротажа, а также для наклонно-направленных скважин с очень высоким содержанием воды, где незначительный поток нефти (у верхней стенки трубы) намного легче выявить датчиками Flow Scanner, чем другими приборами с установленными датчиками FloView. В последнем случае датчики, установленные в приборах PFCS и DEFT, обычно не имеют желаемой ориентации прибора (и датчика) в стволе скважины, и, кроме того, датчики прибора PFCS не могут быть размещены очень близко к стенке трубы / скважины во время исследований (рис. 12-34).

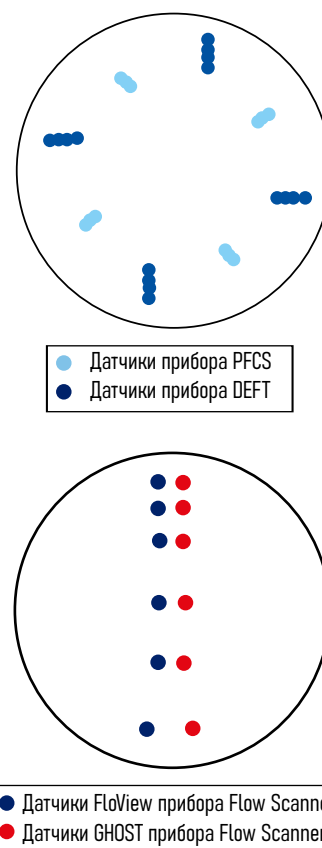


Рис. 12-34. Относительная близость датчиков объемного содержания воды к верхней стенке трубы с внутренним диаметром 6 дюймов.

Ссылки

Whittaker, A.C.: "Methods and Systems for Interpreting Multiphase Fluid Flow in a Conduit," US Patent Application Publication No. 20120166157 (December 4, 2011).

Формулы и методы интерпретации промыслового каротажа

Однофазный поток

Однофазный поток обычно встречается в газовых или водонагнетательных скважинах. Реже в добывающих скважинах встречаются сухой газ и безводная нефть.

Для расчета расхода одной фазы, протекающей внутри трубы, необходимы площадь трубы и средняя скорость. Обычно используется расходомер или турбина с измерениями в оборотах в секунду (об/с), которые затем преобразуются в скорость прибора, а затем в скорость смеси (подробную информацию см. в главе «Приборы для измерения скорости потока»).

Формула для расчета дебита (в скважинных условиях)

$$q_{dh} = v_m A. \quad (13-1)$$

Формулу можно представить еще следующим образом

$$q_{dh} = (v_m \pi d^2) / 4 \quad (13-2)$$

В единицах СИ, формулы 13-2 хватило бы, но в нефтепромысловых единицах

$$q_{dh} = 1.4 v_m d^2, \quad (13-3)$$

где

q_{dh} = дебит скважины, барр./сут.

v_m = средняя скорость, фут/мин

d = внутренний диаметр трубы, дюйм.

Эквивалент СИ

$$q_{dh} = 0.73 v_m d^2, \quad (13-4)$$

где q_{dh} выражается в м³/д и v_m в м/мин, но d остается в дюймах.

Для нефтяной скважины коэффициент усадки (изменяющийся от забоя до поверхности) можно записать следующим образом

$$q_{o_{sc}} = \frac{q_{o_{dh}}}{B_o}, \quad (13-5)$$

$$q_{sg_{sc}} = q_{o_{sc}} R_{so}, \quad (13-6)$$

тогда как для газовой скважины

$$q_{g_{sc}} = \frac{q_{g_{dh}}}{B_g}. \quad (13-7)$$

Для водяной скважины

$$q_{w_{sc}} = \frac{q_{w_{dh}}}{B_w}, \quad (13-8)$$

$$q_{sg_{sc}} = q_{w_{sc}} R_{sw}, \quad (13-9)$$

в случае нагнетательной водяной скважины используется только формула 13-8.

Для скважины, содержащей нефть, воду и газ

$$q_{g_{sc}} = q_{o_{sc}} R_{so} + q_{w_{sc}} R_{sw} + \frac{q_{g_{dh}}}{B_g}, \quad (13-10)$$

где

B = коэффициент усадки (безразмерный)

R = коэффициент растворенного газа, стандартный фут³/баррель [стандартный м³/м³]

o = нефть

g = газ

w = вода

sg = растворенный газ

sc = стандартные условия

dh = скважина

sw = раствор в воде

so = раствор в нефти.

Происхождение коэффициентов усадки и растворенного газа описано в главе «PVT для промыслового каротажа».

Двухфазный поток

Для расчета расхода двухфазной смеси внутри трубы необходимы измерения объемного содержания одной из фаз и скорости обеих фаз. Однако, расходомер может дать только скорость смеси. Следовательно, чтобы разделить скорость смеси на скорости фаз, нужно применить одну из корреляций проскальзывания фаз (см. Главу «Скважинная среда» для получения дополнительной информации о том, как работают корреляции проскальзывания).

В двухфазном потоке скорость проскальзывания — это разница скоростей между легкой и тяжелой фазами:

$$v_s = v_{lp} - v_{hp} \quad (13-11)$$

Сумма объемного содержания фаз равна 1:

$$Y_{lp} + Y_{hp} = 1, \quad (13-12)$$

а скорость смеси равна сумме фазовых скоростей, взвешенных по значению объемного содержания фазы:

$$v_m = Y_{lp}v_{lp} + Y_{hp}v_{hp}. \quad (13-13)$$

Путем несложных математических операций из уравнения можно исключить значение объемного содержания легкой фазы:

$$v_m = (1 - Y_{hp})v_{lp} + Y_{hp}v_{hp}, \quad (13-14)$$

а скорость легкой фазы заменить на $(v_s + v_{hp})$:

$$v_m = (1 - Y_{hp})(v_s + v_{hp}) + Y_{hp}v_{hp}. \quad (13-15)$$

Перемножением предыдущего уравнения можно получить уравнение для v_{hp}

$$v_{hp} = v_m - (1 - Y_{hp})v_s. \quad (13-16)$$

Учитывая, что

$$q_{hp} = Y_{hp}v_{hp}A, \quad (13-17)$$

объединение уравнений 13-16 и 13-17 дает

$$q_{hp} = Y_{hp} [v_m - (1 - Y_{hp})v_s] A. \quad (13-18)$$

Аналогично

$$q_{lp} = (1 - Y_{hp})(v_m + Y_{hp}v_s) A, \quad (13-19)$$

где

v_s = скорость проскальзывания

v_{lp} = скорость легкой фазы

v_{hp} = скорость тяжелой фазы

Y_{lp} = объемное содержание легкой фазы

Y_{hp} = задержка тяжелой фазы

v_m = скорость смеси

q_{hp} = расход тяжелой фазы

A = внутреннее сечение трубы

q_{lp} = расход легкой фазы.

Уравнения 13-18 и 13-19 позволяют преобразовать скорость смеси, замеры объемного содержания фаз, корреляцию скорости проскальзывания и площадь внутреннего сечения трубы в дебиты тяжелой и легкой фаз.

В нефтепромысловых единицах измерения с использованием диаметра трубы формулы можно записать следующим образом:

$$q_{hp} = 1.4 Y_{hp} (v_m - (1 - Y_{hp})v_s) d_{\text{трубы}}^2, \quad (13-20)$$

$$q_{lp} = 1.4 (1 - Y_{hp}) (v_m + Y_{hp}v_s) d_{\text{трубы}}^2, \quad (13-21)$$

и для единиц измерения СИ

$$q_{hp} = 0.73 Y_{hp} (v_m - (1 - Y_{hp})v_s) d_{\text{трубы}}^2, \quad (13-22)$$

$$q_{lp} = 0.73 (1 - Y_{hp}) (v_m + Y_{hp}v_s) d_{\text{трубы}}^2, \quad (13-23)$$

Примечание 13А. Поправка на габариты прибора

Если прибор замера объемного содержания фаз занимает значительную часть площади поперечного сечения трубы (например, градиоманометр 1 11/16 дюймов внутри трубы с диаметром 4 дюйма), это создает дополнительную сложность. Скорость смеси обычно измеряется полнопроходным расходомером, который занимает незначительную часть поперечного сечения трубы в точке измерения. Однако скорость проскальзывания в первую очередь определяется исходя из показаний данных объемного содержания фаз, которые производятся в пространстве со значительно уменьшенной площадью сечения. Поэтому некоторые программы интерпретации Schlumberger уменьшают величину скорости потока проскальзывания пропорционально уменьшению площади сечения трубы:

$$q_{hp} = Y_{hp} \left(v_m - (1 - Y_{hp}) v_s \frac{A'}{A} \right) A, \quad (13A-1)$$

где

A' = площадь поперечного сечения трубы, занятая потоком, где происходят измерения плотности или объемного содержания фаз.

Однако, эта модель предполагает, что корреляция скорости проскальзывания, разработанная для пустой трубы, может быть применена к небольшому пространству (поперечное сечение трубы минус поперечное сечение прибора) вокруг прибора. Стоит отметить, что не очевидно, что это улучшение в расчете приводит к улучшению точности вычисления дебита.

где

q = дебит, барр/сут [м³/сут]

v = скорость, фут/мин [м/мин]

$d_{\text{трубы}}$ = внутренний диаметр трубы, дюйм.

Коэффициенты усадки в случае однофазного потока по-прежнему необходимо применять для перехода от дебитов в скважинных условиях к дебитам в поверхностных условиях.

Трехфазный поток

Для расчета расхода трехфазной смеси внутри трубы необходимы два измерения объемного содержания фаз и три скорости. Измерения объемного содержания фазы легко получить с помощью прибора замера плотности (градиоманометра) и объемного содержания воды, газа или того и другого; однако обычно имеется только одна скорость — это скорость смеси, полученная с помощью расходомера. Следовательно, аналогично подходу для двухфазного потока, два недостающих измерения скорости должны быть воспроизведены с помощью двух корреляций проскальзывания.

Расчет трехфазного потока начинается с расчета скорости проскальзывания между газом и жидкостью, объемного содержания газа и жидкости, и расхода газа и смеси жидкостей:

$$v_{sgl} = v_g - v_l, \quad (13-24)$$

$$Y_g + Y_l = 1, \quad (13-25)$$

$$v_m = Y_g v_g + Y_l v_l. \quad (13-26)$$

Действуя аналогично формулам с 13-14 по 13-18,

$$q_l = (1 - Y_g)(v_m - Y_g v_{sgl})A, \quad (13-27)$$

$$q_g = Y_g(v_m - (1 - Y_g)v_{sgl})A, \quad (13-28)$$

и скорость жидкости

$$v_l = (q_l(1 - Y_g) / A. \quad (13-29)$$

Точно так же расход жидкости делится на нефть и воду:

$$q_w = Y_w(v_l - (1 - Y_w)v_{sow})A, \quad (13-30)$$

$$q_o = (1 - Y_w)(v_l + Y_w v_{sow})A, \quad (13-31)$$

где

v_{sgl} = скорость проскальзывания газ-жидкость

v_{sow} = скорость проскальзывания нефть-вода

v_g = скорость газа

v_l = скорость жидкости

Y_g = объемное содержание газа

Y_l = объемное содержание жидкости

Y_w = объемное содержание воды

q_l = расход жидкости

q_g = расход газа

q_w = расход воды

q_o = расход нефти.

Использование корреляции проскальзывания газ-жидкость с последующей корреляцией проскальзывания нефть-вода не является абсолютно правильным, потому что ни одна корреляция не была разработана для работы в сочетании с другой, но при отсутствии истинной корреляции проскальзывания для трехфазного потока флюидов, другой альтернативы нет.

Поскольку трехфазный поток действительно слишком сложен для обработки с использованием прямой модели и предыдущих формул, преобразование в нефтепромысловые единицы измерения и единицы СИ не предусмотрено. Правильный подход к интерпретации трехфазного потока — использовать инструмент интерпретации.

Инструмент интерпретации

Инструмент интерпретации, используемый в программном обеспечении PLGLOB, BorFlow, Emeraude и PLATO, начинается с предположения о значениях дебита нефти, воды и газа в скважине. Используя необходимое количество корреляций проскальзывания, как определено интерпретатором данных, дебиты преобразуются в значения объемного содержания фаз и фазовые скорости (рис. 13-1).

Теперь, когда ствол скважины описан в терминах фазовой скорости и объемного содержания фаз, модель отклика прибора используется для прогнозирования того, как различные приборы каротажа будут проводить измерения в таких условиях.

Модель расходомера очень проста и предполагает симметричный профиль скорости вокруг оси трубы с кривой, описанной Прандтлем или аналогичной эмпирической моделью. Размер расходомера и диаметр трубы используются для определения соответствующего поправочного коэффициента расходомера. Также можно сделать выбор между использованием объемной или массовой моделью смешивания для многофазного потока. Результирующая кажущаяся скорость расходомера не корректируется с учетом рециркуляции, горизонтально-стратифицированного потока, высокоскоростного газожидкостного кольцевого потока или других условий.

Модель градиоманометра для плотности скважинного флюида с поправкой на отклонение скважины от вертикали (WFDE, прибор PGMS) определяет плотность смеси, падение давления на трение на децентрированном приборе с развернутыми портами давления, эффекты ускорения и поправки на угол скважины, и, таким образом, предсказывает каким должно быть показание градиоманометра. Это хорошая, точная модель отклика прибора, хотя и очень чувствительная к неизвестному параметру шероховатости трубы в высокоскоростных скважинах. Если измерение градиоманометра было записано с неправильной поправкой на угол скважины, то вместо него можно использовать отфильтрованную плотность без поправки на угол скважины (UWFD) с исправленной моделью, пренебрегая поправкой на угол скважины.

Поскольку стандартные инструменты интерпретации работают со средними значениями параметров трубы, значения объемного содержания воды и газа, измеренные приборами Flow-Caliper Imaging Sonde (PFCS), Digital Entry и Fluid Imaging Tool (DEFT), а также оптическими датчиками прибора GHOST, сначала преобразуются в средние значения объемного содержания в трубах с использованием того метода усреднения и поправочного коэффициента налипания капель на датчики объемного содержания фаз, которые интерпретатор считает подходящими. Модель отклика прибора измерения объемного содержания фаз

не делает поправок на растягивание / деформацию пузырьков и «ослепление» эмульсией.

Скорость потока воды (WFL), зарегистрированная в скважине, представляет собой скорость в пространстве (поперечное сечение трубы минус поперечное сечение прибора) вокруг прибора, увеличенную на коэффициент $d_{\text{трубы}}^2 / (d_{\text{трубы}}^2 - d_{\text{прибор}}^2)$, где $d_{\text{трубы}}$ — это внутренний диаметр трубы, а $d_{\text{прибор}}$ — это внешний диаметр прибора. Модель WFL в интерпретации должна включать тот же фактор, хотя эффект значим только для скважин с малым диаметром заканчивания.

Смоделированные значения объемного содержания фаз по методу TRNL могут быть взяты непосредственно из инверсии расхода и представлены в виде значений скорости и объемного содержания фаз.

Из системы промыслового каротажа Flow Scanner единственными каналами, которые должны быть загружены в интерпретацию, являются вычисленные расходы q_w , q_o и q_g , поскольку инструмент интерпретации не используется для расчета значений расхода. Цель запуска механизма интерпретации — запустить глобальную регрессию (см. Раздел «Глобальная регрессия»).

Если скорость потока не была угадана правильно, будет иметь место расхождение между выходными данными модели отклика прибора и фактическими измерениями прибора. Расхождения используются для вычисления ошибки:

$$E = \sum (M_i - m_i)^2, \quad (13-32)$$

где

E = ошибка

M_i = смоделированный отклик прибора в интерпретации

m_i = физическое измерение с помощью прибора в интерпретации.

Увеличение или уменьшение скорости потока отдельных фаз приводит к уменьшению ошибки до минимума. Минимум

является решением и дает значения расхода фаз, соответствующие показаниям прибора.

Весовой коэффициент

Простая ситуация с двухфазным потоком с одним измерением объемного содержания фазы и одной скоростью расходомера обычно находит решение, в котором значения объемного содержания фазы и расходомера могут быть точно согласованы, а функция ошибок стремится к нулю. Но в случае измерения градиоманометром, датчиками объемного содержания воды и расходомером, измеряющим двухфазный поток, обычно невозможно согласовать измерения градиоманометра с датчиками объемного содержания воды. Погрешность или неопределенность, с которой измеряется объемное содержание фазы градиоманометром и датчиками, составляет около 5–10%.

Одна из ключевых задач интерпретатора — определить, какие измерения заслуживают большего доверия. Затем предпочтительным измерениям придается больший вес с модификацией формулы 13-32:

$$E = \sum (M_i - m_i) \times w_i, \quad (13-33)$$

где

w_i = весовой коэффициент, определенный интерпретатором.

Такая простая весовая функция автоматически применяет больший вес к измерениям с большими числами. Например, расходомер, показывающий 10 об/с, а моделируемый при 9 об/с, генерирует возведенный в квадрат сигнал ошибки, равный 1, тогда как показание датчика объемного содержания фазы, равное 1, и моделируемое как 0.9, генерирует сигнал ошибки в квадрате, равный 0.01. Показания плотности дают еще меньшие сигналы ошибки.

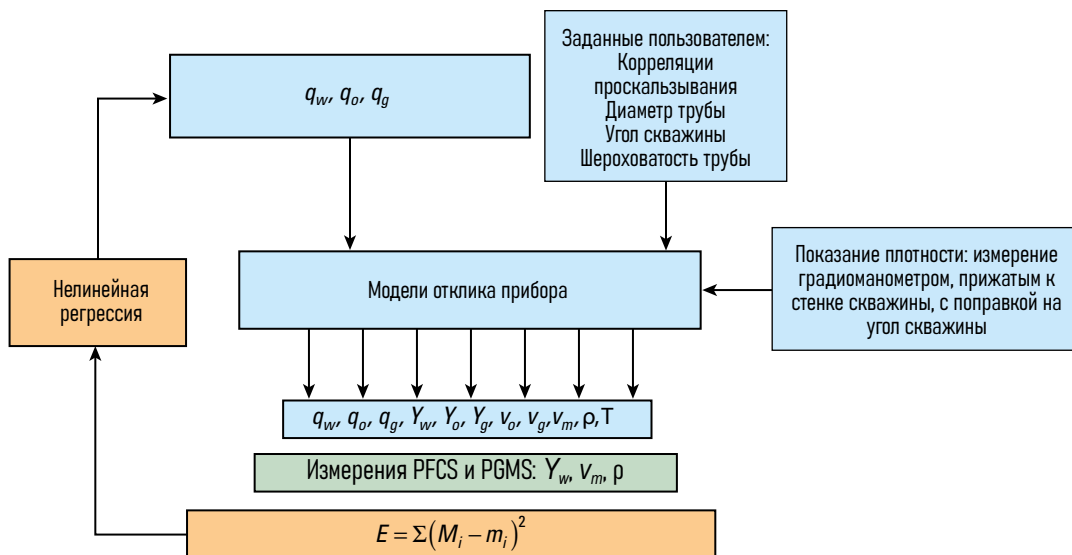


Рис. 13-1. Блок-схема процесса интерпретации.

Некоторые программные пакеты, такие как BorFlow, пытаются автоматически настроить начальное значение w_i таким образом, чтобы свести ошибку к минимуму. Другие программные пакеты, такие как Emerald, используют функцию ошибок в форме

$$E = \sum \left(1 - \frac{M_i}{m_i} \right)^2 \times w_i. \quad (13-34)$$

Весовые функции обычно меняются от верхней до нижней точки записи каротажа. В районе забоя скважины, где может преобладать режим рециркуляции, значение скорости по расходомеру ненадежно, поэтому можно использовать весовую функцию равную 0.1 или 0.01. В верхней части скважины, где скорость смеси приближается к пределам применимости датчиков FloView или превышает их, следует аналогичным образом уменьшить весовой коэффициент по отношению к данным объемного содержания воды.

Весовой коэффициент скорости проскальзывания

Механизм поиска оптимального решения начинается с расхода и посредством применения модели проскальзывания фаз воспроизводит значения объемного содержания фаз и фазовые скорости в скважине. В то время как значениям скорости расходомера и объемного содержания фаз можно присвоить весовой коэффициент в механизме интерпретации, модель скорости проскальзывания обычно рассматривается как абсолютная величина, которую необходимо учитывать. Однако точность корреляции скорости проскальзывания

не заслуживает такой степени уверенности. Современные механизмы интерпретации теперь позволяют некоторую гибкость в отношении скорости проскальзывания, что дает некоторую гибкость для моделирования значения объемного содержания фазы. Программное обеспечение PLATO и Emerald работает таким образом. PLATO, помимо определения режима потока и скорости проскальзывания посредством оптимизации, также позволяет изменять режимы потока (и сопутствующие скорости проскальзывания) с контролируемым переходом между режимами потока.

Локальные минимумы

Из-за наличия множества нелинейных формул внутри корреляций проскальзывания, путь к наименьшей ошибке и глобальному минимуму может проходить через локальный минимум. Процесс интерпретации останавливается на локальном минимуме и дает неправильный ответ (рис. 13-2). Интерпретатор обычно определяет это как плохое схождение интерпретационной модели с данными. Перезапуск механизма интерпретации с другим начальным набором условий может помочь найти глобальный минимум.

Использование корреляции двухфазного потока с учётом скорости дрейфа фаз должно улучшить способность механизма интерпретации находить глобальный минимум, поскольку скачки скорости проскальзывания, связанные с изменением режимов потока, размыты. Однако, за все надо платить, и корреляции двухфазного потока с учётом скорости дрейфа фаз, вероятно, дают менее точные значения скорости проскальзывания.

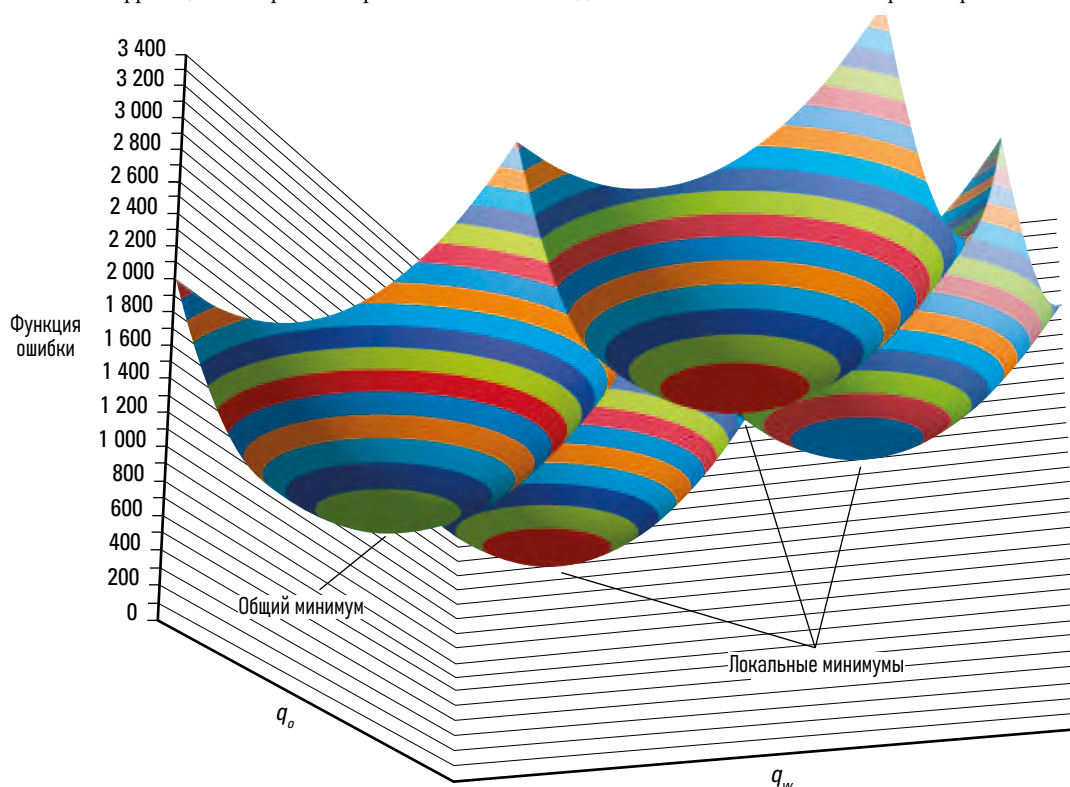


Рис. 13-2. Локальные минимальные ошибки

Гибридный генетический алгоритм

В автоматическом подходе к проблеме локальных минимумов используются генетические алгоритмы (Голдберг, 1989). Перед запуском обычного механизма интерпретации проверяется расширенная серия случайных предположений о расходе, и вычисляется соответствующая ошибка. После того, как было испробовано несколько тысяч предположений, предположение, которое соответствует наименьшей ошибке, вероятно, окажется наиболее близким к глобальному минимуму. Таким образом, механизм интерпретации запускается уже с этого наилучшего предположения и поэтому должен быстро прийти к правильному ответу.

Контроль качества механизма интерпретации

Интерпретатор тратит много времени на настройку параметров внутри механизма интерпретации, чтобы получить хорошее соответствие смоделированного отклика прибора с измеренным откликом прибора. На рис. 13-3 показан простой случай кривой плотности и скорости расходомера в газовой скважине.

Когда измеренные и смоделированные показатели согласуются на всем интервале каротажа, интерпретация согласуется с измерениями. Согласованность считается, конечно же, намного лучше, чем несогласованность, но даже при хорошей

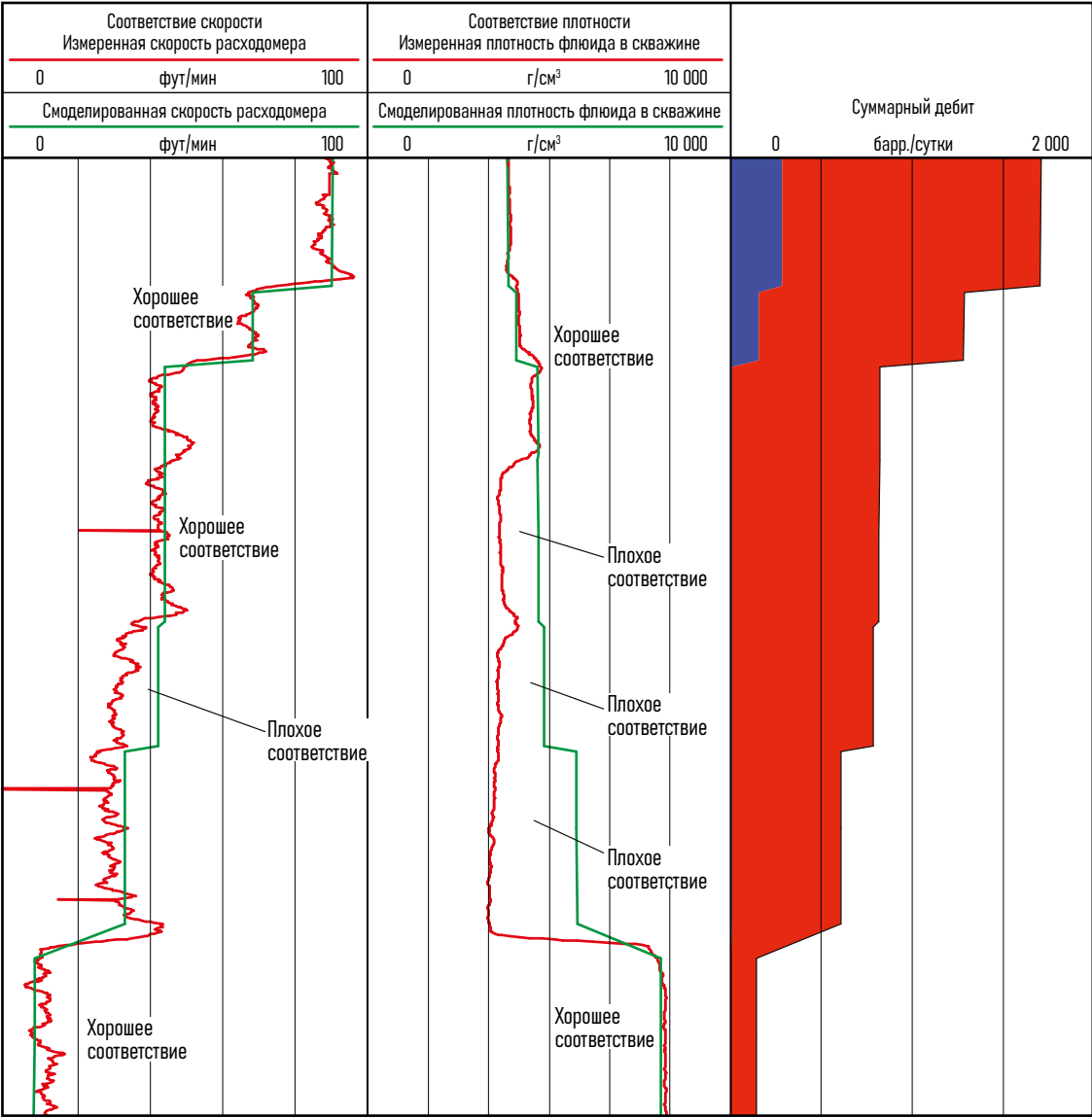


Рис. 13-3. Плохое соответствие скорости расходомера и плотности флюида. (Месторождение Brachfield SE [Cotton Valley], графство Раск, Техас, США, предоставлено компанией Fidelity Exploration & Production Company)

согласованности, если модель отклика прибора неверна или скорости проскальзывания ошибочны, профиль притока все равно может быть неправильным.

В каротаже на рис. 13-3 есть большая область, где модель плотности и измеренная плотность не сходятся. Именно в таких условиях интерпретаторы начинают получать свою зарплату. Причины несоответствия модели могут заключаться в следующем:

- Правильный ли диаметр скважины используется?
- Правильные ли данные инклинометрии?
- Были ли данные плотности откорректированы на угол скважины?
- Были ли использованы корректные данные инклинометрии при корректировке данных плотности?
- Какова вероятность того, что данные плотности были повторно откорректированы на угол скважины?
- Изменяются ли показания плотности? Повторяется ли это от прохода к проходу?
- Стабильна ли скважина? Повторяются ли показания давления от прохода к проходу?
- Правильно ли введены параметры PVT? Верны ли значения плотности воды и газа в скважине?
- Требуется ли небольшой сдвиг показания плотности влево или вправо? (Погрешность плотности, измеренной градиоманометром, может быть значительной).
- Присутствует ли нефть в этой газовой скважине?
- Дает ли корреляция проскальзывания газ-жидкость ошибочную скорость?
- Или причина в чем-либо другом?

В результате проверки внутреннего диаметра скважины, данных инклинометрии и PVT (рис. 13-4), ошибок не было обнаружено. Показания плотности были правильно смоделированы как канал PGMS WFDE. Кривые плотности и

давления хорошо повторялись. Кривая плотности в нижней части интервала исследований соответствовала ожидаемой плотности воды с небольшим содержанием газа; следовательно, никакой сдвиг плотности не может быть оправдан.

Там, где соответствие плотности наихудшее, скорость проскальзывания по модели Дуклера составляла ~ 69 футов/мин (рис. 13-5) (информацию о моделировании см. в главе «Скважинная среда»). Плотность указывает на то, что скважина в основном заполнена газом, но при показании скорости расходомера всего 28 футов/мин, единственный способ получения хорошего соответствия — это наличие отрицательного расхода воды. Вполне ожидаемо, что программа интерпретации не пыталась смоделировать разнонаправленные потоки, что привело к неудовлетворительному согласованию интерпретации.

Можно попробовать альтернативные модели проскальзывания, и те, которые обеспечивают меньшую скорость проскальзывания, позволят сопоставить кривые, но тогда на поверхности будет вычисляться слишком много воды, потому что уменьшенная скорость проскальзывания означает, что больше воды поднимается на поверхность. В этой скважине не было большого количества воды по данным поверхностных замеров.

Что было необходимо, так это модель, которая говорила бы, что на расходомер большее влияние оказывает плотная, медленно движущаяся вода, при относительно слабом воздействии быстрого потока газа низкой плотности. Это объясняется влиянием состава потока смеси на поведение расходомера (Уиттакер, Ленн, и Хаммонд, 2005), называемым *m*-взвешенным откликом расходомера (рис. 13-6). Включение этой модели привело к согласованию измеренных и смоделированных (называемых расчетными на рис. 13-6) результатов.

Большинство интерпретаторов остановятся на этом; однако предполагается, что модель поведения расходомера в зависимости от состава смеси флюидов работает только для пузырькового потока, а модель Дуклера показывала поршневого поток в скважине. В поршневом потоке расходомер

Temperature:	264.222 °F	Deviation:	0 °
Pressure:	2066.33 psia	Roughness:	6E-4
		I.D.:	4 in
Solution GOR :	5.615E+5 cf/bbl	Rs:	498.99 cf/bbl
Total GOR :	N/A	Rsw:	6.648 cf/bbl

	Water	Oil	Gas
Volume factor	1.0563	N/A	0.0095
Viscosity, cp :	0.2957	N/A	0.0174
Density, g/cc :	1.0698	N/A	0.086

Рис. 13-4. Проверка данных PVT, внутреннего диаметра и данных инклинометрии.

сначала реагирует на движущуюся пачку газа, а затем на пачку жидкости, поэтому средняя скорость расходомера является нормальным средневзвешенным значением фазовой скорости газа и воды. Возможно, модель Дуклера ошибочна относительно режима потока. Для этих значений расхода, инклинометрии и размера эксплуатационной колонны на самом деле может быть пузырьковый поток, но в этом случае скорость проскальзывания будет вычисляться по-другому. Просматривая другие модели проскальзывания, можно выявить модель, которая даст пузырьковый поток и аналогичную скорость проскальзывания. Если такая модель проскальзывания будет найдена, тогда

интерпретация будет еще раз проверена с применением данной модели.

Чтобы интерпретатор мог правильно взвесить и сопоставить смоделированные и измеренные кривые, он должен иметь представление о физике измерений прибора и возможных его ошибках, об отклонениях и точности корреляций проскальзывания, а также моделях интерпретации многофазного потока. Без этого понимания ситуация может легко напоминать известное упражнение с участием множества обезьян с пишущими машинками.

Zone: 10 Model: Liquid-Gas ☐ ADF
Correlation: ☒ Dukler ☐ m-weighted spinner response

☒ Qw: 3.4508 B/D Qo: 0 B/D ☒ Qg: 604.295 B/D
Qw s.c.: 3.265 STB/D Qo s.c.: 0 STB/D Qg s.c.: 358.944 Mscf/D
Yw: 0.6117 Yo: 0 Yg: 0.3883
Regime: Slug liquid-gas Slip l-g: 68.7839 ft/min

Matched	Measured	Shift	Calculated	Error %	Fit	Weight	Vpcf
VASPIN, ft/min	28.3014	>	32.808	15.9239	<input checked="" type="checkbox"/> All	1	0.8277
WFDE, g/cc	0.409	>	0.6902	68.7469	<input checked="" type="checkbox"/> All	10	N/A

Рис. 13-5. Дисплей механизма интерпретации.

Zone: 10 Model: Liquid-Gas ☐ ADF
Correlation: ☒ Dukler ☒ m-weighted spinner response

☒ Qw: 102.356 B/D Qo: 0 B/D ☒ Qg: 1248.95 B/D
Qw s.c.: 96.8441 STB/D Qo s.c.: 0 STB/D Qg s.c.: 742.46 Mscf/D
Yw: 0.3261 Yo: 0 Yg: 0.6739
Regime: Slug liquid-gas Slip l-g: 68.7839 ft/min

Matched	Measured	Shift	Calculated	Error %	Fit	Weight	Vpcf
VASPIN, ft/min	28.3014	>	28.3014	0	<input checked="" type="checkbox"/> All	1	0.8277
WFDE, g/cc	0.409	>	0.409	0	<input checked="" type="checkbox"/> All	10	N/A

Рис. 13-6. Механизм интерпретации с активированной опцией влияния состава потока смеси на поведение расходомера

Скважинные сепараторы и корректировка плотности

Поскольку механизм интерпретации пытается найти наименьшую ошибку совпадения на каждой глубине (или стабильном интервале) в скважине, ответ, вычисленный в зоне n , может быть несовместим с зоной $n + 1$. Одним из примеров этого является скважинный сепаратор. Это такой

продуктивный интервал, который может показывать странную картину: он производит и принимает флюид одновременно. Для механизма интерпретации достаточно совпадения выше и ниже работающего интервала, однако это недостаточно продвигает анализ. Пример этого эффекта показан на рис. 13-7.

Рассмотрение плотности выше 5400 футов показывает, что при интерпретации игнорируется плотность и используется только значение объемного содержания воды. Возможно,

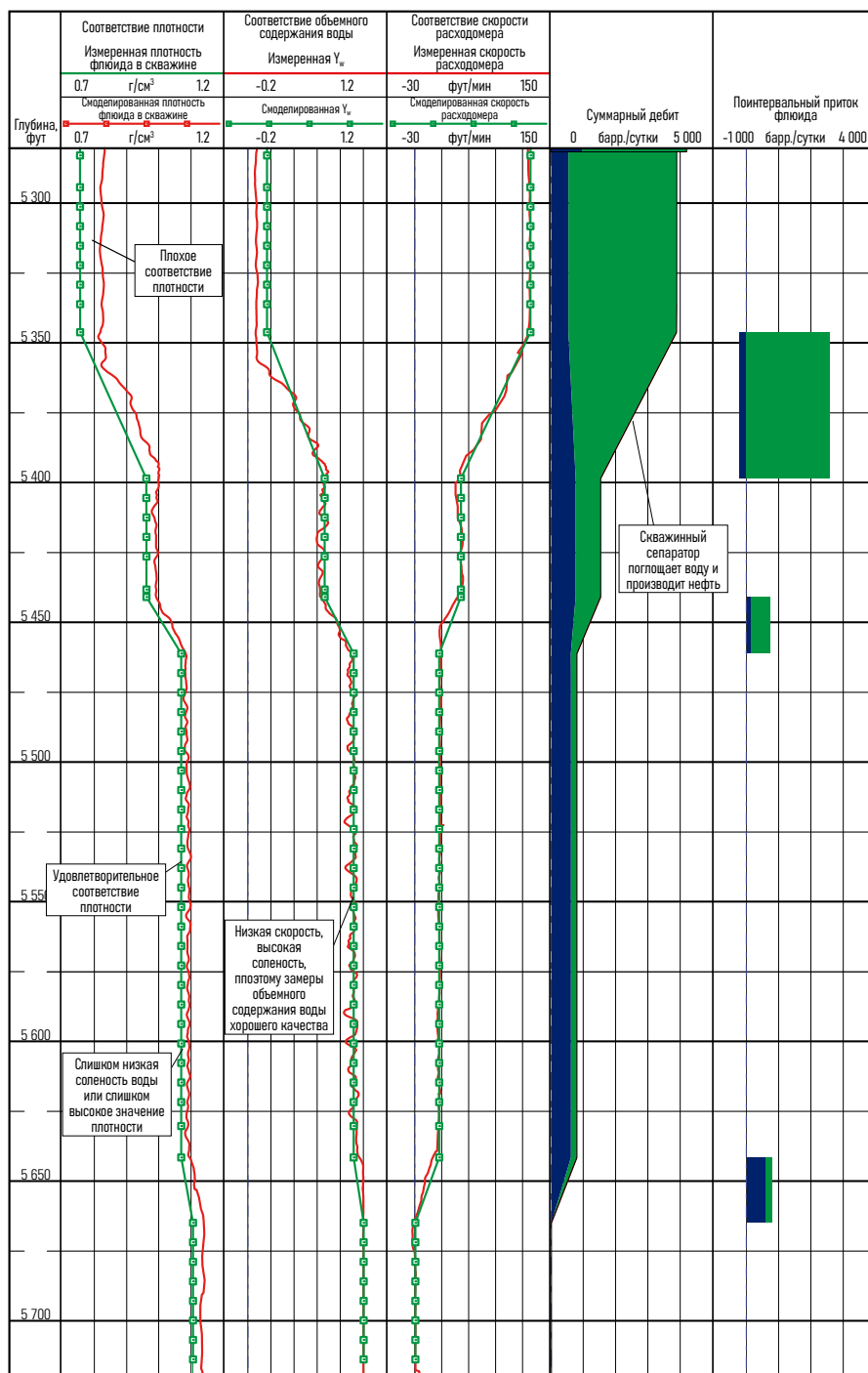


Рис. 13-7. Эффект псевдосепаратора в начале интерпретации.

верхняя перфорация создает эффект растягивания / деформации пузырьков внутри пласта, и, хотя скорость пузырьков ниже 1 м/с, могут ли датчики объемного содержания воды пропускать (не улавливать) мимо себя большое количество пузырьков воды? В качестве первого шага, попробуем отключить использование значений объемного содержания воды для интервала верхней перфорации в механизме интерпретации.

Следующий шаг — посмотреть на нижнюю часть каротажа и выявить, что плотность воды не совпадает на глубине 5680 футов. Поскольку она находится в нижней части интервала исследований, то там может присутствовать жидкость заканчивания с высокой плотностью, или присутствует ошибка в значении солёности воды, или требуется корректировка плотности, или любая комбинация этих трех вариантов. Опытный интерпретатор

знает, как противостоять желанию откалибровать расходомер и значения плотности в зумпфе скважины.

Доступно другое измерение плотности. В стабильной скважине давление может быть дифференцировано по глубине для получения плотности по градиенту давления (dp/dZ , мнемонику можно обозначить как DPDZ; рис. 13-8). Поскольку погрешности манометра имеют тенденцию быть постоянными при небольших изменениях давления и температуры, полученная плотность довольно точна, хотя разрешение по глубине относительно низкое. Подгрузка плотности DPDZ в интерпретацию показывает, что смоделированная плотность воды должна быть выше. Увеличение солёности воды с 195000 до 220000 ч/млн обеспечивает хорошее соответствие между плотностью DPDZ и значением объемного содержания воды по датчикам FloView.

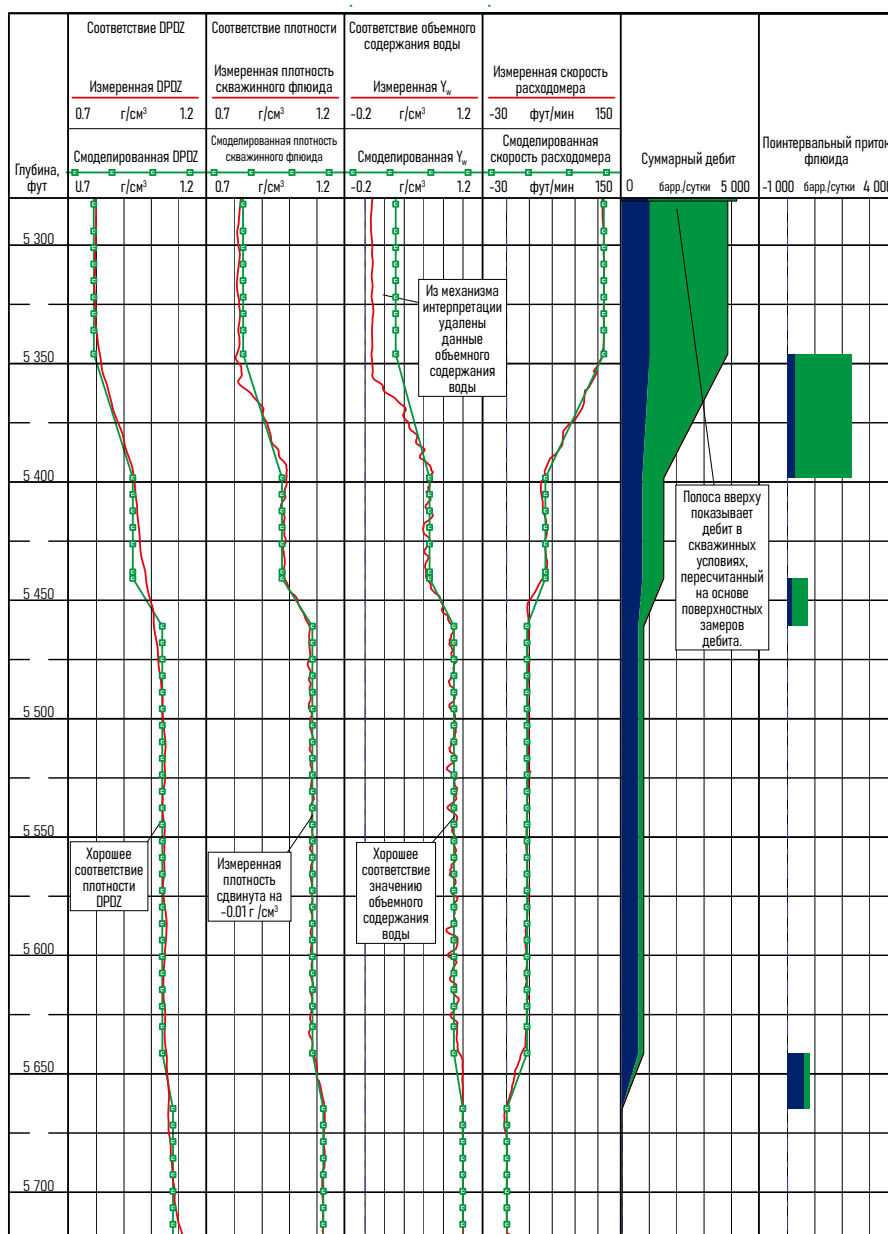


Рис. 13-8. Эффект псевдосепаратора в конце интерпретации.

Однако, значение плотности по замерам градиоманометра все еще выше примерно на 0.01 г/см^3 . Заявленная точность измерения градиоманометром в этих условиях составляет 0.02 г/см^3 ; следовательно, измерение градиоманометра сдвинуто на -0.01 г/см^3 . Отмечается небольшая разница в результатах, потому что кривая «измеренной плотности скважинного флюида» скорректирована на угол скважины, а кривая DPDZ — нет.

Плотность нефти в скважине была рассчитана на основе базовой PVT-корреляции "Standing" (информацию о PVT-корреляциях см. в главе «PVT для промыслового каротажа»). Погрешность

при этом должна составлять $> 10\%$ в вычисленной плотности нефти; однако в такой скважине рассчитанная плотность нефти должна быть близкой к истине, поскольку измерения объемного содержания фаз и плотности хорошо согласуются.

Пробка была установлена для изоляции самого нижнего интервала перфораций, и профиль притока на рис. 13-9 был записан годом позже. Несмотря на то, что один источник поступления воды был изолирован пробкой, его место занял другой. Контроль притока воды — это защитная тактика в войне, которую в конечном итоге можно только проиграть.

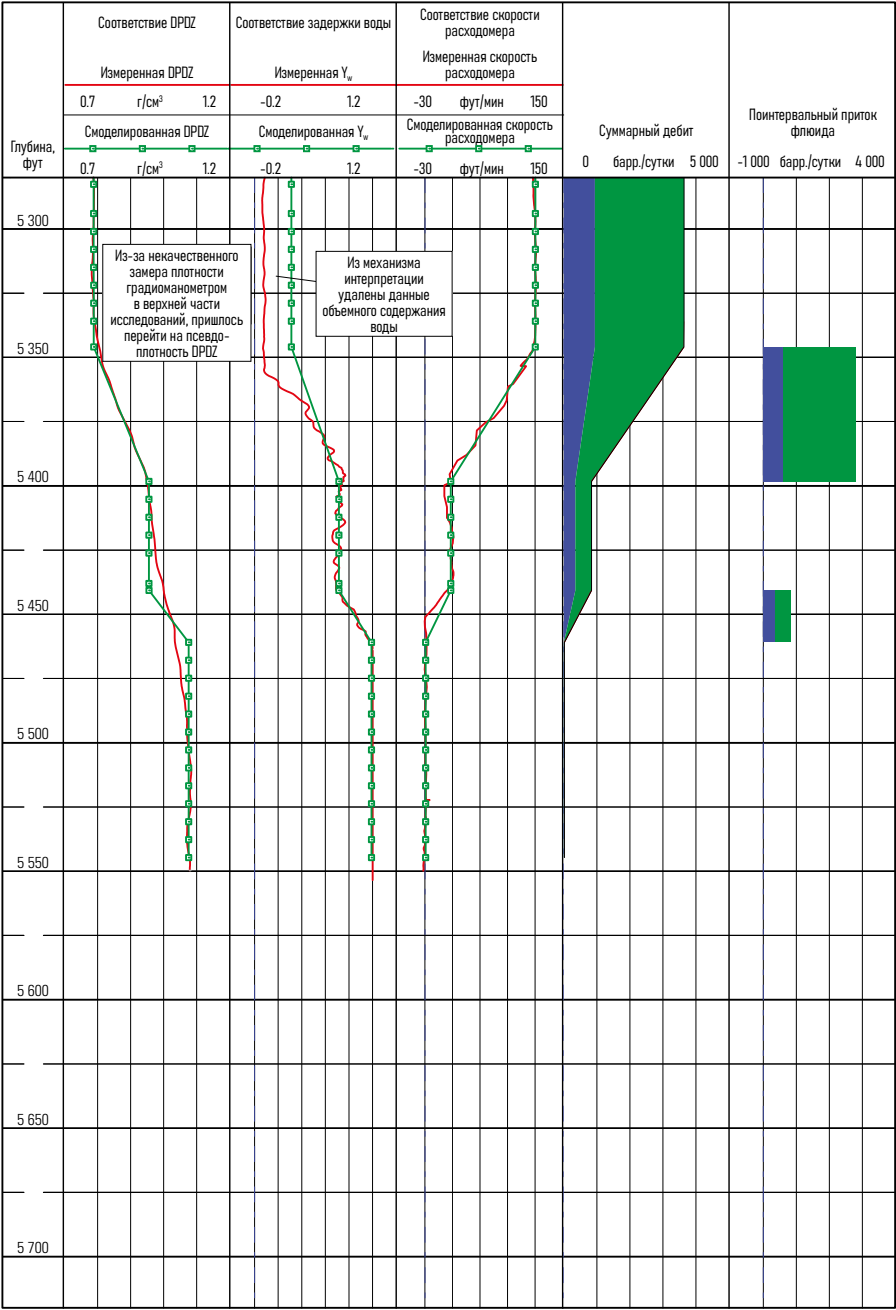


Рис. 13-9. Скважина на рис. 13-7 и 13-8 через год после РИР (ремонтно-изоляционных работ)

Глобальная регрессия

Хотя петрофизические механизмы интерпретации могут выбрать решение с наименьшей ошибкой на каждой глубине, для промыслового каротажа складывается другая ситуация; на каждой глубине измеренный расход представляет собой сумму всех расходов из более глубоких точек. Вычисленные расходы на глубине x должны соответствовать вычисленным расходам на глубине $x + 1$.

При отсутствии зон перетока или поглощения хорошим условием является то, что все дебиты должны монотонно увеличиваться вверх по направлению к устью скважины. Это приводит к изменению формулы 13-34 на более сложную 13-35 на рис. 13-10, тем самым налагая ограничения на признак дифференциала первого порядка расхода по глубине и вводя новый член для глобальной ошибки (E_{global}).

Вычисление и оптимизация ошибки глобальной регрессии требует большей работы ЦП, чем простая оптимизация

Стабильный интервал 1	$E_1 = \sum \left(1 - \frac{M_i}{m_i} \right)^2 \times w_i$
$dq_w > 0, dq_o > 0, dq_g > 0$	+
Стабильный интервал 2	$E_2 = \sum \left(1 - \frac{M_i}{m_i} \right)^2 \times w_i$
$dq_w > 0, dq_o > 0, dq_g > 0$	+
Стабильный интервал ...	$E_{\dots} = \sum \left(1 - \frac{M_i}{m_i} \right)^2 \times w_i$
$dq_w > 0, dq_o > 0, dq_g > 0$	+
Стабильный интервал n	$E_n = \sum \left(1 - \frac{M_i}{m_i} \right)^2 \times w_i$
	=
	$E_{\text{global}} = \sum_{i=1}^{i=n} E_i. \quad (13-35)$

Рис. 13-10. Глобальная регрессия для получения формулы 13-35.

механизма интерпретации один раз на каждой глубине, но все еще находится в пределах возможностей довольно простых настольных компьютеров. Однако, если длину стабильных интервалов уменьшать до тех пор, пока они не совпадут с частотой дискретизации измерений прибора промыслового каротажа, то вычислительная задача становится нетривиальной и требует использования быстрых компьютеров и эффективного кода. Интерпретация температуры с детализированной глобальной регрессией стимулирует разработку кода в этом направлении.

Зоны псевдо-поглощения

Концепция «зоны поглощения» настолько сильна, что является первым объяснением, к которому стремятся многие аналитики, когда сталкиваются со скоростью, которая начинает уменьшаться, а не постоянно увеличиваться.

Для существования зоны поглощения пластовое давление должно быть ниже, чем давление в стволе скважины, таким образом создавая поток из ствола скважины в пласт. Когда скважина закрыта, давление в стволе скважины повышается, увеличивая разницу давлений с зоной поглощения и, следовательно, увеличивая скорость потока в зону поглощения. Следовательно, любое выявление зоны поглощения в работающей скважине должно подтверждаться проверкой данных, полученных во время исследований в остановленной скважине, когда зона поглощения должна проявляться с большей интенсивностью. Однако большинство зон поглощения исчезают после остановки скважины. Почему так происходит?

Приборы для промыслового каротажа не измеряют скорость потока. Расходомер измеряет количество оборотов в секунду, которые преобразуются в кажущуюся скорость, которая затем становится скоростью смеси и, наконец, с добавлением площади поперечного сечения потока пересчитываются в расход флюида. Для данного расхода скорость смеси уменьшается, если площадь увеличивается. Кажущиеся зоны поглощения, в которых поток флюида поглощается продуктивным интервалом, вероятно, являются случаями увеличенного поперечного сечения потока через плохо зацементированное затрубное пространство, например.

Первый пример на рис. 13-11 довольно типичен. 7-дюймовый хвостовик имеет номинальный внутренний диаметр 6.264 дюйма. В точке X800 футов расходомер 40 футов/мин дает дебит, равный:

$$\begin{aligned}
 q &= 1.4 v_{\text{app}} F_{\text{vpc}} d_{\text{pipe internal}}^2 \\
 &= 1.4 \times 40 \times F_{\text{vpc}} \times 6.264^2 \\
 &= 1\,980 \text{ барр./сутки}, \quad (13-36)
 \end{aligned}$$

где

- q = дебит, барр./сутки
- v_{app} = кажущаяся скорость, фут/мин
- F_{vpc} = поправочный коэффициент расходомера (использовалось стандартное значение)
- $d_{\text{pipe internal}}$ = внутренний диаметр трубы, дюйм.

Такая же скорость наблюдается в точке X640 футов, предполагая, что падение скорости до 20 футов/мин в точке X670 футов происходит из-за увеличения эффективного диаметра. Предполагая, что скорость потока сохраняется, затрубное пространство является кольцевым, и одинаковая скорость имеет место как в эксплуатационной колонне, так и в затрубном пространстве, можно записать следующую формулу:

$$q = 1,4v_{app}F_{vpc} \left[d_{\text{pipe}_{\text{internal}}}^2 + (d_{\text{annulus}}^2 - d_{\text{pipe}_{\text{external}}}^2) \right], \quad (13-37)$$

где

d_{annulus} = неизвестный диаметр кольцевого пространства, дюйм

$d_{\text{pipe}_{\text{external}}}$ = внешний диаметр трубы, дюйм

Решение d_{annulus} дает

$$\begin{aligned} d_{\text{annulus}} &= \sqrt{\frac{q}{1,4v_{app}F_{vpc}} - d_{\text{pipe}_{\text{internal}}}^2 + d_{\text{pipe}_{\text{external}}}^2} \\ &= \sqrt{\frac{1980}{1,4 \times 20 \times 0,9} - 6,264^2 + 7^2} \\ &= 9,40 \text{ дюймов.} \end{aligned} \quad (13-38)$$

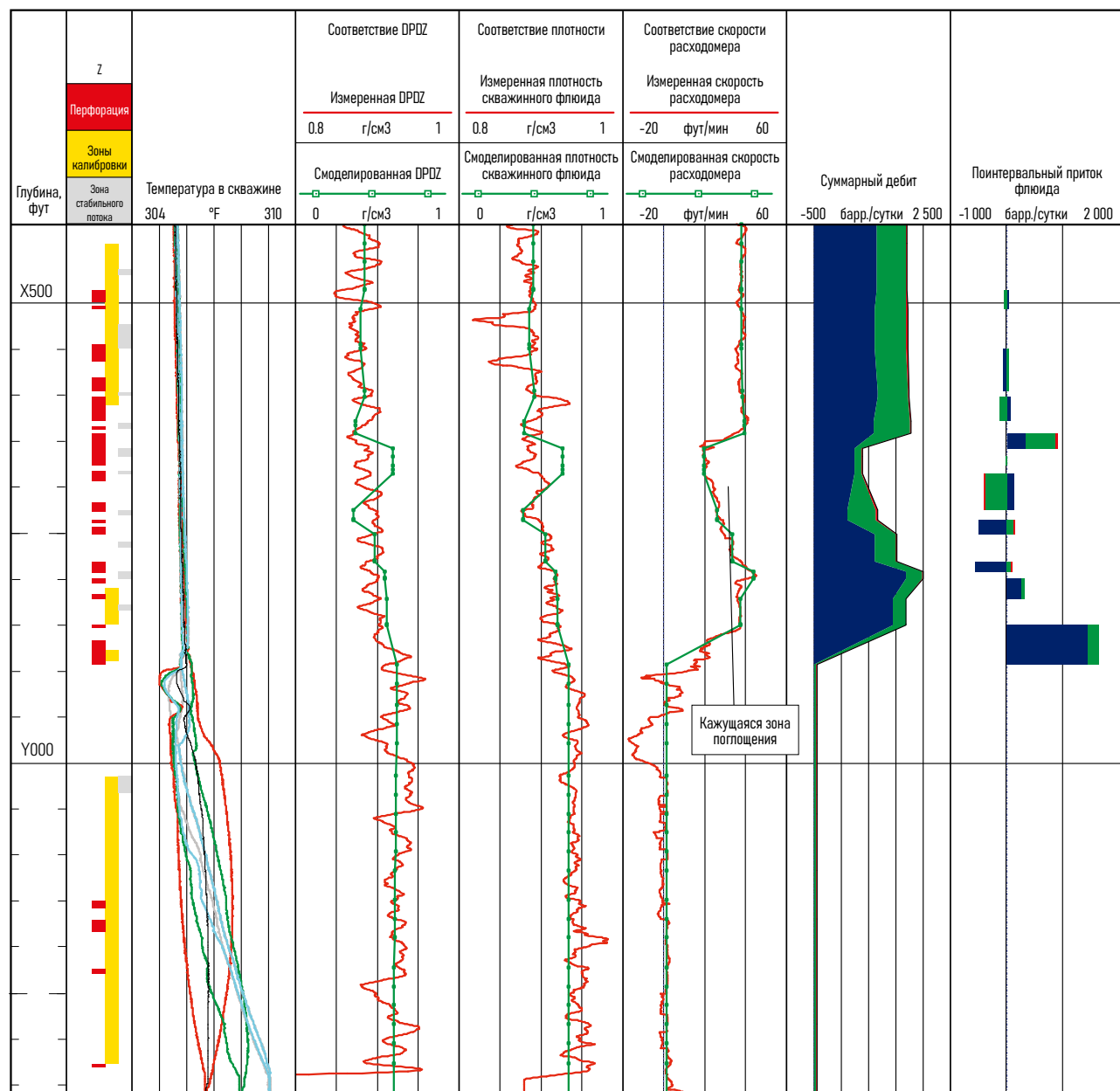


Рис. 13-11. Зона псевдо-поглощения.

Примечание 13В. Пояснение к примеру о зонах псевдо-поглощения на рис. 13-11 и 13-12

В данной очень глубокой скважине движение прибора довольно неустойчиво из-за эластичности каротажного кабеля. Это приводит к помехам измерения скорости вращения расходомера, псевдо-плотности по градиенту давления, и к помехам измерения плотности градиоманометром в результате воздействия колебаний на прибор.

Температурные кривые показывают плохую повторяемость ниже точки притока флюида, поскольку тепловая постоянная времени температурного сенсора подвержена влиянию направления и скорости каротажа.

Следовательно, затрубное пространство кажется примерно на 1 дюйм больше, чем размер долота, использованного для бурения скважины, что является вполне реалистичной ситуацией. Игнорирование зоны поглощения приводит к профилю притока, показанному на рис. 13-12.

На втором примере на рис. 13-13 инженер-разработчик будет еще больше расстроен, так как теперь в газовой скважине, похоже, присутствует цепочка истощенных слоев.

Каротаж на рис. 13-13 показывает незначительный приток с глубины ниже 6555 м, при этом основной интервал поступления газа на 6550 м сопровождается тепловым эффектом Джоуля-Томсона (из-за повышенного пластового давления). В интервале

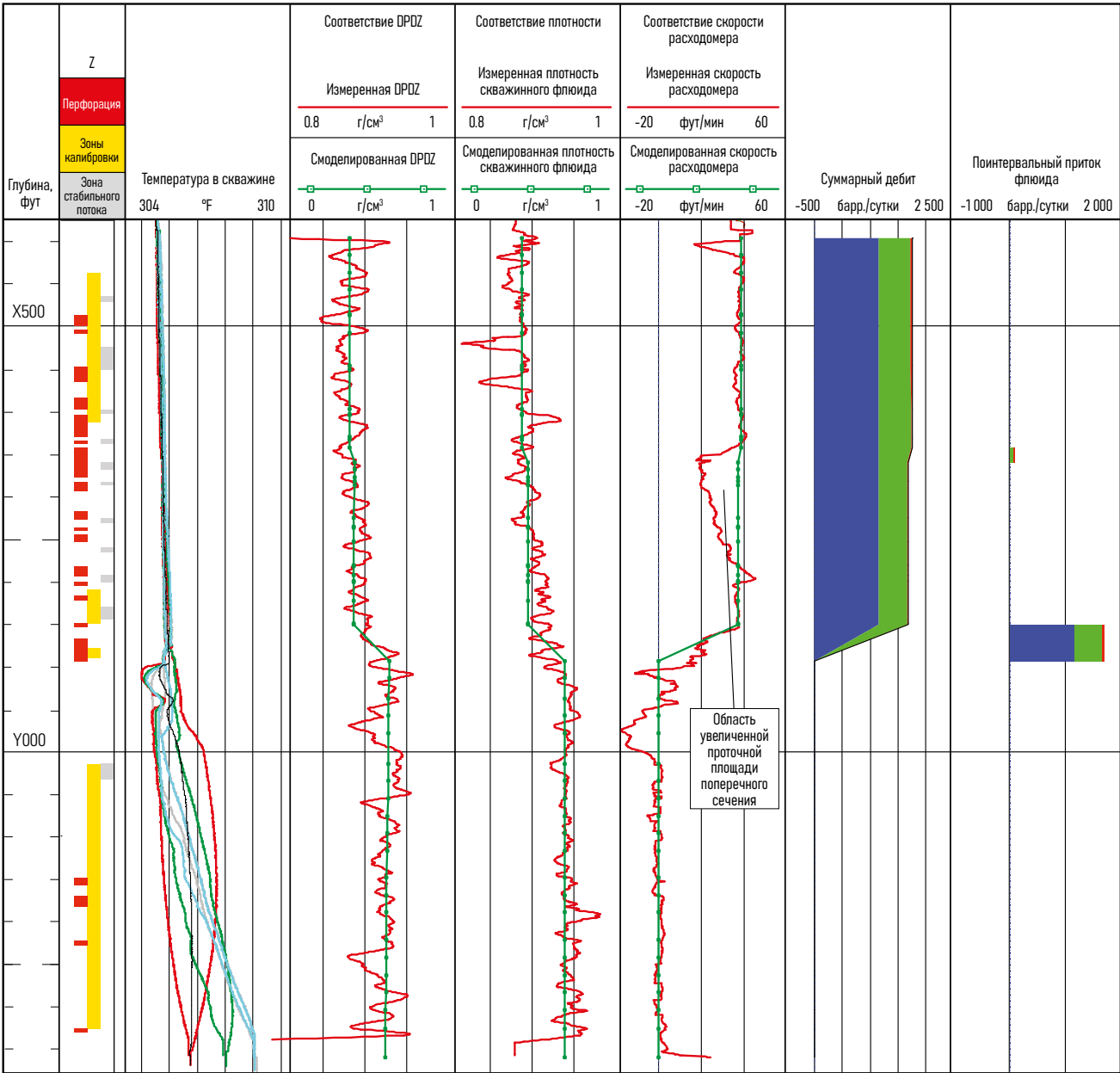


Рис. 13-12. Пример зоны псевдо-поглощения после корректировки интерпретации.

с 6 430 м до верхней перфорации, по-видимому, существует ряд зон поглощения.

Внимательный анализ каротажа показывает, что большинство резких изменений скорости расходомера происходит в самом верху или в самом низу интервала перфораций. Такое поведение характерно для потока в затрубное пространство обсадной колонны и из него.

Примечание 13С Эффекты Джоуля-Томсона

Газовые скважины при пластовом давлении ниже примерно 5000 psi демонстрируют обычно ожидаемый охлаждающий эффект Джоуля-Томсона. Но увеличение пластового давления выше 7000 psi обычно приводит к тепловому эффекту Джоуля-Томсона.

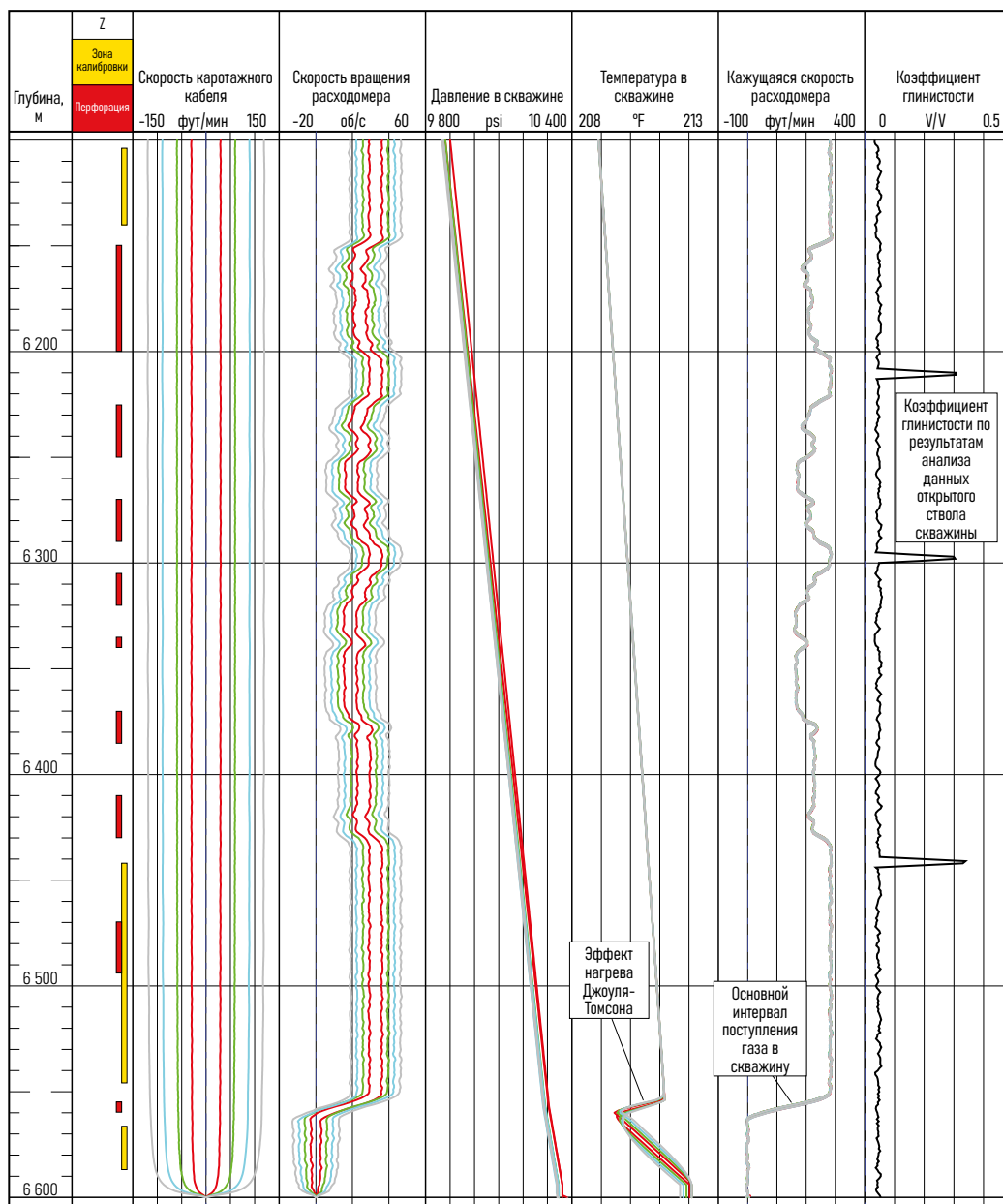


Рис. 13-13. Зоны псевдо-поглощения в газовой скважине.

Данные, полученные во время исследований в остановленной скважине, представленные на рис. 13-14, подтверждают отсутствие зон пониженного давления; однако данные расходомеров демонстрируют необычную антикорреляцию, известную старшему поколению как эффект «Мэй Уэст», между

данными расходомеров, полученных на проходках вверх и вниз. Когда расходомер откалиброван, можно увидеть, что линия отклика расходомера изменяется в диапазоне от 0.103 об/фут/мин до 0.115 об/фут/мин (рис. 13-15). Градиент давления указывает на однородность содержимого ствола скважины. Что меняется,

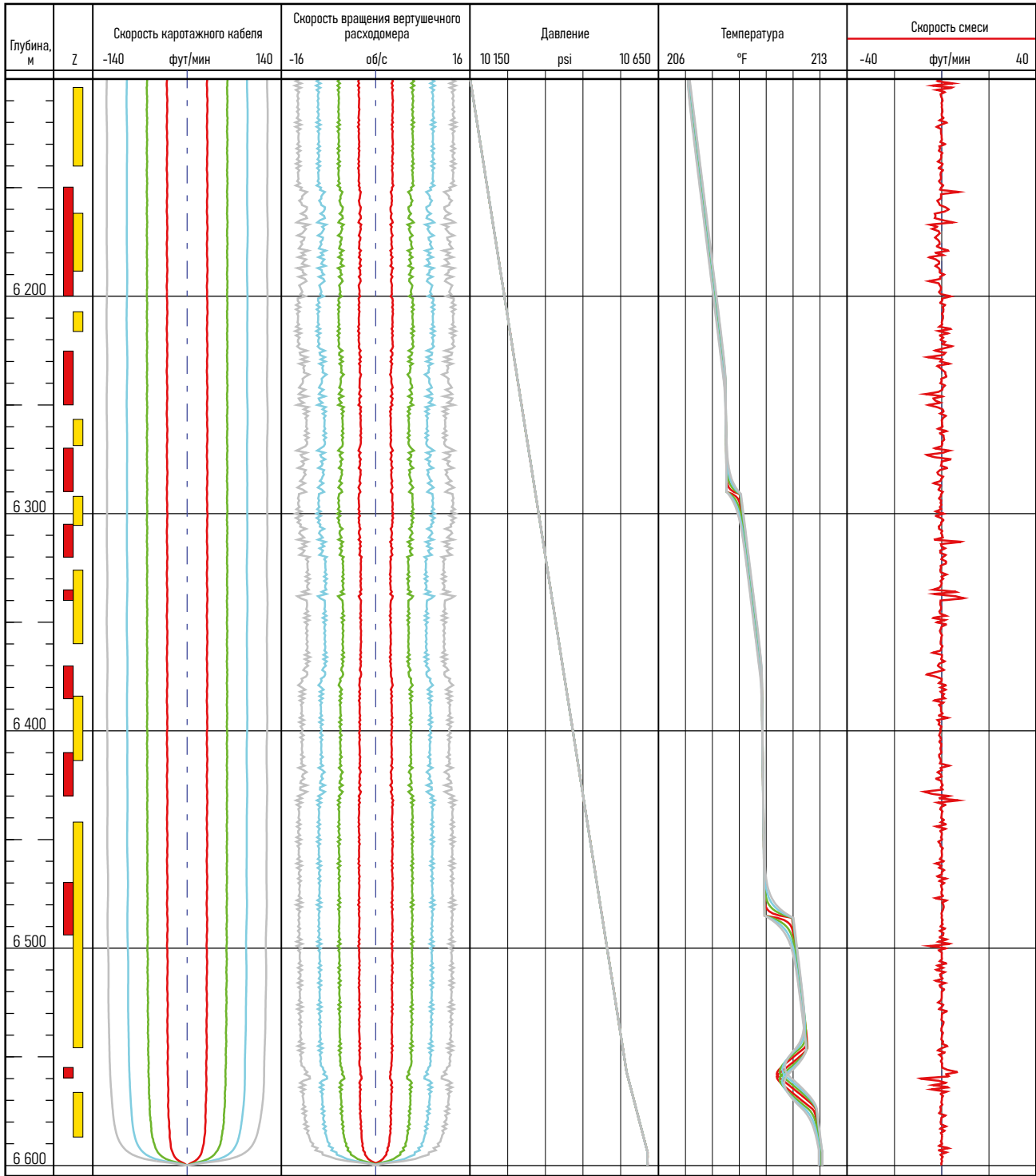


Рис. 13-14. Исследование в остановленной газовой скважине, представленной на рис. 13-13

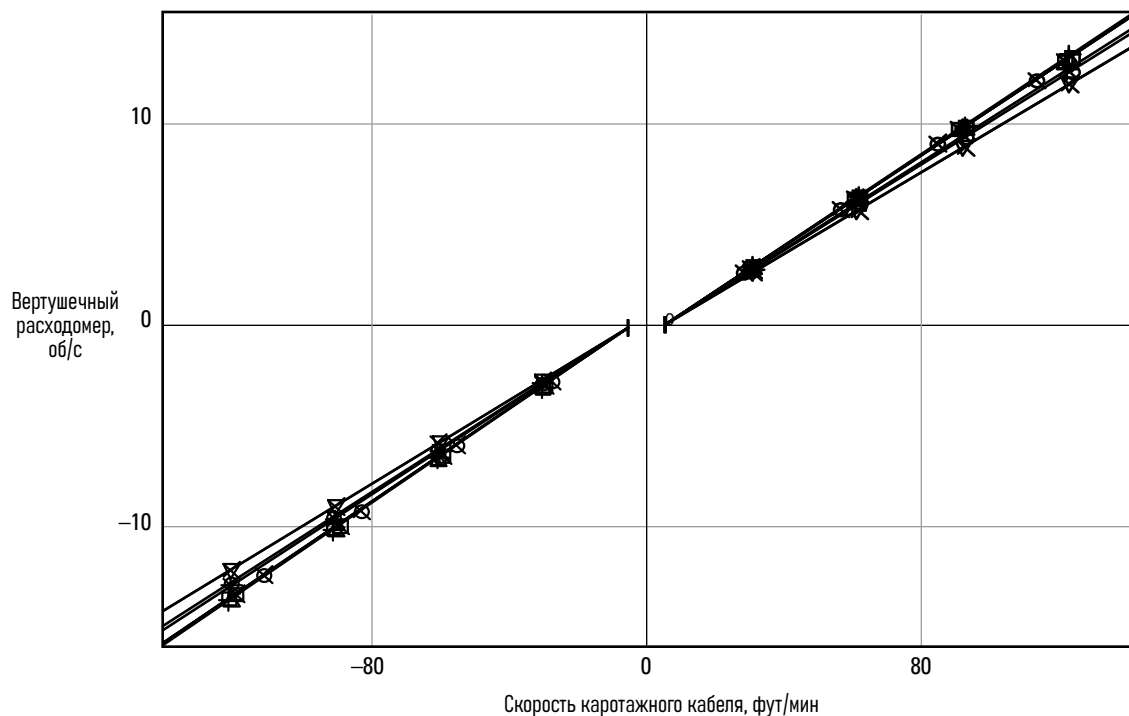
так это эффективная площадь поперечного сечения, и это создает серию различных калибровочных линий отклика расходомера с кажущейся скоростью расходомера, близкой к нулю.

Ситуация еще больше усложнилась, когда были подняты данные каротажа об оценке качества цементирования, которые показали хороший цемент в интервале интереса. Однако, кислотная обработка скважины была выполнена после проведения данного каротажа и, по всей видимости, привела к разрушению цементного кольца.

Интересно отметить, что на кривой коэффициента глинистости (V_{sh}), полученной при исследованиях в открытом

стволе скважины, представленной на рис. 13-13, отмечаются небольшие интервалы со значительным содержанием глин в породе, что, в свою очередь, могло привести к дополнительному уплотнению заколонного пространства, данное предположение коррелируется с данными расходомерии — отмечается возврат газа из заколонного во внутритрубное пространство перед интервалами глин.

В результате таких условий в этой скважине подавляющая часть притока отмечается только на одной глубине 6550 м.



Порог / пересечение: 0.5

Зона калибровки, м	Линия отклика расходомера (+)	Линия отклика расходомера (-)	Точка пересечения (+), фут/мин	Точка пересечения (-), фут/мин	Разница между точками пересечения, фут/мин
□ 6103.9–6140.1	0.115	0.115	5.00	-5.00	10.00
○ 6161.8–6188.4	0.108	0.108	5.00	-5.00	10.00
+ 6207.1–6216.2	0.115	0.115	5.00	-5.00	10.00
× 6256.6–6268.7	0.103	0.103	5.00	-5.00	10.00
△ 6292.1–6305.4	0.115	0.115	5.00	-5.00	10.00
▽ 6326.0–6359.9	0.103	0.103	5.00	-5.00	10.00
* 6384.0–6413.6	0.115	0.110	5.00	-5.00	10.00
⊠ 6442.0–6545.8	0.115	0.115	5.00	-5.00	10.00
⊗ 6566.3–6586.9	0.115	0.115	5.00	-5.00	10.00

Рис. 13-15. Калибровка расходомера в остановленной газовой скважине (газовая скважина, представленная на рис. 13-14)

Механизм интерпретации и горизонтальные скважины

Механизмы интерпретации применимы к горизонтальным скважинам, если корреляции проскальзывания и модели приборов соответствуют горизонтальным условиям. Однако, стандартные корреляции проскальзывания и модели приборов часто не удовлетворяют горизонтальным условиям, поэтому интерпретатор должен обращать больше внимания на контроль весовых коэффициентов в процессе анализа данных. Например, кривая псевдо-плотности (градиент давления), записанная при угле скважины в 80° , будет включена в механизм интерпретации, несмотря на отсутствие какой-либо полезной информации, если интерпретатор не отключит ее принудительно.

Сегрегированный или стратифицированный поток обычно означает, что центрированная (относительно поперечного сечения трубы) скорость расходомера определяется только одной фазой. При значении объемного содержания воды, равной 90%, расходомер даст отклик по скорости воды, но механизм интерпретации полагает, что это скорость смеси нефти и воды. В некоторых пакетах интерпретации скорость расходомера может быть экспортирована, а затем импортирована обратно как непрерывное измерение скорости воды.

Ряд корреляций проскальзывания был разработан для использования в вертикальных трубах и расширен для работы в трубах с умеренным наклоном. Такие модели показывают произвольные скорости проскальзывания при использовании в горизонтальных скважинах. Интерпретатор должен проверить, действительно ли можно применять ту или иную корреляцию проскальзывания в данном случае. По-прежнему доступно очень мало корреляций для случаев горизонтального проскальзывания, и интерпретатор может решить продолжить работать без какой-либо корреляции вообще или задать значения скорости проскальзывания фаз на основе опыта и разумных предположений.

Из-за избыточности измерений в современной компоновке приборов для исследований в горизонтальных скважинах, происходит дублирование имен каналов. Значение Y_w может быть получено с помощью данных измерений объемного содержания фазы с прибора RSTPro (метод TPHL) или датчика FloView; значение y_w может быть получено с помощью прибора RSTPro (метод активации кислорода — WFL) или с помощью измерений мини-расходомеров в потоке воды. Интерпретатору рекомендуется использовать информативные и отличительные имена каналов, такие как V_w_WFL , V_w_FSI , V_w_SPIN , Y_w_TPHL и Y_w_PFCs .

Интерпретация температуры

Тепловой поток от ядра Земли к поверхности Земли составляет от 60 до 100 мВт/м². Поскольку осадочные породы имеют конечную теплопроводность, существует температурный градиент от более глубоких к более мелким участкам. Типичные геотермические градиенты находятся в диапазоне примерно от 1.5 до 3.0°F/100 футов [0.8–1.7°C/30 м]. Поскольку разные

породы могут иметь разные значения теплопроводности, наклон геотермальной температуры может коррелировать с литологией. Скважины не всегда имеют постоянный угол отклонения от вертикали, и изменения траектории скважины также изменяют крутизну градиента температуры. Тем не менее, при интерпретации температуры промыслового каротажа практикой является предположение, что температурный градиент представляет собой прямую линию (которая иногда корректируется с учетом изменений угла наклона скважины).

Отклонения температуры в стволе скважины от геотермального температурного градиента содержат информацию о движении флюида в скважине. Эти отклонения от геотермальных условий могут быть небольшими и обычно меньше показателя погрешности (но не разрешающей способности прибора), с которой измеряется температура в стволе скважины. Из предыдущих утверждений следует, что

- точное знание геотермальной температуры имеет решающее значение для интерпретации температуры
- температурный каротаж необходимо сместить для исправления погрешности измерения или, что чаще всего, необходимо сместить геотермальную температуру, чтобы она соответствовала зарегистрированным температурным данным.

Геотермальная температура

Когда скважина закрыта, при отсутствии перетока температура в конечном итоге возвращается к геотермальному равновесию. Необходимые для этого временные рамки зависят от сложных геометрических параметров и параметров пласта. Обычно периода закрытия непосредственно перед геофизическими исследованиями недостаточно для установления равновесия.

К счастью, температура на забое скважины, ниже интервалов перфорации, должна быть близкой к геотермальной. К сожалению, при большинстве геофизических исследований расходомер практически не опускают ниже нижних интервалов перфорации, чтобы избежать повреждения датчика из-за неизвестных факторов в зумпфе скважины, таким образом, редко случается, что датчик температуры зарегистрирован в однозначно геотермальных условиях.

Выше верхнего интервала перфорации геотермическое равновесие устанавливается быстрее после закрытия скважины, чем в самом пласте, но этого может быть недостаточно для временных масштабов промыслового каротажа. Постоянный мониторинг температуры с помощью системы распределенного измерения температуры (DTS) имеет преимущество перед промысловым каротажом при определении геотермальной температуры из-за возможности сбора данных после длительных периодов простоя, вызванных незапланированными остановками скважины.

Коэффициент теплопотерь

Разница между температурой ствола скважины и геотермальной температурой вызывает тепловой поток от одного к другому. Теоретически коэффициент теплопотерь можно вычислить по первым принципам, и на основе числа Рейнольдса, теплоемкости

и теплопроводности скважинных флюидов можно рассчитать температурный градиент, если таковой имеется, по стволу скважины. Теплопроводность НКТ или обсадной колонны можно предсказать на основе элементарной геометрии и стандартных таблиц теплопроводности. Наличие затрубного пространства усложняет расчеты, так как достаточно большое затрубное пространство подвержено дополнительным конвективным тепловым потокам, а в заполненном газом затрубном пространстве отмечаются немалые радиационные тепловые потоки. Необходимо учитывать теплопроводность цементного кольца, и, наконец, матрицу пласта следует рассматривать не как теплоотвод с фиксированной температурой, а как коллектор тепла, который медленно реагирует на изменения температуры в стволе скважины. Даже при наличии всей этой информации должна быть известна предыдущая тепловая история скважины, точно так же, как и при испытании скважины необходимо знать историю добычи. Обычно интерпретатор не имеет достаточно информации для точного расчета коэффициента теплопотери. Более удобный подход заключается в использовании единого коэффициента теплопотерь (при условии, что параметры заканчивания не изменяются в интересующем интервале), который настраивается таким образом, чтобы соответствовать возвращению температуры к геотермическим условиям на длинных участках глухой трубы между интервалами перфораций.

Формула тепловой функции

Формула тепловой функции или тепла (h):

$$h_{ae} = h_{be} + h_{oe}, \quad (13-39)$$

$$h_{ae} = (q_{w_{ae}} C_{w_{ae}} \rho_{w_{ae}} + q_{o_{ae}} C_{o_{ae}} \rho_{o_{ae}} + q_{g_{ae}} C_{g_{ae}} \rho_{g_{ae}}) T_{ae}, \quad (13-40)$$

$$h_{be} = (q_{w_{be}} C_{w_{be}} \rho_{w_{be}} + q_{o_{be}} C_{o_{be}} \rho_{o_{be}} + q_{g_{be}} C_{g_{be}} \rho_{g_{be}}) T_{be}, \quad (13-41)$$

$$h_{oe} = (q_{w_{oe}} C_{w_{oe}} \rho_{w_{oe}} + q_{o_{oe}} C_{o_{oe}} \rho_{o_{oe}} + q_{g_{oe}} C_{g_{oe}} \rho_{g_{oe}}) T_{oe}, \quad (13-42)$$

где

C_w = теплоемкость воды

C_o = теплоемкость нефти

C_g = теплоемкость газа

ρ_w = плотность воды в скважинных условиях

ρ_o = плотность нефти в скважинных условиях

ρ_g = плотность газа в скважинных условиях

T = абсолютная температура

а нижние индексы обозначают следующее:

a_e = выше интервала притока

b_e = ниже интервала притока

o_e = напротив интервала притока.

Полная формула для h должна включать в себя также составляющую давления и объема; однако для всех практических целей интерпретации температуры термины механической работы могут не учитываться при перемешивании в стволе скважины.

Влияние перепада давления и температуры

Температуру выше и ниже любого интервала притока можно легко измерить, и можно предположить, что температура любого интервала притока соответствует геотермальной температуре этой

глубины до тех пор, пока не будет значительного изменения давления от пласта к стволу скважины. По мере увеличения перепада давления интервалы притока газа подвергаются охлаждению Джоуля-Томсона (формула 13-43), а интервалы притока жидкости нагреваются (формула 13-44).

Охлаждение Джоуля-Томсона обычно наблюдается для газовых коллекторов низкого давления (менее 5000 psi), а нагревание наблюдается в случае коллекторов высокого давления (более 7000 psi) по мере изменения значения dz/dT :

$$\Delta T = \frac{V_M T}{C_p} \left(\frac{dz}{dT} \right)_p \Delta p, \quad (13-43)$$

где

ΔT = изменение температуры

V_M = объем одной единицы массы газа

T = геотермальная температура

z = коэффициент сжимаемости газа (z -фактор) при давлении p и температуре T

dz/dT = скорость изменения z -фактора в зависимости от температуры (при постоянном давлении)

C_p = теплоемкость единицы массы газа

Δp = падение давления.

Следует проявлять особую осторожность при использовании системы единиц для расчета охлаждения Джоуля-Томсона.

Кроме того, жидкости протекавшие за счет перепада давления, увеличивали температуру из-за проделанной работы:

$$\Delta T = \frac{\Delta p}{C_p}, \quad (13-44)$$

где

ΔT = изменение температуры, °C

Δp = изменение давления, Па

C = теплоемкость жидкости, Дж/(кг·град. C)

ρ = плотность жидкости, кг/м³.

К счастью, эти два различных механизма охлаждения Джоуля-Томсона и нагрева при перепаде давления обычно помогают отличить газ от жидкости. Точнее, разница между теплоемкостью нефти и воды дает слабый способ отличить нефть от воды.

Примечание 13D. Падение давления, повышение температуры

Если перепад давления в водяной скважине составляет 1000 psi, то вода, поступающая в ствол скважины, будет иметь температуру примерно на 1.6°C [2.9°F] выше, чем геотермальная температура, при условии отсутствия тепловых потерь в соседние коллекторы.

Этот эффект нагрева является причиной того, что многие скважины показывают повышенный температурный отклик, превышающий геотермальный, напротив самых нижних интервалов перфорации.

Модель пласта

Серьезные приложения для интерпретации температуры в стволе скважины требуют использования теплопроводности заполненных флюидом пористых горных пород, перепада давления от пластового давления до скважинного давления, а также проницаемости, скин-фактора и пористости горных пород, чтобы определить, где возникает эффект нагрева, и сколько тепла теряется или приобретает по мере продвижения к стволу скважины (Рис. 13-16). Дальнейшие осложнения могут быть вызваны частичным охватом коллектора зоной дренажа, относительным направлением коллектора, которое может перекрывать диапазон геотермальных температур, и влиянием относительной проницаемости на расположение перепадов давления.

Температурные модели 20-летней давности были очень простыми, они основывались только на геотермическом градиенте и одном перепаде давления и часто игнорировали нагрев жидкости.

Для интерпретации распределенных температурных исследований, записанных с помощью системы DTS, дополнительная информация в виде давления в районе верха установки НКТ, падений давления на участке от устья до интервалов перфорации и поверхностных замеров дебита, используется для построения интерпретации. В случае интерпретации данных каротажа с использованием информации о температуре, данных объемного содержания и моделей скорости проскальзывания фаз, налагаются дополнительные ограничения на модель интерпретации; тем не менее, в большинстве интерпретаций, основанных на данных промыслового каротажа, также используются измеренные поверхностные дебиты в качестве вводных параметров интерпретации.

Интерпретации DTS и приборов промыслового каротажа не позволяют определить разницу температурным событием, вызванным притоком, и температурным событием, вызванным потерей тепла между стволом скважины и пластом. Следовательно, интерпретатор должен тщательно идентифицировать зоны притока и и зоны с нулевым притоком перед началом интерпретации.

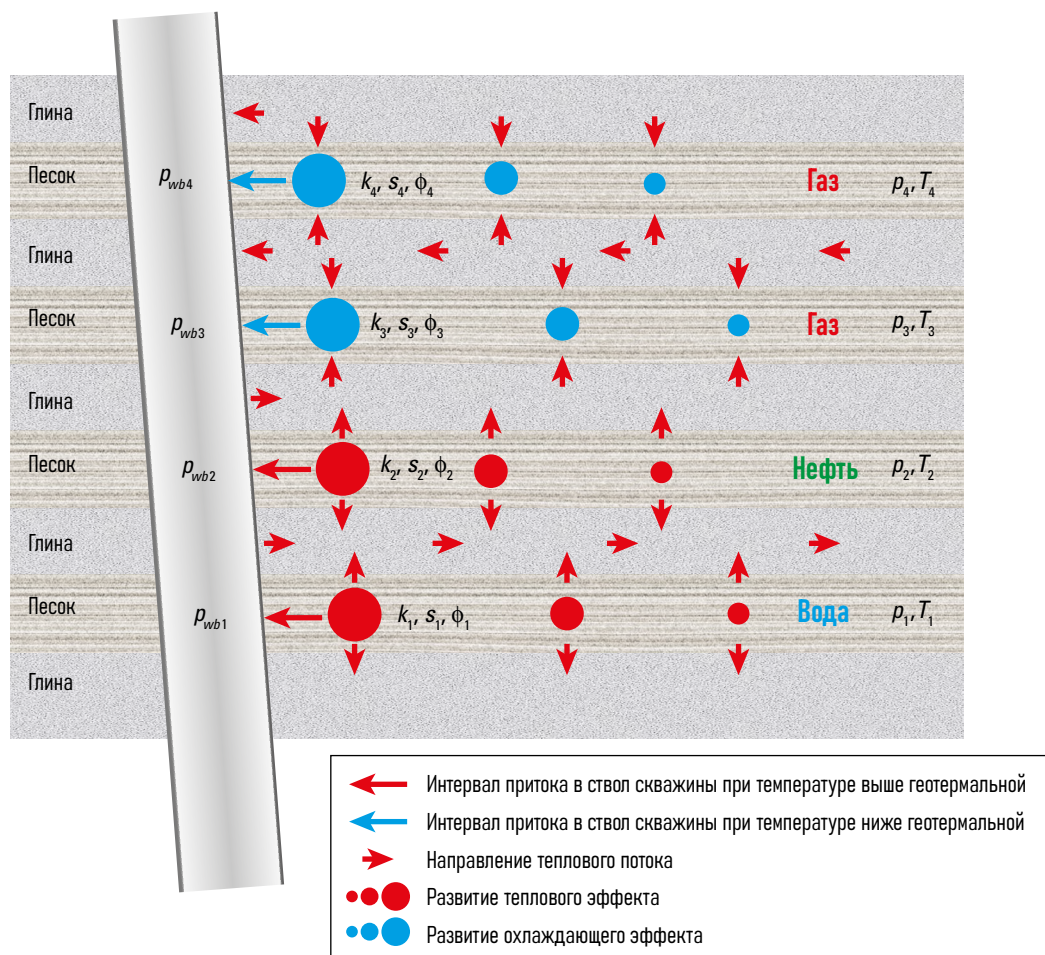


Рис. 13-16. Температурные сигналы от воды, нефти и газа. p_{wb} = давление в стволе скважины, k = проницаемость, s = скин-фактор, ϕ = пористость, p = давление пласта-коллектора, T = геотермальная температура.

Примечание 13Е. Интерпретация температуры в газовых скважинах

Ключевым применением интерпретации температуры является обнаружение небольших водопроявлений в газовых скважинах. В кольцевом потоке любая вода присутствует в основном в виде тонкого слоя на стенке эксплуатационной колонны. Невидимая для стандартных измерений объемного содержания воды в потоке, вода иногда может быть выявлена по тепловым аномалиям, которые она создает.

Хотя большая часть ствола скважины занята газом, газ имеет гораздо меньшую плотность, чем вода, и гораздо меньшую теплоемкость, чем вода. Интервалы притока газа обычно связаны с интервалами охлаждения ниже геотермальной температуры, тогда как интервалы притока воды отмечаются нагревом выше геотермальной температуры.

Данные расходомера позволяют построить хороший профиль притока по газу, что, в свою очередь, дает возможность управлять моделью температуры. Отклонения замеренных данных от построенной температурной модели будут относиться к интервалам притока воды. Иногда таким образом можно определить интервалы притока воды, равные всего несколько баррелей в сутки.

Интерпретация газоконденсатной скважины

PVT-модели газового конденсата предназначены для прогнозирования того, сколько конденсата будет выпасть при падении давления по направлению к поверхности. Эти модели неточно предсказывают плотность конденсата и, следовательно, не годятся для многофазной интерпретации.

Следующие замеры объемного содержания фаз не работают для газоконденсатных скважин:

- Плотность — плотность конденсата неизвестна, и эффект трения велик.
- Оптические датчики GHOST. Конденсат может быть жидким или газообразным в зависимости от давления, и прибор GHOST не может отличить газовый конденсат от природного газа. Кроме того, при высоких скоростях жидкий конденсат движется в виде кольцевой пленки.
- Каротаж RSTPro TPHL — плотность конденсата и, следовательно, объемный коэффициент плотности углерода неизвестны. Кроме того, доля конденсата, вероятно, намного меньше, чем точность и разрешающая способность измерения.
- Диэлектрик (HUM). Между диэлектрической проницаемостью конденсата и газа пренебрежимо малая разница, при этом диэлектрический датчик, как правило, расположен в центре ствола скважины, тогда как жидкий конденсат движется вдоль стенок скважины.

Механизмы интерпретации данных Flow Scanner

По состоянию на 2012 год никакие механизмы интерпретации не могут интерпретировать данные Flow Scanner. Данные Flow Scanner всегда предварительно обрабатываются для определения фазовых дебитов перед загрузкой в механизм интерпретации, чтобы получить доступ к глобальной регрессии и устранить интервалы с нефизическим поведением потока флюидов. Чтобы избежать «улучшения» дебитов, анализируемых механизмом интерпретации, в него обычно загружаются только дебиты, измеренные прибором Flow Scanner (фазовые скорости или объемное содержание не добавляются в механизм интерпретации).

Будущее механизмов интерпретации и интерпретации данных Flow Scanner

В будущем может появиться возможность интерпретации отдельных данных измерений датчиков объемного содержания Flow Scanner и мини-расходомеров с помощью механизма интерпретации и глобальной регрессии. Если это произойдет, то можно ожидать появления следующей методологии.

Если стандартная функция погрешностей выглядит как

$$E = \sum (M_i - m_i)^2 \times w_i, \quad (13-33)$$

тогда 2D функция погрешности выглядит как

$$E = \sum (M_{x_i y_i} - m_i) \times w_i, \quad (13-45)$$

где

M = смоделированный отклик датчика прибора

m = измерение датчика прибора

i = индекс локального измерения

x_i, y_i = координаты локального измерения в поперечном сечении скважины (Рис. 13-17).

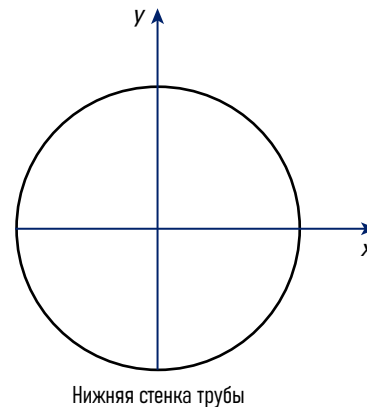


Рис. 13-17. Система координат для 2D-модели.

Хотя комплексных 2D-моделей потока не существует, есть некоторые основные 2D-функции потока, которые можно реализовать:

- ввести горизонтально расслоенные объемное содержание фаз и скорость, несмотря на то, что они не верны для вертикальных и наклонно-направленных скважин, они довольно близки к истине для горизонтальных скважин, где локальные измерения имеют наибольшее применение;
- ввести градиент объемного содержания воды, который монотонно уменьшается от нижней до верхней стенки горизонтальной трубы, и аналогичную обратную зависимость для объемного содержания газа; опять-таки, такая зависимость не может быть использована в негоризонтальных газоводяных скважинах;
- ввести зависимость объемного содержания фаз в горизонтальной трубе по модели MarFlo;
- использовать модель Прандтля, чтобы получить профиль скорости, который стремится к нулю на стенке трубы;
- использовать распределения количества пузырьков для определения режимов потока и, следовательно, определять соответствующую глобальную корреляцию проскальзывания фаз;
- использовать взвешенную невязку по модели проскальзывания Stratflo.

Таким образом, даже самые простые физические ограничения могут быть использованы для построения полезной двумерной

модели потока. Однако еще неизвестно, будут ли изобретены алгоритмы, и будут ли доступны вычислительные мощности для создания удобной системы, которая быстро и надежно выдает оптимальное решение.

Соответствие поверхностным дебитам

Современное программное обеспечение для интерпретации данных каротажа позволяет использовать поверхностные дебиты не только для получения значения газового фактора. При желании измеренные на поверхности дебиты могут быть точно согласованы с данными ПГИ путем использования произвольных коэффициентов в интерпретации (рис. 13-18, для Emeraude) или использованы для создания другого члена ошибки в глобальной регрессии (рис. 13-19, для Emeraude и PLATO).

Доступность этих программных функций ставит некоторые интересные философские вопросы.

- Существует ли безупречно точный поверхностный замер дебита?
- Достаточно ли точны корреляции PVT?
- Является ли поверхностный дебит, вычисленный с помощью данных промыслового каротажа, более или менее точным по сравнению с замеренным на поверхности?
- Следует ли рассматривать разнообразие дебитов как часть единого целого, или отдельно взятый постоянный (хотя и неточный) поверхностный расход обеспечивает более успешное управление разработкой коллектора?

The screenshot shows the 'Zone Rates' window with the 'Surface Match' tab selected. The 'Surface conditions and rates' section includes an 'Apply' button, a 'Temperature' field set to 60 with a unit dropdown set to °F, and a 'Pressure' field set to 14.7 with a unit dropdown set to psia. Below these are three flow rate fields: Q_w (STB/D) set to 0, Q_o (STB/D) set to 2700, and Q_g (Mscf/D) set to 4500. The 'Simulated rates' section shows a 'Surface' field set to 0, with corresponding simulated values of 3427.55 and 5470.86. There are also checkboxes for 'Vpof x by:' and 'Slip l-g x by:', both set to 1. A 'Match Surface' button is located at the bottom right of the main panel. At the very bottom of the window are 'Help', 'Cancel', and 'OK' buttons.

Рис. 13-18. Принудительное направление интерпретации в сторону соответствия измеренным поверхностным дебитам.

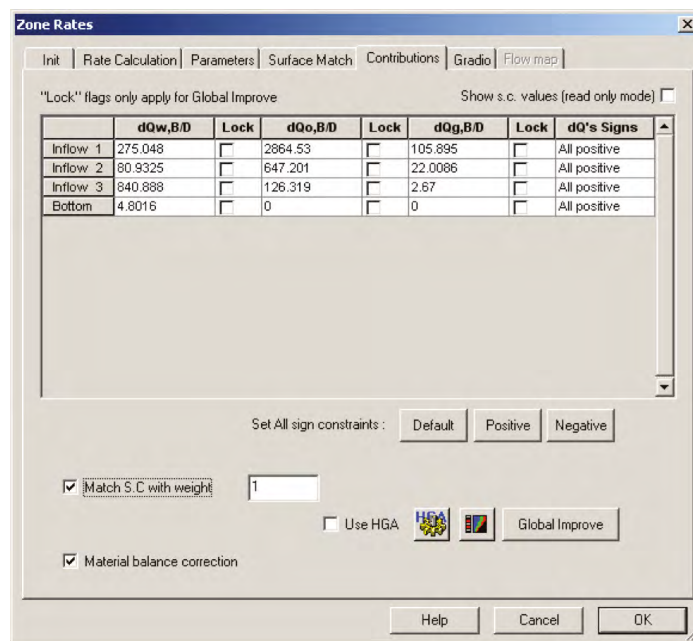


Рис. 13-19. Использование измеренных поверхностных дебитов в механизме интерпретации.

Интерпретаторы в компании Schlumberger учат сравнивать и комментировать различия между дебитами, измеренными на поверхности и рассчитанными. Как следствие, функция «match surface» (совпадение с поверхностными замерами), показанная на рис. 13-18, не предусмотрена в программном обеспечении интерпретации Schlumberger и удаляется из Emerald при обнаружении корпоративной лицензии Schlumberger.

Для однофазных нагнетательных или эксплуатационных скважин нормально наблюдать хорошее совпадение между вычисленными и измеренными поверхностными дебитами, возможно, с разницей в несколько процентов; для многофазных эксплуатационных скважин сюрпризом является совпадение в пределах 10%. Пример на рис. 13-20 показывает разницу для нефти

$$\frac{\text{измеренная нефть} - \text{вычисленная нефть}}{\text{измеренная нефть}} = 17\%,$$

а разница для воды составляет

$$\frac{\text{измеренная вода} - \text{вычисленная вода}}{\text{измеренная вода}} = 19\%,$$

и считается примером качественных измерений прибора промыслового каротажа и качественной интерпретации данных каротажа.

В чем причина различий между измеренным и вычисленным расходом? Список может начинаться со следующего:

- некачественные измерения приборами ПГИ
- некачественное редактирование данных
- некачественное программное обеспечение для интерпретации
- некачественная техника интерпретации

- некачественные преобразования PVT
- нестабильность скважины при исследованиях
- какие-то технические проблемы на скважине во время проведения исследований
- неточное оборудование для замера поверхностных дебитов
- оборудование для замера поверхностных дебитов повреждено, но все еще, по какой-то причине, используется для сбора данных
- поверхностные замеры, выполненные при другой депрессии
- поверхностные замеры, сделанные не во время проведения исследований
- поверхностные замеры, сделанные не прямым замером, а обратным расчетом.

Хотя хорошее совпадение, полученное путем неограниченной интерпретации, заслуживает похвалы, поскольку оно предполагает, что все системы и измерения в порядке, альтернатива хорошего совпадения, полученная по принуждению, может просто придавать ложное чувство безопасности.

Иногда для интерпретации необходимы измеренные поверхностные дебиты. Примеры: если требуются значительные поправки на трение показаний градиоманометра, то шероховатость трубы должна настраиваться до тех пор, пока не будет согласования с поверхностной обводненностью, или, если используется алгоритм скорости потока пузырьков, размер отдельного пузырька необходимо настраивать до тех пор, пока не будет достигнуто согласование с дебитом нефти на поверхности. Однако, в таких условиях использование поверхностных дебитов для интерпретации должно быть четко задокументировано в отчете.

Рис. 13-20. Сравнение измеренных и рассчитанных поверхностных дебитов

Интерпретатор, который с радостью изменяет вычисленные дебиты таким образом, чтобы они на 100% совпадали с поверхностными замерами, вероятно, не понимает, как выполняется интерпретация промыслового каротажа.

Ссылки

Goldberg, D.E.: *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, Reading, Massachusetts, USA, Addison-Wesley (1989).

Whittaker, A.C., Lenn, C.P., and Hammond, P.: “Improving Multi-phase Production Logging Answers: A New Multiphase Spinner Response Model for Gas- Liquid Flows,” *Transactions of the SPWLA 46th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana, USA (June 26-29, 2005), paper NN.

Обнаружение и локализация утечек

Слишком много исследований, направленных на обнаружение утечек, плохо спланированы и плохо выполняются, что приводит к появлению неоднозначных исследований, которые не позволяют идентифицировать утечку. Однако при правильном планировании подобного рода исследований большинство утечек можно обнаружить и локализовать.

Типовое заканчивание скважины

Стандартная скважина имеет направляющую обсадную трубу, обсадную(-ые) колонну(-ы), хвостовик(-и), насосно-компрессорные трубы, пакер, подвеску насосно-компрессорных труб и фонтанную арматуру (рис. 14-1). Номинальное давление внутренних труб обычно выше, чем номинальное давление внешних труб, что означает, что утечка из НКТ в обсадную колонну может привести к избыточному давлению и разрыву обсадной колонны с последующим неконтролируемым выбросом скважинных флюидов и потенциальной невозможностью закачать жидкость в скважину для его устранения.

Скважины, требующие искусственных методов поддержания притока, обычно не являются скважинами — кандидатами для поиска утечек. Водонагнетательные скважины обычно допускают довольно большие утечки, потому что любое давление в затрубном пространстве может быть безопасно сброшено, а давление в системе заканчивания скважины находится под контролем с поверхности. Эксплуатационные скважины с утечкой углеводородов и газонагнетательные скважины с утечкой газа являются типичными кандидатами на обнаружение утечек.

Большинство утечек вызваны утечкой в насосно-компрессорных трубах и выявляются по увеличению давления в затрубном пространстве между НКТ и обсадной колонной, измеряемого датчиком давления, установленным в районе подвески НКТ. Слабое место в НКТ — это муфты, подверженные тепловому расширению / воздействию. Пакеры редко выходят из строя после прохождения пусконаладочных испытаний. Уплотнительные соединения в системе заканчивания скважины (не показаны на рис. 14-1) могут выйти из строя при увеличении скважинного давления. Герметичное уплотнение на подвеске хвостовика обычно поддерживается цементным уплотнением между хвостовиком и основанием обсадной колонны, и вокруг обсадной колонны имеется цемент вплоть до устья скважины; очень редко происходит утечка в системе подвески хвостовика и цемента.

Подробная схема заканчивания скважины необходима для планирования исследований, направленных на поиск негерметичности.

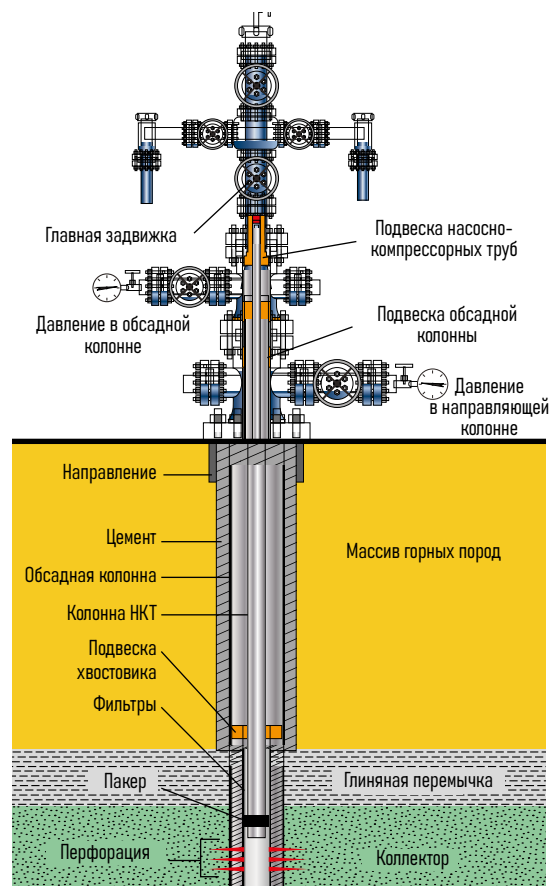


Рис. 14-1. Типовое заканчивание скважины

Оценка проблемы

Интерпретатор, планирующий исследования, направленные на поиск негерметичности, должен знать, где было выявлено аномальное значение давления и с каким расходом происходит утечка. Увеличение давления в обсадной колонне на рис. 14-1 может указывать на отказ насосно-компрессорных труб или пакера, тогда как повышенное давление в направляющей колонне указывает на плохое качество цемента. Газ или жидкость, просачивающиеся из-под земли или появляющиеся в местной реке или озере, обычно не поддаются выявлению по данным исследований, направленных на поиск утечек / негерметичности.

Утечки редко бывают достаточно большими, чтобы их можно было измерить с помощью сепаратора, и расходы утечек обычно выражаются в нестандартных единицах, таких как литры в минуту, ведро в минуту, заполнение шара газом в секунду.

Примечание 14А. Расход по ведру

Стандартное ведро (да, оно существует) имеет объем 4 британских галлона (galUK) [18.2 л]. Следовательно, если наполнение ведра занимает 15 с, расход утечки равен

$$q_{\text{leak}} = (4 \text{ брит. галл.} \times 0.0286 \text{ барр./галл. ОК} \times 24 \text{ ч/сут} \times 60 \text{ мин/час} \times 60 \text{ с/мин}) / 15 \text{ с} = 659 \text{ барр./сут}, \quad (14\text{А-1})$$

$$q_{\text{leak}} = (18.2 \times 24 \times 60 \times 60) / (1\,000 \times 15) = 105 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (14\text{А-2})$$

Этот расход достаточно велик, чтобы его можно было обнаружить с помощью расходомера, если протекающая труба имеет размер 7 дюймов или меньше.

К сожалению, стандартное ведро представляет собой несколько архаичную единицу измерения, и ведро на буровой площадке легко может быть вдвое меньше.

Примечание 14В. Воздушный шар для определения расхода газа

Сферический баллон имеет объем

$$V_b = 4/3\pi r^3 \quad (14\text{В-1})$$

Если затрубную задвижку полностью открыть в атмосферу до достижения установившегося состояния, и если после этого нам потребуется всего лишь 3 секунды, чтобы заполнить пробный шар диаметром 40 см, то расход газа равен

$$q_{\text{leak}} = (4/3\pi(0.4\text{м}/2)^3 \times 24 \text{ ч/д} \times 60 \text{ мин/ч} \times 60\text{с/мин})/3\text{с} = 965 \text{ м}^3/\text{д}, \quad (14\text{В-2})$$

$$q_{\text{leak}} = ((4/3\pi(0.4/2)^3 \times 24 \times 60 \times 60) / 3) \times 35.3 = 34\,000 \text{ фут}^3/\text{д}. \quad (14\text{В-3})$$

Если этот расход сопровождается перепадом давления от 1 000 до 2 000 psi через точечную утечку, то она может быть обнаружена с помощью термометрии. Если бы при том же расходе падение давления составило только от 50 до 100 psi, то утечка не имела бы заметной температурной аномалии.

Давление в шаре для расчета составляет всего лишь одну десятую атмосферы; поэтому при аппроксимации первого порядка газ в воздушном шаре можно рассматривать как находящийся под атмосферным давлением.

Обычный подход к обнаружению утечек в насосно-компрессорных трубах заключается в установке пробки в конце НКТ и последующей циркуляции флюида через утечку в трубе и обратно на поверхность через затрубное пространство. Утечка должна тогда проявляться в виде разрыва в данных расходомерии, температуры или и том, и другом. К сожалению, без большого опыта трудно заранее понять, будет ли признака утечки достаточно, чтобы ее можно было заметить.

Моделирование интервала негерметичности

На данный момент в программном обеспечении для промышленного каротажа Emeaude имеется тепловая модель, которую можно использовать для прогнозирования реакции на температуру (и расходомер) на глубине негерметичности в НКТ. Хотя модель рассчитывает передачу тепла от НКТ к затрубному пространству и к обсадной колонне, а затем к пласту, ключевым результатом является изменение температуры на глубине негерметичности (рис. 14-2).

На Рис. 14-3 показаны перепад давления и матрица расхода утечки воды в НКТ с внешним диаметром 3 1/2 дюйма на глубине 5000 футов внутри зацементированного 7-дюймового хвостовика через 1 час. Модель отображает заданную пользователем геотермальную температуру красным цветом, температуру в НКТ — синим, а температуру затрубного пространства — зеленым.

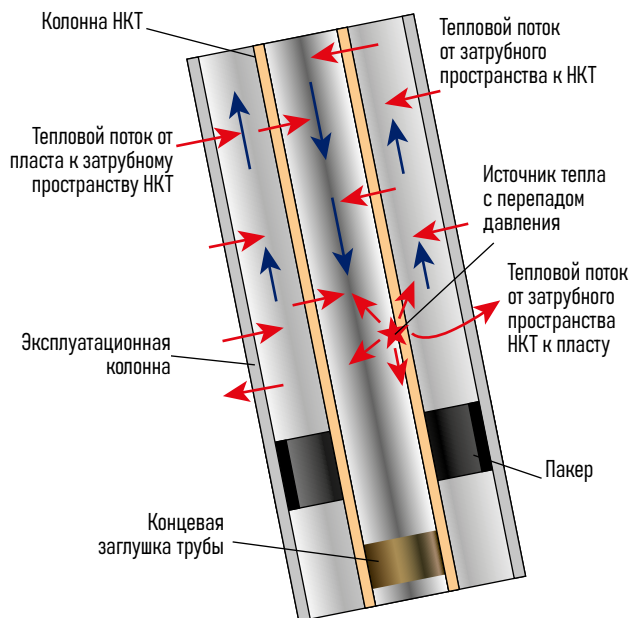


Рис. 14-2. Направление потока и нагрева при утечке

При более высоком уровне утечки 100 баррелей в день температура и любой имеющийся расходомер будут демонстрировать очевидную аномалию утечки, поскольку

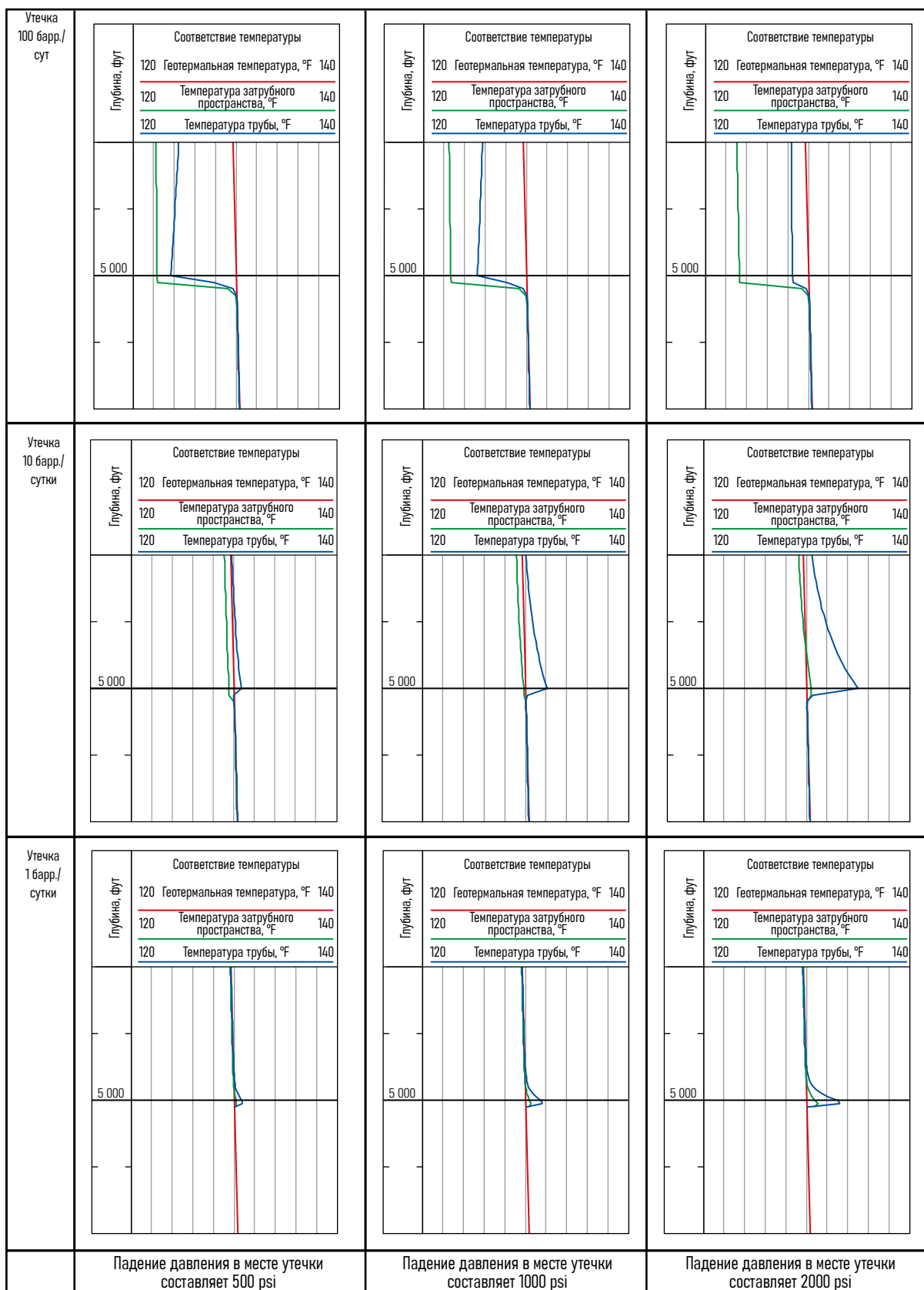


Рис. 14-3. Поведение термометрии в течение часа после начала утечки

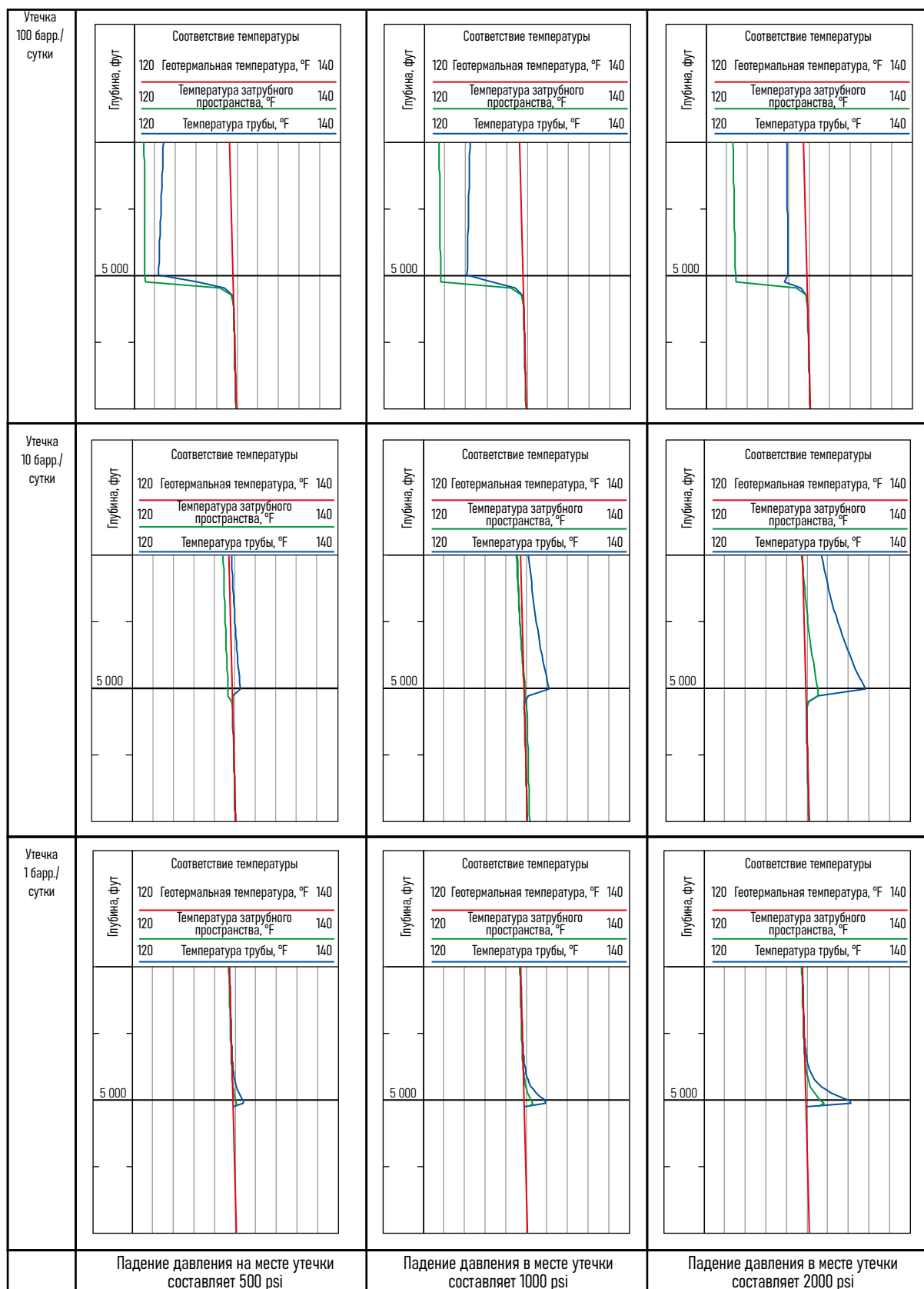


Рис. 14-4. Поведение термометрии в течение 10 часов после начала утечки

холодная циркулирующая вода, закачиваемая с поверхности, и застойная вода в скважине, ниже интервала негерметичности, будут способствовать этому. Однако, когда объем утечки уменьшается, эффект нагрева за счет перепада давления становится более важным в данном случае. При повторении действия на рис. 14-4, спустя 10 часов температурная аномалия утечки малой интенсивности стала более выраженной, что помогло прояснить интервал негерметичности, поскольку температура асимптотически стремится к установившемуся режиму.

На рис. 14-3 и 14-4 для расхода утечки 1 барр./сутки с перепадом давления 2000 psi источник тепла в месте утечки имеет мощность

$$P = p_{\text{leak}} \times q_{\text{leak}}, \quad (14-1)$$

где

P = мощность, W

p_{leak} = перепад давления в месте утечки, Па

q_{leak} = расход через интервал негерметичности, м³/с.

В обычных единицах барр./сут и фунтов на квадратный дюйм эта формула принимает вид

$$P = 0.013 \times p_{\text{leak}} \times q_{\text{leak}}, \quad (14-2)$$

при

$$P = 0.013 \times 2000 \times 1 = 26 \text{ Вт}. \quad (14-3)$$

Изменение температурного градиента на глубине утечки можно легко спутать с другими естественными изменениями градиента температуры, но ступенчатое изменение или локальная аномалия нагрева являются однозначным признаком утечки. Изменение температуры на 0.5 °F [0.3 °C] должно обнаруживаться любым прибором термометрии, если тепловая масса датчика температуры не слишком велика, и исследования проводятся медленно сверху вниз.

Для успешного обнаружения утечек с помощью термометрии необходимо тепловое моделирование, чтобы проверить наличие температурной аномалии, которую можно идентифицировать, и спрогнозировать временные рамки, необходимые для развития данной аномалии.

Альтернативный метод регистрации температуры

Если выявлено аномальное давление столба газа в пространстве между НКТ и обсадной колонной, любые действия по обнаружению утечек обычно проводятся с водой из-за риска выброса взрывоопасного газа. Когда газ обнаруживается в пространстве между двумя обсадными колоннами, расход газа, как правило, может быть измерен количественно на поверхности, но вот перепад давления будет неизвестен. Поэтому нецелесообразно моделировать ожидаемую температурную аномалию. В таких случаях следующий подход имел бы некоторый успех в обнаружении утечек газа.

После закрытия скважины и, соответственно, утечки на несколько дней регистрируется геотермальный градиент. После начинают стравливание газа безопасным и непрерывным

образом в течение как минимум одного дня, далее делают второй температурный каротаж (в идеале с использованием того же прибора, с той же скоростью исследований и тем же внутрискважинным оборудованием), в то время как стравливание газа продолжается. Сравнение двух температурных замеров может показать интервалы несовпадений термометрии, вызванные потоком газа в пространстве между НКТ и обсадной колонной. Этот подход сравнительного анализа подходит для использования оптоволоконного мониторинга с распределенным измерением температуры (DTS).

Выявление интервалов негерметичности на основе нейтронных методов

Другой метод с использованием концевой пробки НКТ, который может применяться для обнаружения утечек, основан на контрасте между соленостью закачиваемой воды и соленостью флюида затрубного пространства. Импульсный нейтронный прибор работает в сигма-режиме, а сигма-измерения в стволе скважины проверяются для обнаружения изменения сигма-характеристики ствола скважины в результате изменения солености в затрубном пространстве на глубине утечки, когда закачиваемая вода вытесняет жидкость заканчивания (рис. 14-5). Поскольку изменение весовых параметров колонны заканчивания может быть искажено изменением солености в затрубном пространстве, следует применять интервальный

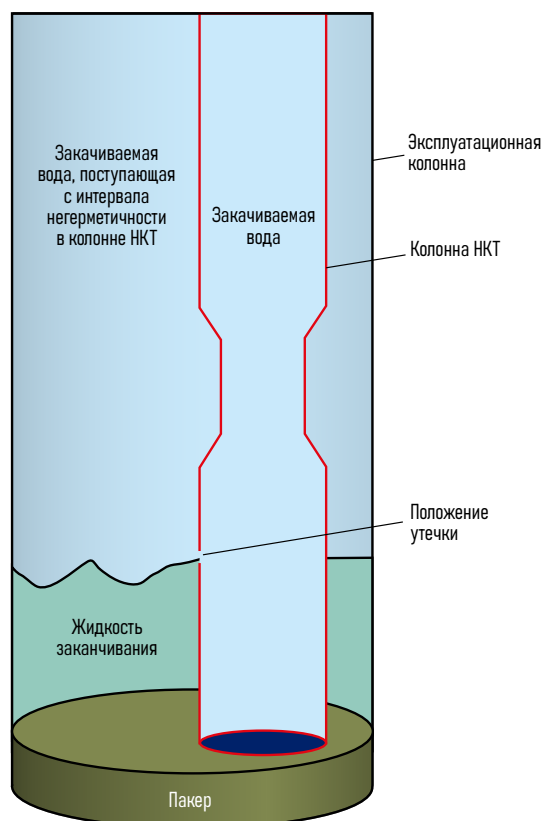


Рис. 14-5. Обнаружение утечки по изменению солености.

подход, при котором одна запись ведется до начала закачки, а вторая — приблизительно через час. Зная скорость нагнетания, время нагнетания и сечение затрубного пространства, можно спрогнозировать и проверить величину расхождения значений сигма от разных проходов.

Еще один импульсный нейтронный метод, который можно использовать, — это метод кислородной активации потока воды (более подробную информацию о методе WFL см. в главе «Измерения скорости с помощью маркеров и индикаторов»). Конфигурация импульсного источника нейтронов и детектора чувствительна к восходящему потоку воды. Этот восходящий поток может присутствовать в НКТ или затрубном пространстве. Для обнаружения утечки восходящая скорость воды указывает на то, что прибор находится выше глубины утечки, тогда как нулевой поток означает, что прибор находится ниже утечки. К сожалению, прибор RSTPro размером 1.71 дюйма, показанный на рис. 14-6, создает искусственную скорость воды из конвекционных потоков, создаваемых из-за нагрева корпуса прибора, таким образом эффективно маскируя любой сигнал в пространстве между телом прибора и колонной. Решением для прибора RSTPro является использование реверсивных адаптеров и использование прибора в перевернутой конфигурации (вверх дном) (рис. 14-7). В этом случае конвекционные потоки отводятся от зоны измерения, и прибор RSTPro используется для поиска нисходящего потока в трубке. Обнаруженные скорости снова означают, что измерение находится выше утечки, а отсутствие определения скорости означает, что измерение находится ниже утечки.

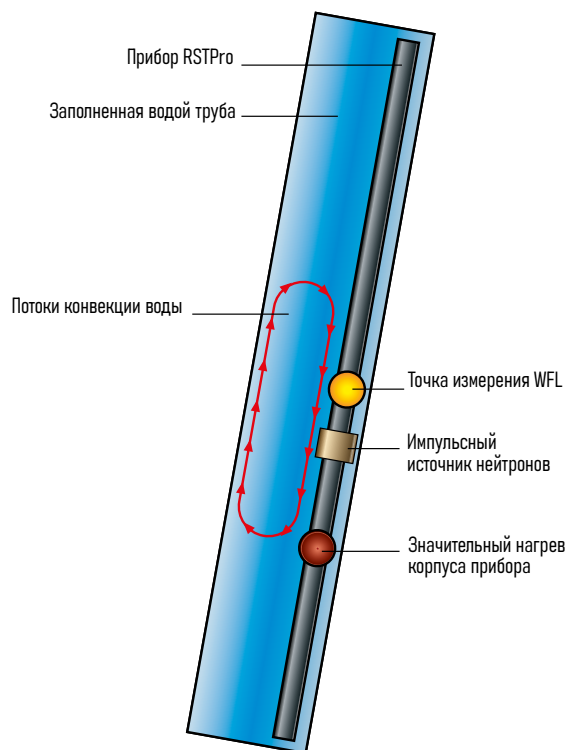


Рис. 14-6. Метод WFL (прибор RSTPro) в нормальной конфигурации

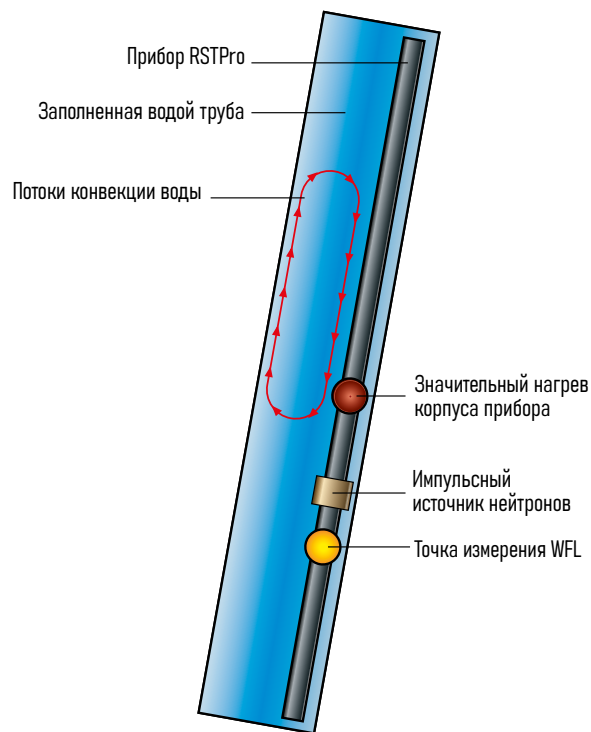


Рис. 14-7. Метод WFL (прибор RSTPro) в перевернутой конфигурации.

Шумометрия для выявления интервалов негерметичности

Хотя для выявления интервала негерметичности может использоваться скважинный микрофон, возникает проблема отделения шума от самого интервала утечки и шума устьевого оборудования скважины (который передается по НКТ и обсадным трубам) и «дорожного» шума, создаваемого движением самого прибора в скважине.

В то время как простые приборы шумометрии записывают все звуковые частоты во время исследований в скважине, более продвинутые приборы используют частотные фильтры и переходят на ультразвук.

Планирование работы

Для успешных исследований по выявлению утечки требуется, чтобы утечка была самым большим движением флюида в скважине. Это автоматически требует закрытия скважины, обычно с установкой концевой заглушки в НКТ.

Большие утечки легче обнаружить, чем мелкие; следовательно, протекающее затрубное пространство должно быть полностью открыто, а любое давление нагнетания должно быть максимально безопасно.

Программы каротажа должны четко указывать требуемый статус работы скважины для каждого этапа программы; а каротаж должен, в свою очередь, подтверждать условия работы скважины во время каждого прохода.

Для водяных и газовых нагнетательных скважин целью каротажа является определение количества воды или газа, поступающего в каждую зону коллектора. В случае нагнетания пара задачи на исследования ставятся несколько иные.

Энтальпия воды и пара

Рассмотрим энергию на примере простого случая, когда пар с температурой 200°C [392°F] используется для нагрева коллектора до 100°C [212°F]. Превращение 1 кг пара при температуре 200°C в воду при 100°C выделяет тепло:

$$\begin{aligned} E &= m \times (h''_{200} - h'_{100}) \\ &= 1 \times (2792 - 419) \\ &= 2373 \text{ кДж}, \end{aligned} \quad (15-1)$$

тогда как 1 кг конденсированной воды при охлаждении с 200°C до 100°C выделяет тепло:

$$\begin{aligned} E &= m \times (h'_{200} - h'_{100}) \\ &= 1 \times (852 - 419) \\ &= 433 \text{ кДж}, \end{aligned} \quad (15-2)$$

где

E = энергия, кДж

m = масса пара или воды, кг

h''_{200} = энтальпия водяного пара при 200°C, кДж/кг

h'_{100} = энтальпия воды при 100°C, кДж/кг

h'_{200} = энтальпия воды при 200°C, кДж/кг.

Отсюда следует, что пар, поступающий в коллектор, имеет гораздо больший нагревательный эффект, чем та же масса воды при той же температуре. Следовательно, цель исследований в скважине с нагнетанием пара заключается не только в измерении количества пара, но также и в определении качества пара, поступающего в каждую зону коллектора.

Качество пара

Качество пара (Q) определяется как отношение массы пара к массе пара и жидкости:

$$Q = \frac{m_{\text{vapor}}}{m_{\text{vapor}} + m_{\text{liquid}}} = 17\%, \quad (15-3)$$

В терминах, более привычных для аналитика данных каротажа:

$$Q = \frac{Y_{\text{vapor}} \rho_{\text{vapor}}}{(Y_{\text{vapor}} \rho_{\text{vapor}}) + (Y_{\text{liquid}} \rho_{\text{liquid}})}. \quad (15-4)$$

где

m_{vapor} = масса водяного пара

m_{liquid} = масса воды

Y_{vapor} = объемное содержание водяного пара

ρ_{vapor} = плотность водяного пара

Y_{liquid} = объемное содержание воды

ρ_{liquid} = плотность воды.

Однако, поскольку пар и жидкость движутся с разными скоростями, формула 15-4 является неполной и ее необходимо переписать следующим образом

$$Q = \frac{Y_{\text{vapor}} \rho_{\text{vapor}} v_{\text{vapor}}}{(Y_{\text{vapor}} \rho_{\text{vapor}} v_{\text{vapor}}) + (Y_{\text{liquid}} \rho_{\text{liquid}} v_{\text{liquid}})}, \quad (15-5)$$

где

v_{vapor} = скорость водяного пара

v_{liquid} = скорость воды.

Расход пара

На практике, используя коммерческие значения качества пара, режим потока является неизменно кольцевым с тонкой пленкой воды на стенке эксплуатационной колонны (Барни и др., 1982). В этом случае центрированный расходомер для промышленного каротажа будет регистрировать скорость пара. Опять же, с коммерческими значениями качества пара, объемное содержание воды составляет несколько процентов, что означает, что практически все поперечное сечение трубы занято текущим паром. Следовательно, расход пара определяется выражением

$$q_{\text{vapor}} = v_{\text{app}} F_{\text{vpc}} \frac{\pi (d_{\text{pipe}}^2)}{4}, \quad (15-6)$$

где

q_{vapor} = расход водяного пара

v_{app} = кажущаяся скорость расходомера

F_{vpc} = поправочный коэффициент расходомера

d_{pipe} = внутренний диаметр трубы.

Фазовое поведение воды

Для закачки промышленного пара используется насыщенный пар, который представляет собой водяной пар, находящийся в равновесии с жидкой водой, с соотношением давления и температуры, определяемым линией на рис. 15-1, которая проходит от тройной точки до критической точки. Следовательно, компоновке каротажных приборов при исследованиях в скважине с нагнетанием пара требуется только измерение давления или температуры для определения рабочей точки на линии насыщенного пара.

Плотность воды и водяного пара может быть определена либо по давлению, либо по температуре с использованием полиномиальных выражений из «Международных таблиц характеристик пара» (Вагнер и Кречмар, 2008). Поскольку полиномиальное выражение довольно длинное и состоит из 34 членов, для упрощения можно использовать следующую зависимость:

$$\rho_{\text{vapor}} = f(p_{\text{vapor}}), \quad (15-7)$$

где

p_{vapor} = давление пара.

Массовый расход пара и качество пара

Массовый расход пара принимает вид

$$w_{\text{vapor}} = v_{\text{app}} F_{\text{vpc}} \frac{\pi (d_{\text{pipe}}^2)}{4} \times f(p_{\text{vapor}}), \quad (15-8)$$

где

w_{vapor} = массовый расход водяного пара.

Если массовый расход пара и воды, поступающих в скважину (w_{total}), измеряется на поверхности где-то между фонтанной арматурой и парогенерирующей установкой, то качество пара на любой глубине выше верхнего интервала перфорации определяется выражением

$$Q = \frac{w_{\text{vapor}}}{w_{\text{total}}}. \quad (15-9)$$

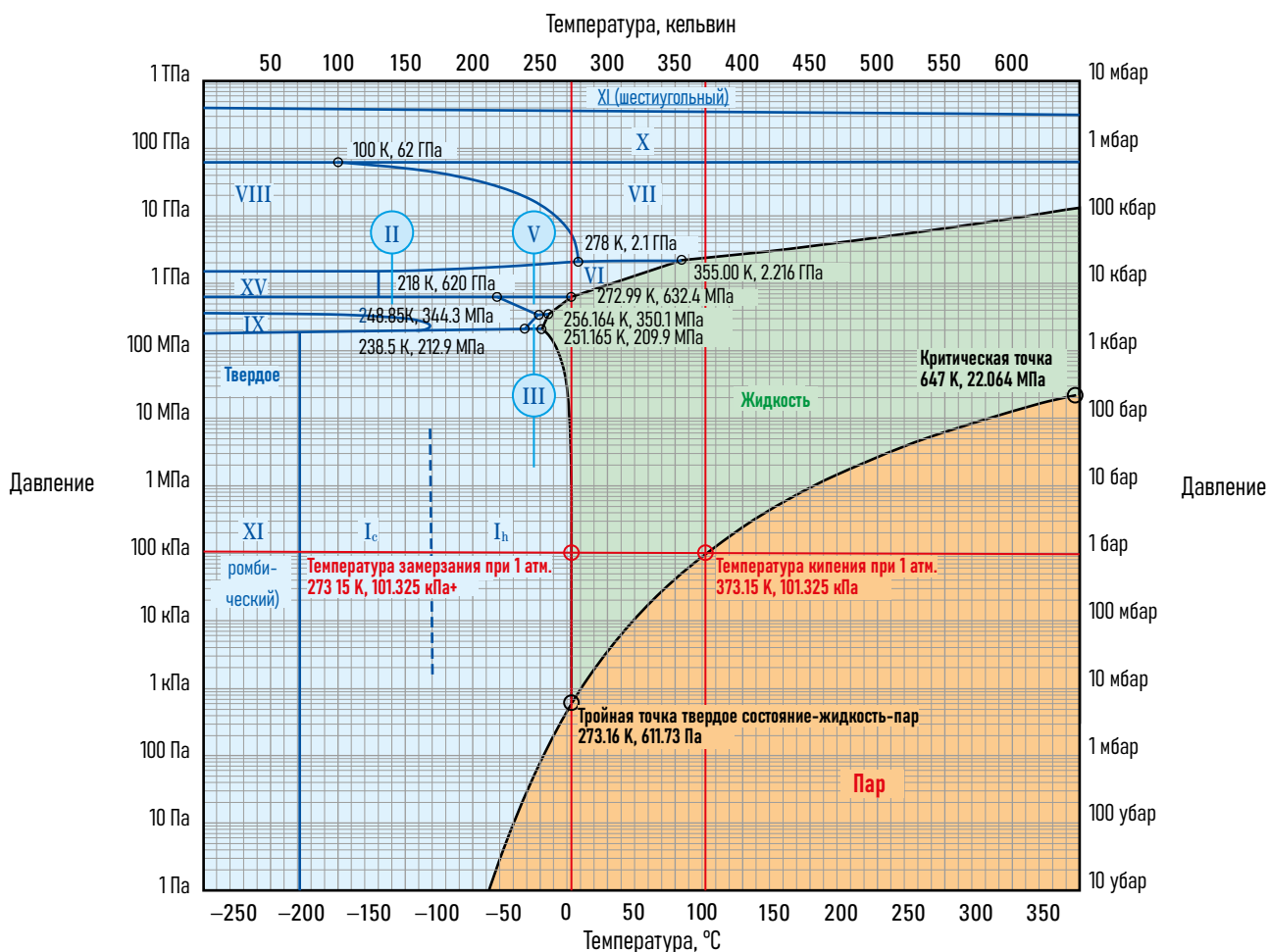


Рис. 15-1. Полулогарифмическая диаграмма состояния воды давление-температура. Римскими цифрами обозначены различные фазы льда.

Проверка наличия кольцевого потока

Поскольку этот метод действителен только для кольцевого потока, приведенную скорость воды следует проверять по соответствующей карте схемы потока согласно Барни и др. (1982) (рис. 15-2). Простое правило: для наличия кольцевого потока значение скорости должно составлять < 0.6 м/с

$$v_{\text{sup_liquid}} = q_{\text{liquid}} \frac{4}{\pi (d_{\text{pipe}}^2)}, \quad (15-10)$$

$$q_{\text{liquid}} = \frac{w_{\text{liquid}}}{\rho_{\text{liquid}}}, \quad (15-11)$$

$$w_{\text{liquid}} = (1 - Q) \times w_{\text{total}}, \quad (15-12)$$

и

$v_{\text{sup_liquid}}$ = приведенная скорость воды

q_{liquid} = расход воды

w_{liquid} = массовый расход воды.

Ниже верхнего интервала перфорации дальнейшие вычисления приведенной скорости воды или качества пара невозможны, и предполагается, что все открытые интервалы имеют одинаковое качество пара.

Пример паронагнетательной скважины

На рис. 15-3 показаны данные из вертикальной паронагнетательной скважины. На первый взгляд кажется, что данные расходомерии с проходок вниз и вверх не увязаны между собой по глубине. Фактически, низкая плотность пара и высокий момент инерции расходомера означает, что расходомер имеет некоторую значительную временную постоянную, по достижении которой расходомер начинает реагировать на изменение скорости пара.

На рис. 15-4 показаны одни и те же данные, обработанные разными способами.

Колонка 1 показывает среднее измеренное давление вместе с кривой давления насыщения, полученной на основе средней измеренной температуры. Разница между этими двумя кривыми связана с точностью измерения давления и температуры (при условии, что имеется насыщенная смесь пара и воды).

Колонка 2 содержит совпадающие температурные кривые. Там, где две кривые начинают значительно расходиться, содержимое ствола скважины превращается в столб монофазной воды.

Колонка 3 показывает рассчитанную плотность воды и пара на основе показаний давления и с учетом насыщенной смеси пара и воды. Пар имеет чрезвычайно низкую плотность по сравнению со среднестатистической плотностью природного газа.

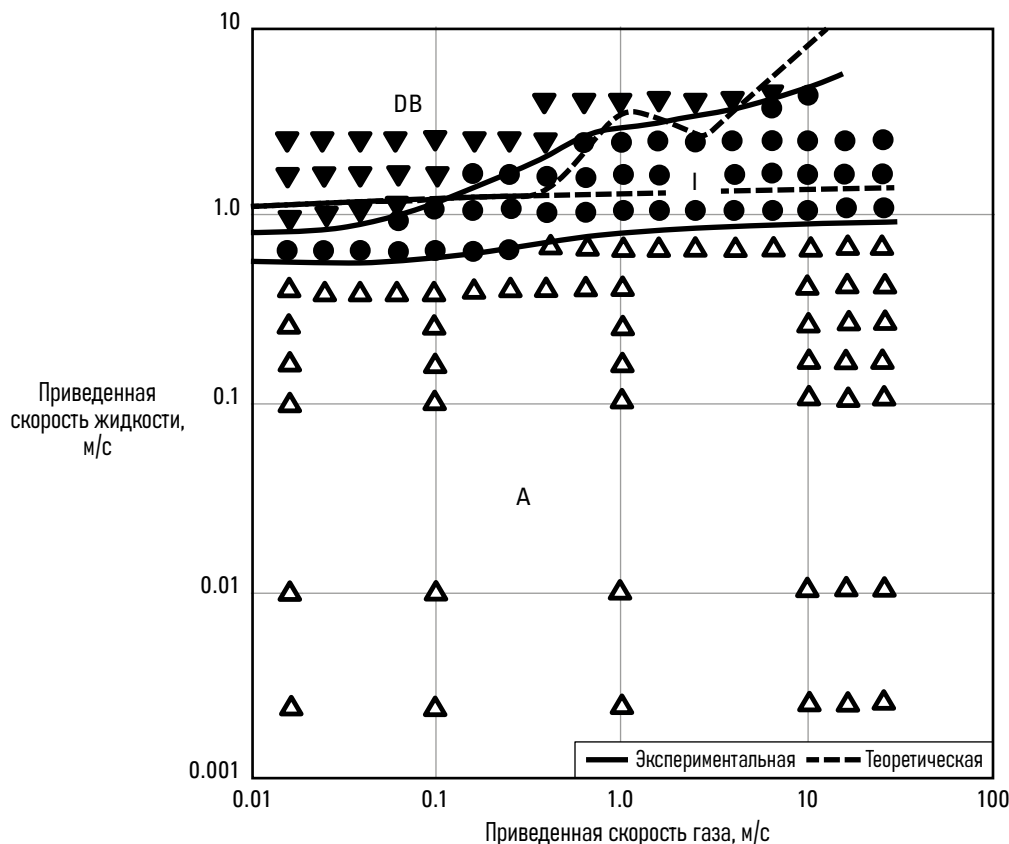


Рис. 15-2. Карта распределения вертикального нисходящего потока в трубе диаметром 5.1 см (Барни и др., 1982). A = кольцевой поток, I = прерывистый поток, DB = пузырьковый поток.

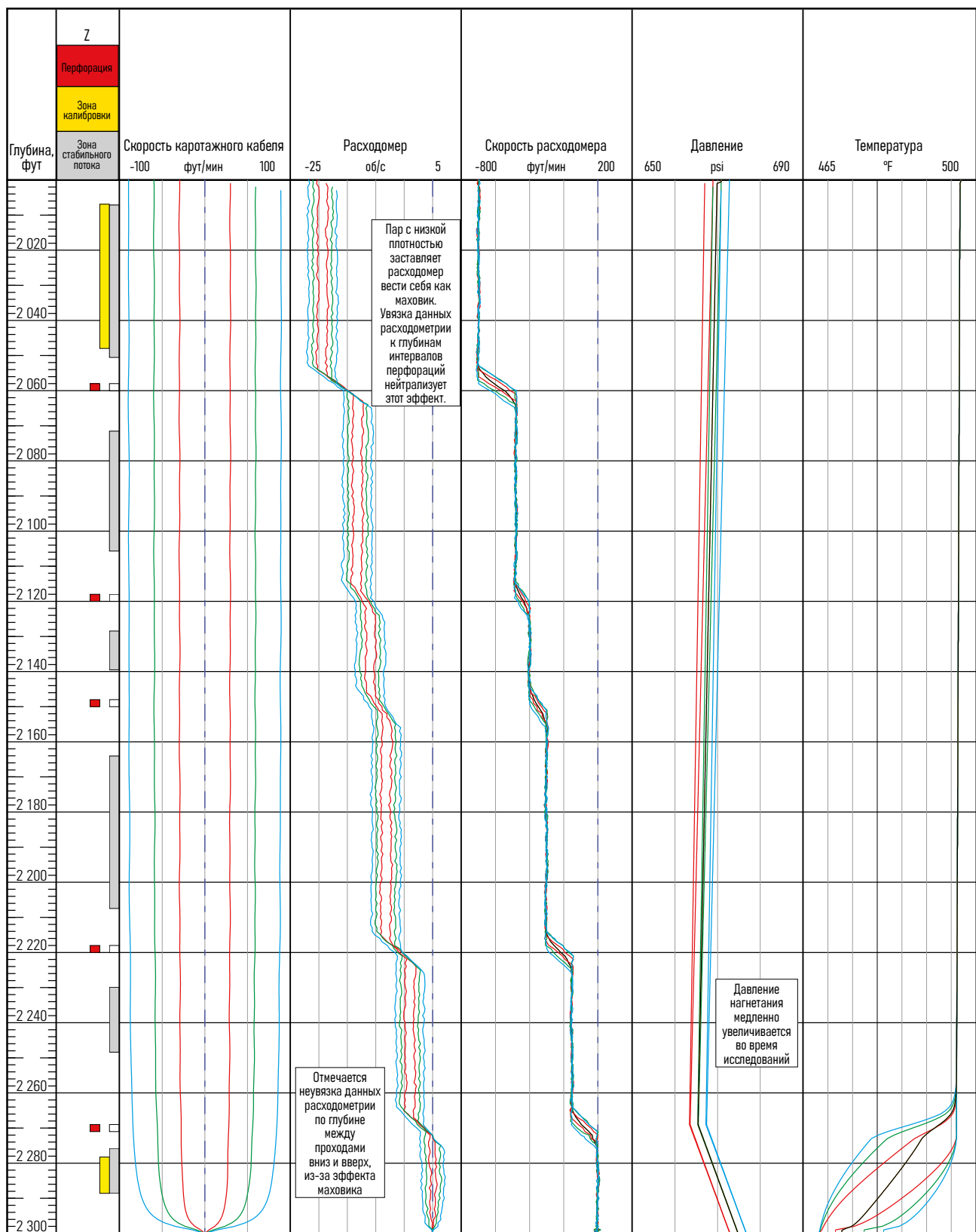


Рис. 15-3. Исследования в скважине с нагнетанием пара: основные кривые и вычисленная скорость расходомера в вертикальной скважине при 495°F

Колонка 5 показывает поправочный коэффициент профиля скорости для профиля скорости в трубе и диаметра лопасти расходомера. Она вычисляется с использованием уравнения степенного закона Прандтля, приведенного в главе «Скважинная среда».

Колонка 6 показывает вычисленную приведенную скорость воды, основанную на общем удельном поверхностном массовом расходе за вычетом массового расхода пара. Если вычисленная приведенная скорость воды (обозначена синим цветом) находится слева от граничной кривой (обозначена красным цветом), это свидетельствует о наличии кольцевого потока.

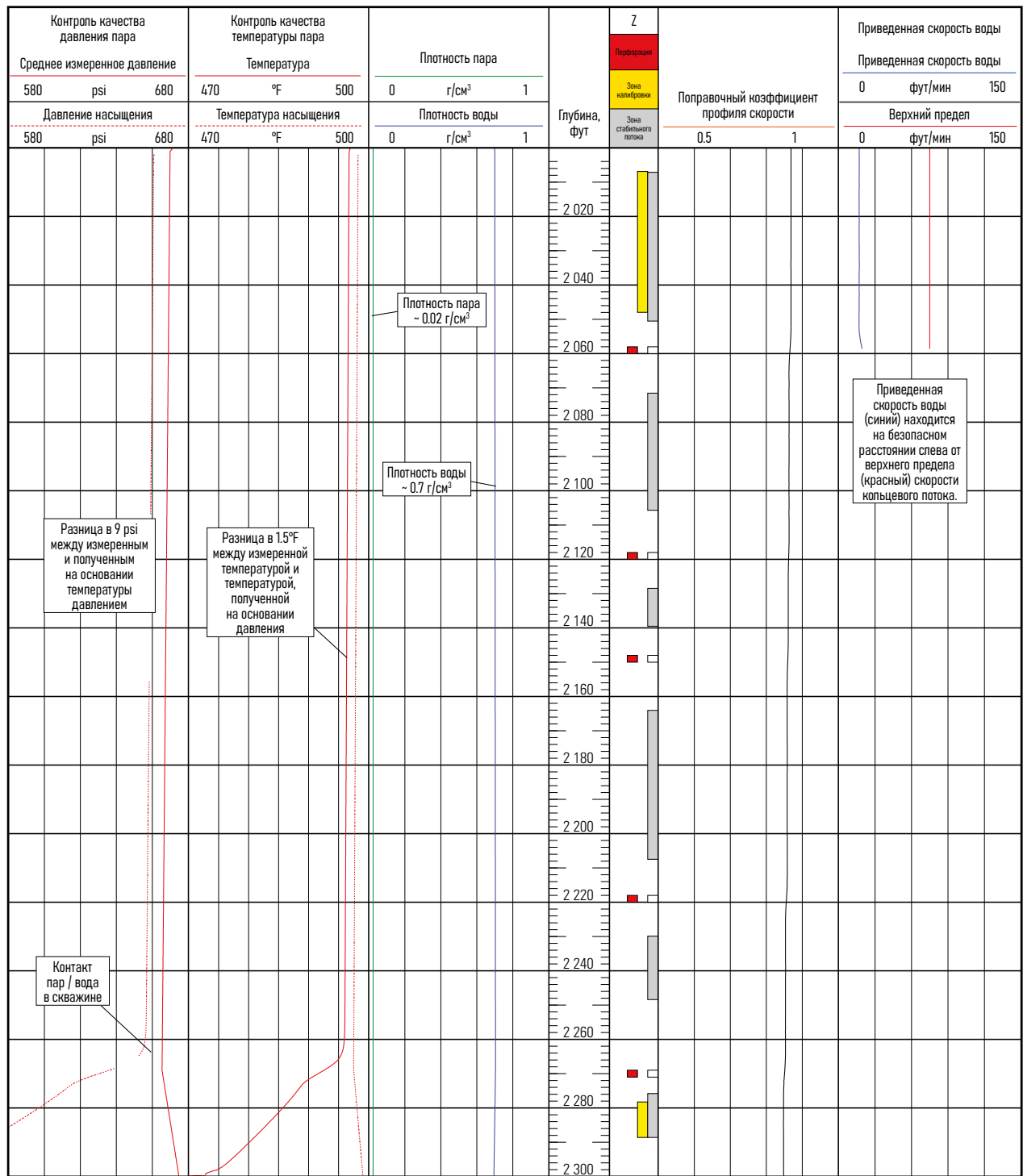


Рис. 15-4. Кривые контроля качества (LQC) закачки пара в вертикальной скважине при температуре 495 °F.

На рисунке 15-5 приведен финальный результат с массовым расходом пара в колонке 1.

Колонка 2 показывает качество пара на основе внешнего измерения массового расхода в скважине и массового расхода пара. В этой скважине качество пара составляет 48%. Предполагая, что качество пара на парогенераторной установке составляет 100%, с учетом энтальпии конденсированной воды и при использовании пластового давления и температуры 1015 psi и 212°F, соответственно, резервуар получает 64% вырабатываемого тепла.

Колонка 5 показывает обычный объемный профиль нагнетания. Колонка 6 показывает поинтервальный профиль приемистости.

Данный метод описывается в публикации заявки на патент США (Уиттакер и Хаммонд, 2011).

Ссылки

Barnea, D., Shoham, O., and Taitel, Y.: "Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two Phase Flow," *Chemical Engineering Science* (1982) 37, 741-744.

Wagner, W., and Kretzschmar, H.-J.: *International Steam Tables: Properties of Water and Steam Based on the Industrial Formulation IAPWS-IF97*, 2nd ed., Berlin: Springer (2008).

Whittaker, A.C., and Hammond, P.S.: "Apparatus and Method for Generating Steam Quality Delivered to a Reservoir," US Patent Application Publication No. 20120160011 (December 4, 2011).

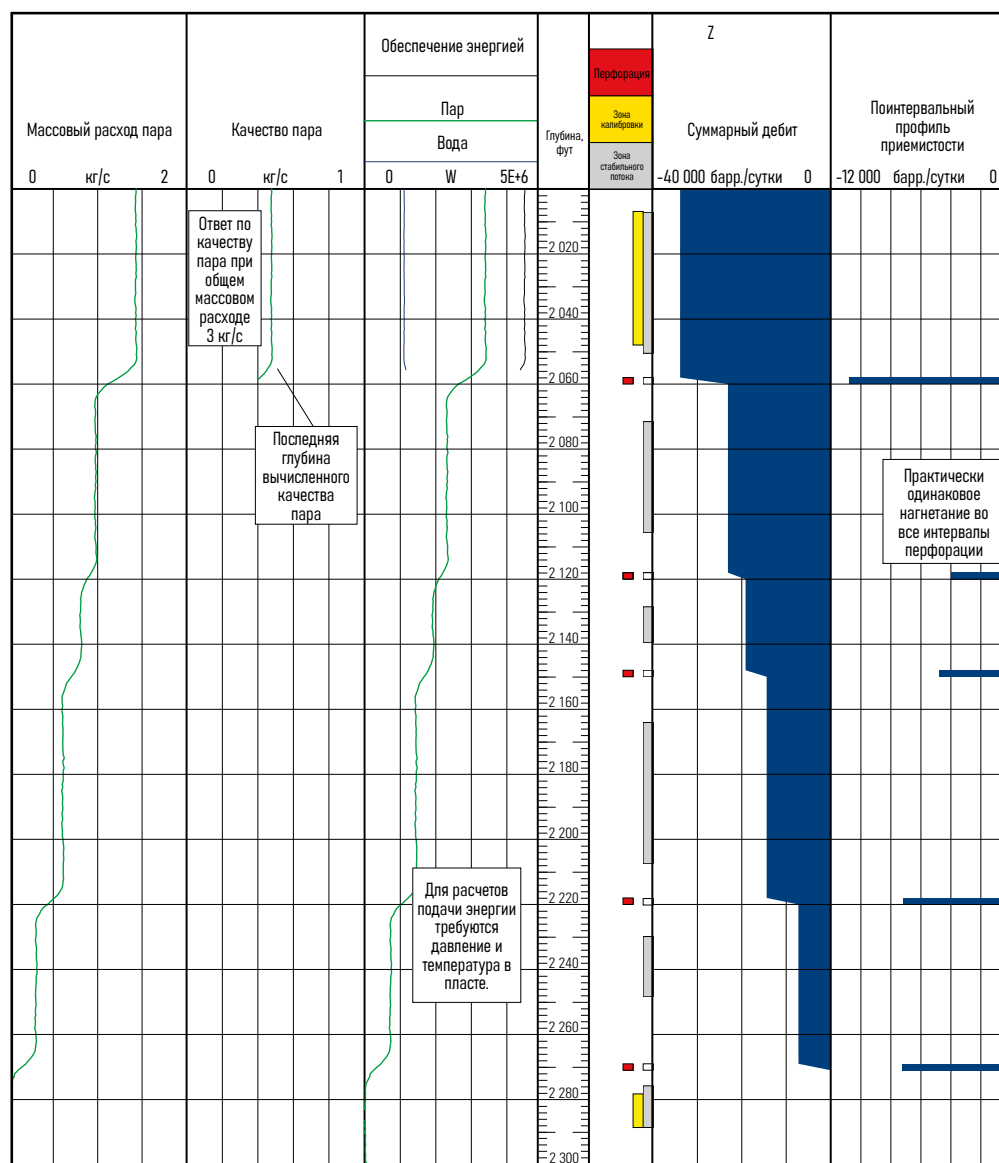


Рис. 15-5. Пример финального результата исследований в вертикальной паронагнетальной скважине при 495°F.

В идеале эту главу следует читать после всех остальных глав этой книги. Однако некоторые захотят сразу перейти к задаче планирования промыслового каротажа; поэтому предыдущие главы, посвященные датчикам промыслового каротажа, повторяются в сокращенной форме.

Применение даже самых лучших приборов промыслового каротажа в неподходящей скважине, или неправильно, либо с неверной программой каротажа обычно приводит к неутешительным результатам. Лучший подход для успешного планирования промыслового каротажа — найти интерпретатора, который неоднократно разочаровывался в полученных данных, которые он или она пытался интерпретировать, и попросить у этого человека рекомендации. В отсутствие совета от опытного интерпретатора, прошедшего суровую школу жизни, альтернативой является попытка предвидеть проблемы и спланировать их решение. В настоящей главе о планировании говорится о втором подходе.

Скважинная среда

Первым этапом планирования является построение модели скважинной среды.

Дебит из скважины (или ожидаемый дебит на поверхности в случае разведочной скважины) определяется источником. Затем поверхностные дебиты преобразуются в скважинные дебиты. Для целей планирования коэффициент усадки воды (B_w) может быть приближен к 1.0, коэффициент усадки нефти (B_o) может быть приближен к 1.3 или 1.4, за исключением самой легкой нефти или конденсата, и только для дебита газа на поверхности (после вычитания растворенного газа) требуется текущее забойное давление и температура для расчета приблизительного коэффициента усадки газа (B_g). Для целей планирования z -фактор (для отклонений от закона идеального газа) можно игнорировать, и B_g рассчитывается как

$$B_g = \frac{p_{sc} T_{dh}}{p_{dh} T_{sc}}, \quad (16-1)$$

где

p_{sc} = абсолютное эталонное давление при стандартных условиях

T_{dh} = абсолютная забойная температура

p_{dh} = абсолютное забойное давление

T_{sc} = абсолютная эталонная температура при стандартных условиях.

Таким образом,

$$q_{o_{dh}} = q_{o_{sc}} \times B_o = q_{o_{sc}} \times 1,3, \quad (16-2)$$

$$q_{w_{dh}} = q_{w_{sc}} \times B_w = q_{w_{sc}} \times 1,0, \quad (16-3)$$

$$q_{g_{dh}} = (q_{g_{sc}} - q_{o_{sc}} \times R_{so}) \times B_g, \quad (16-4)$$

где

q = дебит

B = коэффициент усадки

R_{so} = коэффициент растворенного газа в нефти

с индексами o , w и g для нефти, воды и газа, соответственно, и dh и sc , обозначающими скважинные и стандартные условия, соответственно.

При использовании стандартных для нефтяного промысла единиц измерения необходимо следить за успешным переходом с поверхностного газа в кубических футах в день (фут³/день) на забойный газ в баррелях в день (баррелей в день).

При отсутствии каких-либо указаний об обратном, обычно предполагается, что профиль притока изменяется линейно в интервале(-ах) каротажа.

Для преобразования расходов в скорости требуется внутренний диаметр заканчивания скважины (d_{pipe}) в интервале каротажа. Угол наклона скважины в пределах интервала каротажа также необходим для управления выбранной корреляцией проскальзывания.

Исторически сложилось так, что следующий этап расчета объемного содержания фаз и скоростей выполнялся медленно и вручную; однако в последние годы поставщики решений для интерпретации промыслового каротажа сделали доступными модели отклика прибора и корреляции проскальзывания для планирования работ. На рис. 16-1 показана горизонтальная газоводяная скважина с равномерным профилем притока и прогнозируемым объемным содержанием фаз и фазовыми скоростями.

Общий дебит в колонке 1 показывает предполагаемый накопленный профиль притока в скважине. Объемное содержание воды в колонке 4 показывает вычисленное значение Y_w . Фазовые скорости воды и газа показаны в колонке 5 синим и красным цветом соответственно. Колонка заполнения и траектории скважины (TVD) отображает объемное содержание воды внутри моделируемой скважины, которая соответствует изменениям TVD скважины. Красные зоны в колонке Z показывают расположение интервалов перфорации. Наконец, метки в колонке общего потока указывают прогнозируемый режим потока на основе корреляции проскальзывания газа и жидкости, в данном случае Петалас и Азиз (1996).

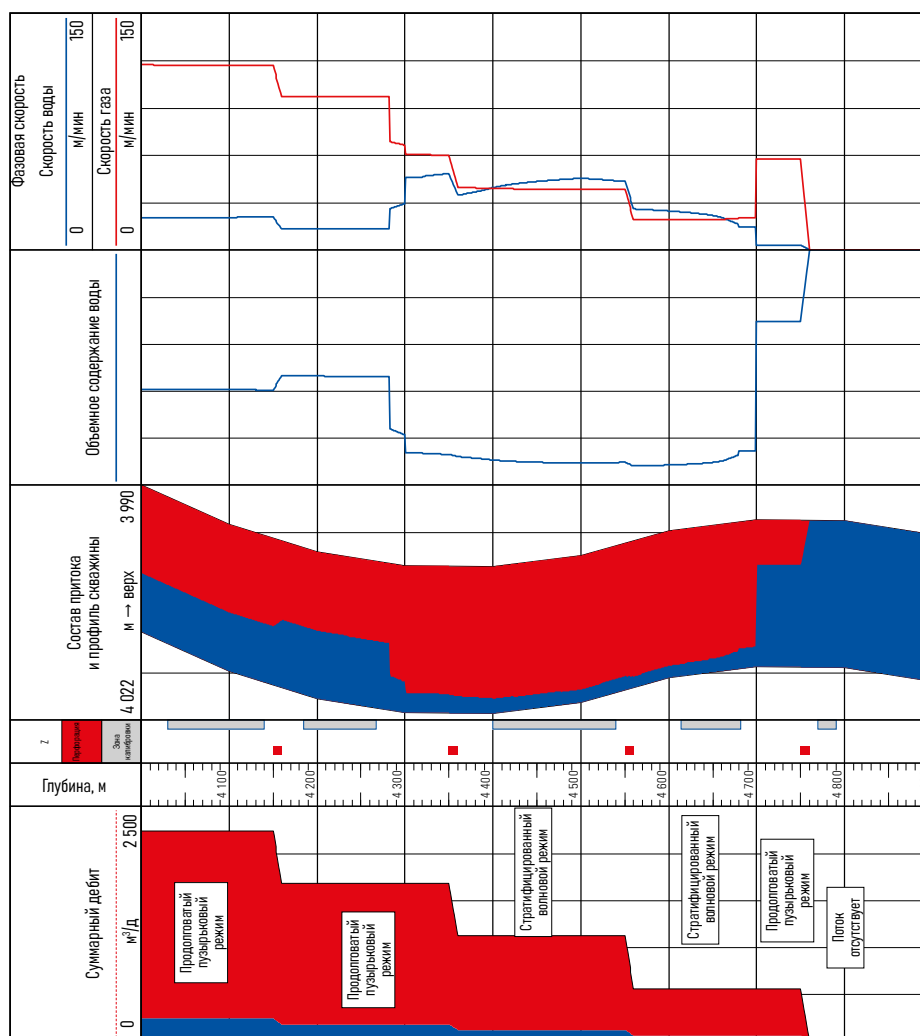


Рис. 16-1. Моделирование потока газа и воды в скважине.

Цели

Так же, как в школе, где важно прочитывать и понимать вопрос, прежде чем отвечать, важно знать, почему проводится промысловый каротаж. Если разработчики программы промыслового каротажа лишь предполагают, что им известна цель каротажа, то, когда в конечном итоге будет предоставлен отчет на основе интерпретации данных, может появиться много поводов для разочарования. Поэтому важно, чтобы были поставлены цели, имеющие смысл. В этом отношении общая фраза «цель состоит в том, чтобы провести промысловый каротаж» не особенно полезна. Что требуется, так это то, для чего будет использован отчет на основе интерпретации данных каротажа. Планировщик промыслового каротажа ценит такие цели, как:

- определить точки поступления воды для установки водоизоляционной пробки
- вычислить пластовое давление на основе многорежимного промыслового каротажа
- определить зоны целиков нефти для повторной перфорации

Не все цели могут быть реализованы и даже могут быть несовместимы друг с другом, но всегда полезно договориться о том, что может быть выполнено до того, как данные будут получены.

Одна из распространенных задач, которую трудно реализовать, — это выделение интервалов поступления небольшого количества воды в газовую скважину. Пример на рис. 16-2 и 16-3 — заканчивание с обсадной колонной диаметром 5.5 дюймов при отклонении 25° с дебитом 2.5 мфут³/сут газа и 20 барр./сут воды. Текущие забойное давление и температура составляют 3000 psi и 250°F соответственно. Добыча из скважины осуществляется через три интервала перфораций с примерно равным дебитом газа из каждой. Использовалась корреляция проскальзывания (Петалас и Азиз, 1996).

Моделирование на рис. 16-2 показывает, что по данным объемного содержания и плотности воды, вся вода поступает из самого нижнего интервала перфорации. Моделирование на рис. 16-3 предполагает, что 19 баррелей воды в сутки поступило из верхнего интервала перфорации, и всего 1 барр./сутки поступает из самого нижнего интервала перфорации.

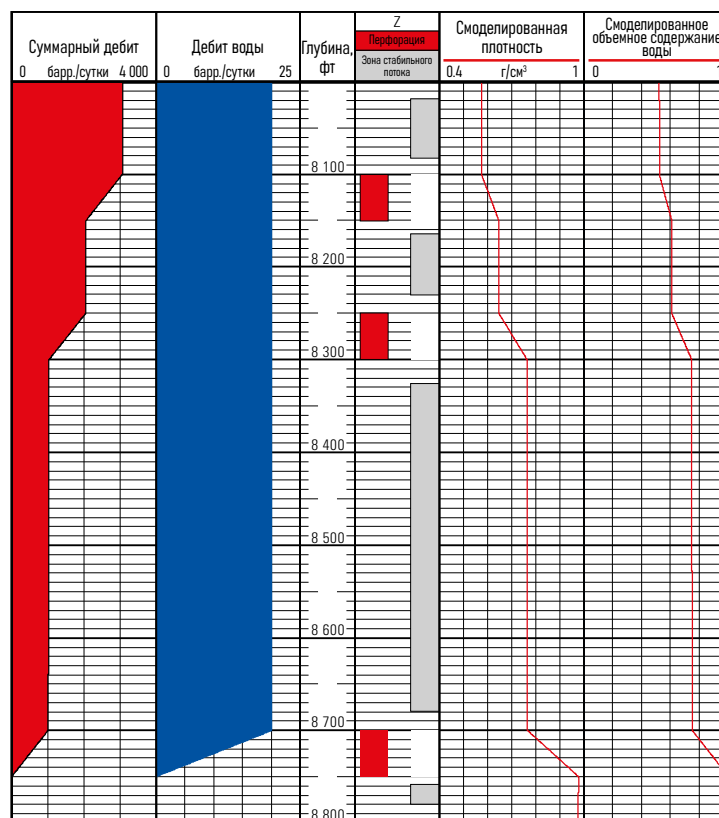


Рис. 16-2. Поступление воды снизу

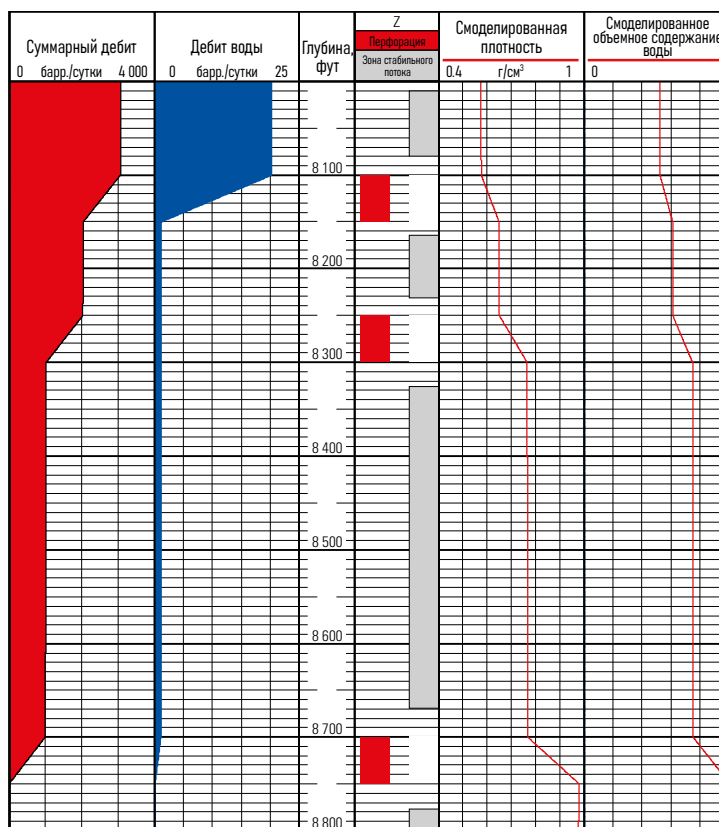


Рис. 16-3. Поступление воды сверху.

Отклики по объемному содержанию фаз неотличимы друг от друга, что означает, что замеры объемного содержания фаз не помогут определить источник воды. На самом деле ситуация гораздо хуже, поскольку переход от корреляции Petalas and Aziz (1996 г.) к другой корреляции дает очень разные значения объемного содержания фаз и плотности из-за разных скоростей проскальзывания, которые они рассчитывают. Это означает, что интерпретация данных каротажа этого типа скважин определяет источник воды на основе используемой корреляции проскальзывания.

Опытные аналитики данных каротажа знают, что иногда температура или даже кривая гамма-каротажа могут подсказать источник поступления воды в скважинах этого типа, но возможный неоднозначный характер получаемых данных должен быть указан и задокументирован до начала каротажа скважины.

Поиск небольших притоков воды в нефтяных скважинах немного проще, но также может быть достаточно сложным.

Другие ограничения

Распространенным ограничением на морских платформах является требование монтажа под полом буровой установки. Ограниченное пространство для размещения оборудования контроля давления и каротажной компоновки приводит либо к очень короткой компоновке приборов, либо к использованию системы создания и поддержания давления. Необходимо сделать выбор между меньшим количеством датчиков и более сложной (или невозможной) интерпретацией или более длительной работой на площадке скважины, так как система создания и поддержания давления подключается и испытывается под давлением во время монтажа и демонтажа компоновки приборов каротажа. Если позволяет время, эти два сценария следует изучить и представить оператору в качестве альтернативных вариантов.

Могут потребоваться приборы со встроенным автономным запоминающим устройством, потому что необходимо использовать легкую и малогабаритную каротажную лебедку или потому что гибкие НКТ для горизонтальной скважины не имеют электрической проводки. Автономный режим памяти позволяет сократить количество датчиков, которые могут быть запущены, поскольку некоторые каротажные приборы либо требуют больше энергии, чем может обеспечить батарея, либо нуждаются в непрерывном потоке команд с поверхности.

В горизонтальных скважинах использование обычного геофизического трактора означает, что каротажные приборы, контролируемые с поверхности, отключаются во время движения трактора вниз в скважине и могут быть включены, и с них могут быть сняты показания только во время движения вверх к устью скважины. Это может влиять на скважинные исследования вертущим расходомером и измерение объемного содержания фаз на основе датчиков состава.

Иногда требуется использование промышленного каротажа в скважине, оборудованной подводной фонтанной арматурой. Для этого требуется либо полупогружная буровая установка со спуском райзера с поверхности на фонтанную арматуру, либо динамически позиционируемое легкое судно для обслуживания

скважин с подводным напорным лубрикатором. Стоимость любого из вариантов настолько велика, что нет смысла пытаться экономить на датчиках промышленного каротажа, за исключением случая, когда слишком большой набор приборов каротажа ставит под угрозу надежность системы и может привести к дорогостоящим временным потерям.

Заколонные перетоки

Успешное проведение промышленного каротажа легче, когда поток поступает через перфорированные отверстия или фильтры, а затем движется исключительно вверх по стволу скважины. Однако бывают случаи, когда в затрубном пространстве наблюдается значительный поток.

При заканчивании скважины методом перфорации-стимуляции-изоляции (PSI) каротажные приборы всегда находятся внутри НКТ. Приток флюидов через перфорации в обсадной колонне движется вверх (или вниз) по затрубному пространству, прежде чем попасть внутрь НКТ через скользящую муфту (SSD). Скорость и объемное содержание фаз в затрубном пространстве не совпадают со скоростью и объемным содержанием фаз в НКТ, и ядерные измерения, которые «усредняют» отклик НКТ и затрубного пространства, не являются репрезентативными.

При заканчивании с сетчатым фильтром может быть использовано или не использовано гравийное наполнение. Если фильтр без гравийного наполнения, то в зависимости от того, разрушился ли пласт вокруг фильтра, может образоваться затрубный переток. К счастью, наблюдение за последними несколькими футами в верхней части многих законченных скважин с фильтрами редко показывало необычное увеличение скорости вращения расходомера. Это указывает на то, что значительный затрубный переток вокруг сетчатого фильтра не является частым явлением, и им можно пренебречь в целях планирования. Однако следует учитывать возможность затрубного перетока и его влияние на результаты интерпретации.

Там, где пласт более механически устойчив, а стоимость заканчивания длинной горизонтальной скважины требует определенной экономии, методы заканчивания с цементированием и перфорацией, и сетчатые фильтры обычно заменяются хвостовыми трубами с прорезами. Затрубное пространство хвостовика с прорезами открыто, и флюид может свободно перемещаться как в стволе, так и в затрубном пространстве. Площадь поперечного сечения потока по внутреннему диаметру хвостовика с щелевидными отверстиями и затрубного пространства часто одинаковы, и обычно отсутствие центраторов приводит к тому, что хвостовик с щелевидными отверстиями располагается в заполненной водой нижней части сечения скважины. Если в скважине также имеются изолирующие устройства для затрубного пространства, такие как заполненные цементом наружные трубные пакеры (ЕСР) или разбухающие пакеры, то они отводят затрубный переток в скважину и обеспечивают интервал в несколько метров, где весь поток может быть измерен каротажным прибором. При отсутствии каких-либо изолирующих устройств для затрубного пространства сочетание ядерных измерений, которые усредняют скважинные и затрубные потоки, и локальных измерений,

которые регистрируют только поток внутри хвостовика, является лучшим вариантом, хотя в этом случае будет получена неполноценная интерпретация.

Датчики для промыслового каротажа

После моделирования скважинной среды и определения целей можно оценить предпочтительные датчики каротажа для использования в скважине. Датчики, обсуждаемые в этом разделе, расположены в произвольном порядке.

Температура

Основная цель использования термометрии промыслового каротажа заключается в управлении моделями PVT. В связи с этим термокаротаж используется в каждой компоновке для промыслового каротажа.

В вертикальных и наклонных скважинах зарегистрированная температура может быть сравнена с геотермальной температурой (или оценкой геотермальной температуры). Увеличение температуры обычно указывает на приток жидкости в области, где произошло падение давления вблизи ствола скважины, в то время как охлаждение указывает на приток при геотермальной или субгеотермальной температуре вследствие охлаждения по циклу Джоуля-Томсона. Однако количественный анализ термограмм промыслового каротажа обычно показывает, что основные запланированные измерения недоступны, и аналитик данных каротажа следует запасному плану.

В горизонтальной скважине геотермические градиенты варьируются от очень малых до нуля. Поэтому влияние упомянутого потепления и охлаждения становится более выраженным.

Горячие точки на корпусе каротажного прибора иногда оставляют аномальный тепловой след в областях застойного потока.

Давление

Целью измерения давления, как и в случае с термокаротажем, является управление моделями PVT. Измерение давления также можно использовать для определения того, изменяется ли депрессия скважины и, следовательно, достаточно ли стабильна скважина для проведения каротажа и последующей интерпретации. Из-за этих двух важнейших областей применения датчик давления всегда включен в каждую каротажную компоновку.

Кроме того, градиент давления может быть преобразован в точную кривую плотности флюида (хотя и с плохим разрешением по глубине) в скважинах с отклонением менее 70°. В горизонтальных скважинах с высокоскоростным однофазным потоком иногда можно использовать потерю давления на трение для оценки скорости флюида, но, как и в случае с термокаротажем, это будет резервный подход.

Вертушечный или турбинный расходомер

Предположение о том, что расходомер усредняет скорости (или инерцию движения) присутствующих фаз, хорошо применимо в вертикальных скважинах, хуже применимо в

Примечание 16А. Критерии стабильности

Программы каротажа, требующие, чтобы скважина была стабильной до начала каротажа, должны предусматривать критерии стабильности. Обычно изменение дебита на 10% от начала до конца каротажа — это максимум, который можно допустить. Если согласно плану каротажные проходы и станции займут 3 часа, то за 3 часа до начала каротажа депрессия должна меняться менее чем на 10%. Для депрессии в 500 фунтов на кв. дюйм это означает $< (500 \text{ psi} \times 10\%) / 3 \text{ ч} = 17 \text{ psi/ч}$.

До того, как это требование стабильности будет выполнено, довольно часто регистрируют пару «страховочных» проходов, чтобы получить хотя бы часть данных, если впоследствии работа будет отменена, или каротажный инструмент выйдет из строя.

низкоскоростных потоках в наклонных скважинах и обычно неприменимо в горизонтальных скважинах. Знание того, при каких скоростях смеси скорость расходомера становится не поддающейся интерпретации из-за влияния рециркуляции (противотока), в большей степени зависит от опыта, чем от математического моделирования. В горизонтальных скважинах сильная сегрегация фаз и большие скорости проскальзывания означают, что интерпретация данных обычного расходомера как правило невозможна. Иногда в горизонтальной скважине центрированный расходомер полностью погружен только в одну фазу. В этих условиях скорость вращения расходомера может соответствовать скорости фазы, но это опять же резервный вариант.

Расходомеры могут иметь верхнюю скорость вращения, которая имеет либо механический характер (от подшипников), либо электронный характер. Полнопроходные расходомеры могут складываться в высокоскоростных скважинах в зависимости от направления потока; 2.5-дюймовый PFCS складывается в водонагнетательных скважинах при расходе примерно 800 фут/мин [240 м/мин] и выше.

Современные приборы с несколькими мини-расходомерами предназначены для использования возможностей однофазного каротажа в условиях расслоенного горизонтального течения двухфазного потока. Малый диаметр мини-расходомера обеспечивает очень маленький крутящий момент и требует специальных профилей лопастей, подшипников и технологии определения вращения, чтобы снизить пороговую скорость мини-расходомера до приемлемого уровня и получить интерпретируемый массив скоростей.

Градианометрический датчик дифференциального давления

Измерение объемного содержания фаз на основе плотности основывается на известной или фиксированной плотности фазы. Обычно для настройки PVT модели требуется небольшое изменение значений замеров для подгонки рассматриваемой фазы в режиме статики либо в обоих режимах. Верхний предел отклонения для градианометрического датчика находится в диапазоне от 60° до 70° в зависимости от контраста плотности между присутствующими фазами. Градианометрический

датчик не справляется в условиях со скоростями жидкости выше 10 фут/с [3 м/с] из-за поправок на трение.

Измерения объемного содержания фаз датчиками

Существуют измерения объемного содержания фаз датчиками на основе электропроводности, электрической емкости и оптического коэффициента отражения. Поскольку это, по сути, точечные измерения, то один датчик вряд ли сможет обеспечить репрезентативное значение объемного содержания фаз во всех скважинах, за исключением наиболее вертикальных водонефтяных скважин. По мере увеличения угла наклона скважины контраст плотности между фазами вызывает сегрегацию фаз. Для компенсации такого эффекта необходимо большее количество пространственно разнесенных датчиков для расчета среднего показателя объемного содержания фаз. Каротажные приборы, которые могут свободно вращаться, требуют большего количества датчиков, в то время как приборы, самоориентирующиеся на вертикальную ось в поперечном сечении трубы, требуют меньшего количества датчиков. При отклонении до 45° достаточно 4 распределенных по окружности зондов. В диапазоне от 45° до 70° в высокоскоростной скважине по-прежнему требуется только 4 датчика, но если скорость потока низкая, то необходим второй инструмент на 8 датчиков, как и в горизонтальной скважине. Можно сделать несколько каротажных проходов для улучшения покрытия датчиками (например, три прохода 4-датчикового прибора равны одному проходу 12-датчикового прибора), но только при условии, что каротажный прибор не следует по одной и той же траектории при каждом проходе. К сожалению, каротажные приборы, отделенные от крутящего момента кабеля с помощью вертлюга, очень часто проходят по одной и той же траектории при каждом проходе. При использовании распределенных по окружности датчиков обязательно проводят дублирующие измерения объемного содержания фаз с обеих сторон от вертикальной оси поперечного сечения трубы; поэтому 6 вертикально ориентированных датчиков обеспечивают лучшее измерение объемного содержания фаз по сравнению с 8 установленными по окружности датчиками.

Две цели — стабильность и точность — не могут быть легко достигнуты при измерении объемного содержания фаз датчиками. Крупные и прочные датчики преимущественно более подвержены смачиванию либо залипанию, в то время как более мелкие датчики могут быть легко сломаны при заканчивании скважины с открытым забоем. При использовании электрических датчиков выбор проводника, изолятора и частоты возбуждения также влияет на качество измерения объемного содержания фаз. Известны случаи, когда высокопроницаемые жилы в высокоскоростных добывающих скважинах отделяли датчик от каротажного прибора. Если есть подозрение на такую ситуацию, то предпочтительнее использовать среднюю плотность в трубе или ядерные измерения.

Большинство измерений объемного содержания фаз с помощью датчиков дают лучшие результаты при спуске в скважину против потока или при подъеме вверх в скважине с высокой скоростью потока. Это означает, что в горизонтальной скважине с низкой скоростью потока использование обычного

трактора (без возможности записи каротажа при спуске в скважину) не сможет обеспечить достоверные данные измерений объемного содержания фаз.

На измерение объемного содержания фаз датчиком также влияет перемещение пузырьков в очень турбулентном потоке, в результате чего пузырьки прерывистой фазы становятся слишком мелкими для регистрации. Маленькие датчики могут фиксировать больше пузырьков, чем большие датчики.

Асфальтены могут встречаться в скважине при прорыве нагнетаемого газа. Асфальтен «ослепляет» большинство электрических и оптических датчиков, покрывая их тонкой изоляционной и оптически непрозрачной оболочкой. Диэлектрические датчики могут быть более устойчивы к асфальтенам.

Плотность флюида на основе ядерных измерений

При получении значения плотности гамма-излучением используется химический источник гамма-излучения и детектор гамма-излучения, разделенные либо окном, открытым для скважинных флюидов, либо вольфрамовым блоком для минимизации прямой связи. Высокая скорость счета гамма-излучения означает наличие флюида низкой плотности, в то время как низкая скорость счета гамма-излучения означает наличие флюида высокой плотности.

Метод, основанный на использовании окон или затухания, обеспечивает только центральную осевую плотность в трубе, которая хорошо работает в высокоскоростных, хорошо перемешанных потоках флюида или вертикальных скважинах, работающих только нефтью и водой. В высокоскоростных газожидкостных скважинах обычно создаются условия кольцевого режима потока, при котором большая часть жидкости незаметно перемещается вверх по стенке трубы.

Метод рассеяния на основе вольфрамовых блоков требует более мощного источника и обычно проводит измерения за пределами обсадной колонны, чтобы получить информацию о заканчивании скважины и пласте, вместе с информацией о плотности флюида. Метод ядерного рассеяния в основном используется в очень высокоскоростных скважинах, где разница между плотностью в остановленной и рабочей скважине используется для создания дельта-сигнала, который добавляется к более традиционной и легко измеряемой плотности в остановленной скважине.

Ни один из подходов с применением ядерной плотности не дает количественной информации об объемном содержании фаз для горизонтальной скважины.

Метод активации кислорода

Высокоэнергетические нейтроны используются для активации кислорода в непосредственной близости от источника нейтронов. Активированный кислород распадается обратно в обычный кислород путем испускания гамма-лучей и с периодом полураспада 7.2 с. Следовательно, поток воды несет сигнатуру гамма-излучения, которая со временем затухает в результате активации нейтронов. При определении скорости воды используется либо импульсный источник нейтронов и один детектор гамма-излучения, либо непрерывный поток нейтронов и два детектора гамма-излучения. Это очень эффективная

техника для использования в горизонтальном каротаже, а в случае импульсного источника нейтронов полученные данные скорости воды имеют очень высокую достоверность.

В случае использования хвостовиков с щелевидными отверстиями и, в меньшей степени, протяженных фильтров, каротаж с активацией кислорода определяет как поток в колонне, так и заколонный переток. Иногда эти два способа могут путать или мешать друг другу.

Кислород-активационный каротаж не имеет очевидного применения в наклонных или вертикальных скважинах, за исключением обнаружения утечек и проверки потока за трубой. Такой каротаж наиболее эффективен при горизонтальном стратифицированном потоке.

Маркеры

Случай активации кислорода является лишь частным случаем использования маркеров. Маркеры могут быть радиоактивными или нерадиоактивными. Хотя водорастворимые радиоактивные маркеры относительно просты в разработке, гораздо сложнее создать растворимый в нефти радиоактивный маркер, работающий при скважинных температурах. На сегодняшний день не существует маркеров, которые можно было бы использовать для измерения скважинной скорости потока метана, хотя радиоактивный криптоновый газ используется в качестве маркера для нагнетательных скважин.

Импульсный нейтронный каротаж

Метод углерода/кислорода, используемый для каротажа насыщения пласта, может быть адаптирован для каротажа объемного содержания фаз в стволе скважины. В этом случае сигнал углерода/кислорода определяется в основном углеродом в скважинной нефти и газе, в то время как кислород реагирует на воду. Газ обычно обнаруживается по соотношению неупругих гамма-лучей между ближним и дальним детектором.

Ключом к пониманию того, даст ли конкретный каротажный прибор откалиброванные результаты, является следующее:

- способность прибора извлекать спектральные данные
- наличие базы данных по характеристикам прибора, включающей тот же размер обсадных труб, тот же вес обсадных труб и, в меньшей степени, тот же состав пород и пористость.

Если эти два условия не могут быть выполнены, то интерпретатор данных каротажа имеет только кривые, реагирующие на изменения в объемном содержании фаз.

В случае заканчивания хвостовиком с щелевидными отверстиями это измерение отражает затрубное пространство, хотя и с пониженной чувствительностью и точностью.

Измерение объемного содержания фаз с помощью импульсного нейтронного каротажа является очень эффективным методом промыслового каротажа горизонтальных скважин. В высокоскоростных вертикальных и наклонных скважинах, где присутствуют чрезмерные сдвиги пузырьков и поправки на трение, также можно проводить каротаж таким способом, при условии, что каротажный прибор не будет поднят из скважины под действием высокой скорости. Однако прибор для импульсного нейтронного углеродно-кислородного каротажа

довольно дорог и легко может удвоить стоимость работ по сравнению с применением базового промыслового каротажа.

Измерение объемного содержания фаз методом диэлектрического каротажа

Измерения объемного содержания фаз методом диэлектрического каротажа имеют плохо выраженный нелинейный отклик на изменения объемного содержания воды. Кроме того, при применении метода диэлектрического каротажа замер проводится только по оси трубы, и игнорируются колебания объемного содержания фаз в верхней и нижней части сечения скважины. В большинстве скважин очень трудно использовать количественные показатели диэлектрической проницаемости практически в любых условиях, кроме условий остановленной скважины с гравитационно разделенными фазами.

Плотность и вязкость потока

Вибродатчик можно использовать для измерения плотности и вязкости окружающей его жидкости. Эта методика успешно применяется некоторыми испытателями пластов. Однако при применении в промысловом каротаже этот вид датчиков страдает при проведении замера по центру трубы, преимущественной смачиваемости нефтью или водой, а также вследствие чувствительности к турбулентным потокам, возникающим при колебаниях корпуса каротажного прибора в высокоскоростных потоках. В процессе промыслового каротажа сложно найти применение такому виду датчика.

Модель с проскальзыванием фаз

Хотя модель с проскальзыванием фаз не является методом измерения, она обеспечивает дополнительную скорость для интерпретации и поэтому заменяет необходимость дополнительного измерения. К сожалению, модели с проскальзыванием фаз лучше всего работают в условиях вертикальных скважин. Они начинают испытывать трудности в условиях наклонных скважин, и становятся очень приблизительными в горизонтальных скважинах. Модели с проскальзыванием фаз вода-нефть, как правило, более надежны и точны, чем модели с проскальзыванием фаз газ-жидкость. Модель Stratflo компании Schlumberger для расслоенной нефти и воды является одной из немногих моделей горизонтального проскальзывания, которая соответствует скважинным измерениям расслоенного потока. Модели горизонтального газожидкостного смещения нуждаются в настройке для труб большого диаметра и условий высокого давления, которые возникают в скважинах, но не могут быть воспроизведены в лабораторных условиях.

Оценка и выбор датчиков

При таком количестве различных методов измерения непрактично использовать их все в каждой скважине. Отбор датчиков должен проводиться на основе теоретической информации. Датчики компоновки ГИС должны соответствовать как минимум следующим требованиям.

- Для каротажа однофазной скважины нет необходимости в получении информации об объемном содержании фаз, требуется только скорость.
- Для каротажа двухфазной скважины необходимо провести одно измерение объемного содержания фаз и два измерения скорости (при этом одно измерение скорости может быть заменено моделью с проскальзыванием фаз).
- Для каротажа трехфазной скважины необходимо провести два измерения объемного содержания фаз и три измерения скорости (при этом два измерения скорости могут быть заменены моделями с проскальзыванием фаз).

В качестве альтернативы, требования к каротажу можно выразить так: «Для каротажа n -фазного потока требуется n измерений скорости и $(n - 1)$ измерений объемного содержания фаз».

На примере простой горизонтальной газовой скважины в таблице 16-1 показаны устьевые дебиты, пересчитанные на скорость смеси и объемного содержания фаз воды и газа в скважинных условиях. С учетом равномерного профиля притока, значения скорости и объемного содержания фаз опять же оцениваются на уровне 50% и 10% от общего потока. Поскольку траектория скважины волнообразная, отклонение изменяется от интервала к интервалу, а режим потока меняется от поршневого (PL) или пробкового (SL) на расслоенный поток (SS) или расслоенно-волновой поток (SW). Проценты, присвоенные различным датчикам, дают достоверность измерения при использовании в количественной интерпретации.

Измерения скорости с помощью расположенных по центру расходомеров применяются и, вероятнее всего, будут работать приемлемо в 100% потока при высоких скоростях смеси в пятке скважины; однако к тому времени, когда расслоенный поток будет достигнут в носке скважины, такие расходомеры вряд ли смогут провести достоверное измерение скорости смеси.

Кислород-активационный каротаж должен обеспечить достоверное измерение скорости воды на всех трех глубинах

моделирования, но для этого требуется использование модели с проскальзыванием фаз для получения скорости газа, а корреляции проскальзывания газа и жидкости не очень точны в этих условиях.

Ряд мини-расходомеров Flow Scanner должен обеспечивать измерение скоростей газа и воды.

Требуется только одно измерение объемного содержания фаз, и оно может быть получено с помощью восьми электрических датчиков, восьми оптических датчиков, вертикального ряда оптических и электрических датчиков или измерением объемного содержания фаз с помощью импульсного нейтронного каротажа. Использование только четырех датчиков состава в горизонтальной скважине не может обеспечить достаточную точность и разрешение объемного содержания фаз.

Поэтому существуют два очевидных решения для каротажа такой скважины:

- прибор импульсного нейтронного каротажа, обеспечивающий измерение объемного содержания фаз и скорости воды в комбинации с моделью с проскальзыванием фаз газа и жидкости
- вертикальный ряд мини-расходомеров и датчиков для измерения объемного содержания фаз.

Первое решение, вероятно, более надежно, в то время как второе решение, вероятно, более точное.

Программа каротажных работ

Для обычной вертикальной или наклонной скважины, как правило, необходимо дождаться стабилизации скважины (см. предыдущий раздел «Давление»), а затем зарегистрировать данные трех проходов вверх и вниз со скоростью 30, 60 и 90 фут/мин [10, 20 и 30 м/мин, соответственно]. Хотя для получения данных по давлению, температуре, плотности, объемному содержанию фаз, гамма-излучению и локатору муфтовых соединений обсадной колонны достаточно одного прохода

Таблица 16-1. Сравнение датчиков

	Верх - 100% поток	Середина - 50% поток	Низ - 10% поток	Измерение
Глубина, м	4 100	4 500	4 750	
Скорость смеси, м/с	1.61	0.80	0.16	
Объемное содержание воды (Y_w), %	40	15	10	
Объемное содержание газа (Y_g), %	60	85	90	
Режим потока	PL, SL	SS, SW	SS, SW	
Отклонение, °	87.6	91.0	90.2	
Скорость				
2½-дюймовый полнопроходной расходомер	80%	50%	20%	Скорость смеси
Внутритрубный расходомер 2½-дюйма	80%	45%	15%	Скорость смеси
Кислород-активационный каротаж	90%	90%	90%	Скорость воды
Петалас и Азиз (1996 г.)	40%	40%	40%	Модель с проскальзыванием фаз газ-жидкость
Вертикальный ряд мини-расходомеров	80%	90%	90%	Скорость воды и газа
Объемное содержание фаз				
Четыре оптических датчика	50%	50%	50%	Объемное содержание газа
Восемь оптических датчиков	80%	80%	80%	Объемное содержание газа
Четыре электрических датчика	50%	50%	40%	Объемное содержание воды
Восемь электрических датчиков	80%	80%	80%	Объемное содержание воды
Импульсный нейтронный каротаж	70%	70%	70%	Объемное содержание фаз в трехфазном потоке
Вертикальный ряд оптических датчиков	90%	90%	90%	Объемное содержание газа
Вертикальный ряд электрических датчиков	90%	90%	90%	Объемное содержание воды

вниз, дополнительные проходы необходимы для проведения калибровки расходомера в скважинных условиях. Если регистрируемый интервал очень большой, то скорости можно увеличить и отказаться от одного из проходов (например, 60 и 120 фут/мин [20 и 40 м/мин]).

Требуется ли проведение записи в остановленной скважине? Если только для целей калибровки расходомера — то не требуется. Калибровка расходомера производится в скважинных условиях при скорости и объемном содержании фаз, при которых необходима интерпретация и результаты. Если данные по PVT не ясны, то рекомендуется остановить скважину, дать фазам расслоиться, а затем настроить PVT модель в соответствии с наблюдаемыми плотностями. Однако основной целью проведения каротажа в остановленной скважине является обнаружение и количественная оценка перетоков и последующий расчет пластовых давлений с использованием поинтервальной характеристики притока (SIP) (Reservoir Evaluation, 1979; Noik, 1981).

Исследования при сниженном дебите обычно регистрируются для дополнения данных, полученных в остановленной скважине в графике поинтервальной характеристики притока (SIP).

В горизонтальной скважине интервалы каротажа обычно намного длиннее, чем в вертикальных или наклонных скважинах. Кроме того, используются геофизические трактора или гибкие НКТ малого диаметра и, возможно, специальные датчики с особыми требованиями к каротажу. Программа горизонтального каротажа должна исключить лишние каротажные проходы и, по возможности, увеличить скорость каротажа, а также включить стационарные замеры для специальных приборов. При указании глубин для стационарных замеров кислород-активационного каротажа следует устранить любую двусмысленность между положением прибора и глубиной активации кислорода, указав, что требуемая глубина относится к импульсному источнику нейтронов или устройству Minitron — обычно все глубины указываются относительно низа компоновки приборов.

Если не используется геофизический трактор с функцией записи вниз, то время, необходимое для ожидания стабилизации скважины, можно использовать для тракторения вниз в скважину до нижней глубины интервала исследований.

Если для установки требуются оборудование контроля давления, гибкие НКТ или и то, и другое, то возможность отказов инструмента, приводящих к чрезмерным потерям времени и даже отмене каротажа, может потребовать проведения исследований в динамике в начале сбора данных.

Примеры программ каротажа

В данном разделе приведены основы каротажных программ. Фактически выполняемые программы обычно намного длиннее, но эти основы включают ключевые шаги с точки зрения получения данных.

Полнопроходной расходомер, градиоманометрический датчик, датчики для измерения объемного содержания фаз, давления и температуры

При остановленной скважине:

1. Спуск в скважину (RIH) на максимально безопасной скорости, при этом снижая скорость на всех ниппелях, камерах газлифтного клапана, забойных отсекателях скважины и т.д.
2. На отметке в 30 м выше верха интервала перфорации на высоте 2 500 м остановка и корреляция глубины.
3. Каротаж вниз на скорости 10 м/мин.
4. Остановка на отметке 30 м ниже интервала перфорации на 2 800 м или на 5 м выше забойной глубины скважины (TD), в зависимости от того, какая отметка выше.
5. Каротаж вверх на скорости 10 м/мин.
6. Остановка на отметке 2 500 м.
7. Повторные проходы на скорости 20 м/мин и 30 м/мин.
8. Если беспокоит возможность подъема прибора потоком, произведите спуск в скважину до 2 800 м или 5 м выше забойной глубины скважины (TD), в зависимости от того, какая отметка выше; в противном случае оставайтесь на отметке 2 500 м.
9. Переведите скважину на устьевой замер к сепаратору.
10. Медленно откройте скважину полностью (занимает минимум 5 минут).
11. Если прибор находится на высоте 2 800 м, то вернитесь на 2 500 м после того, как пройдет начальный выброс потока.
12. Проведите корреляцию глубин.
13. Подождите, пока депрессия не изменится менее чем на 5% в час, или замеры поверхностного сепаратора не изменятся менее чем на 5% в час, или пока не произойдет и то и другое.
14. Каротаж вниз на скорости 10 м/мин.
15. Остановка на отметке 30 м ниже интервала перфорации на 2 800 м или на 5 м выше забойной глубины скважины (TD), в зависимости от того, какая отметка выше.
16. Каротаж вверх на скорости 10 м/мин.
17. Остановка на отметке 2 500 м.
18. Повторные проходы на скорости 20 м/мин и 30 м/мин.
19. Расположите прибор на отметке 2 500 м.
20. Если необходимо зарегистрировать кривую восстановления давления начните стационарную запись данных, зависящую от времени.
21. Остановите скважину.
22. Зарегистрируйте восстановление давления (при необходимости).
23. Подъем из скважины (POOH) с замедлением в участках направляющей воронки, ниппелей, камер газлифтного клапана, забойных отсекателей скважины и т.д.

Полнопроходной расходомер, датчики для измерения объемного содержания фаз, импульсный нейтронный каротаж, кислород-активационный каротаж, давление, температура, и базовый трактор (только каротаж вверх) в горизонтальной одноствольной скважине

При остановленной скважине:

1. Спуск в скважину на максимально безопасной скорости, при этом снижая скорость в участках ниппелей, камер газлифтного клапана, забойных отсекаателей скважины и т.д.
2. На глубине ниже безопасной глубины для включения питания, включите импульсный нейтронный прибор и убедитесь, что нейтроны генерируются.
3. Продолжайте спуск в скважину до отклонения в 50°-60° и остановитесь.
4. Выполните калибровку расходомера при скорости 30, 60 и 90 фут/мин.
5. Продолжайте спуск в скважину и установите манометр прибора для каротажа напротив постоянного скважинного манометра (PDG).
6. Проведите 5-минутную стационарную запись.
7. Переведите скважину на устьевой замер к сепаратору.
8. Медленно откройте скважину полностью (занимает минимум 5 минут).
9. Продолжайте спуск в скважину пока прибор не встанет.
10. Выключите питание прибора промышленного каротажа и включите питание трактора.
11. Тракторение вниз до отметки в 100 футов ниже интервала перфорации с остановками на тест-подъем каждые 500 футов.
12. Выключите подъемник и включите прибор для каротажа в режиме импульсного нейтронного каротажа.
13. Проверьте стабильность скважины. Депрессия в скважине и дебиты поверхностного сепаратора должны изменяться менее чем на 1.5% в час, если иное не указано ответственным за скважину.
14. Проведите каротаж со скоростью 10 фут/мин (или скоростью, подходящей для данной скважины). Проверьте требуемое смещение глубины и зарегистрируйте его.
15. Приостановите каротаж на глубине AAA футов от глубины импульсного нейтрона или глубины Minित्रон и проведите стационарную запись данных кислород-активационного каротажа.
16. Продолжайте вести каротаж вверх со скоростью 10 фут/мин, делая паузы в каротаже для дополнительных стационарных записей кислород-активационного каротажа в точках В ВВВ футов, С ССС футов, D DDD футов и т.д.
17. Остановите каротаж на отметке 100 футов над интервалом перфорации.
18. Проведите тракторение вниз до отметки в 100 футов ниже интервала перфораций.
19. Выключите подъемник и включите прибор для каротажа в режиме сигма-каротажа.

20. Каротаж вверх на скорости 30 фут/мин. Проверьте требуемое смещение глубины и зарегистрируйте его.
21. Остановите каротаж на отметке 100 футов над интервалом перфорации.
22. Остановите скважину и осуществите подъем из скважины.

Мини-расходомеры Flow Scanner на геофизическом тракторе MaxTRAC в горизонтальном открытом стволе водонефтяной скважины

При остановленной скважине:

1. Спуск в скважину на максимально безопасной скорости, при этом снижая скорость в участках ниппелей, камер газлифтного клапана, забойных отсекаателей скважины и т.д.
2. Когда прибор встанет, включите трактор MaxTRAC* и двигайтесь вниз в скважину на удобной скорости до высоты 30 м над башмаком обсадной колонны.
3. Переведите скважину на устьевой замер к сепаратору.
4. Медленно откройте скважину полностью (занимает минимум 5 минут).
5. Проверьте стабильность скважины. Депрессия в скважине и дебиты поверхностного сепаратора должны изменяться менее чем на 2.0% в час, если иное не указано ответственным за скважину.
6. Тракторение вниз устройства в скважину на скорости 10 м/мин со снятием данных со всех датчиков Flow Scanner.
7. Остановка на отметке 30 м от забойной глубины скважины.
8. Запись вверх на скорости 10 м/мин со снятием данных со всех датчиков Flow Scanner.
9. Проверка качества данных.
10. Если аналитик данных каротажа запросит проведение дополнительных проходов, то необходимо повторить проходы вниз и вверх на разных скоростях (для улучшения калибровки расходомера). При выборе второй скорости тракторения MaxTRAC рекомендуется проконсультироваться с техническим специалистом MaxTRAC.
11. Остановите скважину и осуществите подъем из скважины.

Ссылки

Noik, S.P., "SIP (Selective Inflow Performance): Informations sur Chaque Intervalle et sur L'ensemble d'un Puits Producteur," Society of Professional Well Log Analysts Paris (SAID), *Actes du Quatrieme Colloque Annuel de Diagraphies*, Paris, France (October 21-23, 1981), paper 31.

Petalas, N., and Aziz, K.: "Development and Testing of a New Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes," *ASME Fluids Engineering Division Second International Symposium on Numerical Methods for Multiphase Flows*, San Diego, California, USA (July 7-11, 1996).

"Reservoir Evaluation," *Schlumberger Well Evaluation Conference (WEC) Algeria*, Paris, France, Services Techniques Schlumberger (1979.)

Данные расходомера Schlumberger

Данный список предназначен только для использования в качестве ориентира. Предпочтительно определять линии отклика и пороговые значения с помощью внутрискважинной калибровки.

Единицы американской системы мер и весов

Расходомеры прибора PFCS

Диаметр лопасти, дюймы	Обсадная колонна, дюймы	Линия отклика, ¹ об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг ¹ дюймов за оборот	Порог, фут/мин	Теоретическое начало вращения (для воды), фут/мин	Минимальный диаметр (проставки/ролики), дюймы
2.5	4–5	0.089	11.20	2.24	6.55	12	3.5/3.66
3.5	7–9 ⁵ / ₈	0.096	10.40	2.08	4.98	7	4.88/5.03
4.5	9 ⁵ / ₈	0.091	10.95	2.19	2.96	7	6.08/6.24
1.3125	Турбина	0.064	15.70	3.14	6.85	14	1.98/2.37

¹ 1/(5 × линия отклика) = шаг

Встроенный расходомер (PILS) комплекса PS Platform

Диаметр лопасти, дюймы	Обсадная колонна, дюймы	Линия отклика, ¹ об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг ¹ дюймов за оборот	Порог, фут/мин	Теоретическое начало вращения (для воды), фут/мин	Минимальный диаметр (проставки/ролики), дюймы
1.10	Мин.: 2 ³ / ₈	0.108	9.25	1.85	17.5	20	1.7
1.10	Мин.: 2 ³ / ₈	0.030	33.75	6.75	8.5	30	1.7

¹ 1/(5 × линия отклика) = шаг

Мини-расходомеры Flow Scanner

Диаметр лопасти, дюймы	Линия отклика, ¹ об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг ¹ дюймов за оборот	Порог – вода, фут/мин	Порог – нефть, фут/мин	Порог – газ, фут/мин
1.0	0.056	17.7	3.54	3.94	6.89	31.52

¹ 1/(5 × линия отклика) = шаг

Полнопроходный вертушечный расходомер (FBS-B)

Диаметр лопасти, дюймы	Размер корпуса, дюймы	Линия отклика, ¹ об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг ¹ дюймов за оборот	Порог, фут/мин
2.50	4.00	0.052	19.23	3.85	2.50
3.50	5.00	0.043	23.26	4.65	0.80
5.00	6.00	0.072	13.89	2.78	3.24
7.00	8.00	0.057	17.54	3.51	9.00

¹ 1/(5 × линия отклика) = шаг

Расходомер CFS

Диаметр лопасти, дюймы	Диаметр прибора, дюймы	Линия отклика, [*] об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг [*] дюймов за оборот	Порог, фут/мин
1.22	Две лопасти: 1.69	0.111	9.01	1.80	10.30
1.22	Четыре лопасти: 1.69	0.040	25.00	5.00	4.70
1.65	Две лопасти: 2.13	0.119	8.40	1.68	10.90
1.65	Четыре лопасти: 2.13	0.045	22.22	4.44	3.50
2.40	Две лопасти: 2.88	0.112	8.93	1.79	2.70
2.40	Четыре лопасти: 2.88	0.046	21.74	4.35	1.00

^{*} 1/(5 × линия отклика) = шаг

Дополнительная информация о расходомере PFCS

Диаметр лопасти, дюймы	Флюид	Линия отклика, [*] об/с/(фут/мин)	1/линия отклика, (фут/мин)/об/с	Шаг [*] дюймов за оборот
2.50	Вода	0.0910	10.989	2.198
2.50	Нефть	0.0872	11.468	2.294
3.50	Вода	0.1014	9.862	1.972
3.50	Нефть	0.0912	10.961	2.192
4.50	Вода	0.0910	10.989	2.198
4.50	Нефть	0.0915	10.929	2.186
1.3125	Вода	0.0630	15.873	3.175
1.3125	Нефть	0.0643	15.552	3.110

^{*} 1/(5 × линия отклика) = шаг

Международная система единиц

Расходомеры прибора PFCS

Диаметр лопасти, см	Обсадная колонна, дюймы	Линия отклика, [*] об/с/(м/мин)	1/линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, [*] см за оборот	Порог, м/мин	Теоретическое начало вращения (для воды), м/мин	Минимальный диаметр (проставки/ролики), см
6.35	4–5	0.293	3.414	5.69	1.996	3.7	8.9/9.3
8.89	7–9 ⁵ / ₈	0.315	3.170	5.28	1.518	2.1	12.4/12.8
11.43	9 ⁵ / ₈	0.300	3.338	5.56	0.902	2.1	15.4/15.8
3.33	Турбина	0.209	4.785	7.98	2.088	4.3	5.0/6.0

^{*} 1/(0.6 × линия отклика) = шаг

Встроенный расходомер (PILS) комплекса PS Platform

Диаметр лопасти, см	Обсадная колонна, дюймы	Линия отклика, [*] об/с/(м/мин)	1/линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, [*] см за оборот	Порог, м/мин	Теоретическое начало вращения (для воды), м/мин	Минимальный диаметр (проставки/ролики), см
2.79	Мин.: 2 ³ / ₈	0.355	2.819	4.70	5.334	6.1	4.32
2.79	Мин.: 2 ³ / ₈	0.097	10.287	17.14	2.591	9.1	4.32

^{*} 1/(0.6 × линия отклика) = шаг

Мини-расходомеры Flow Scanner

Диаметр лопасти, см	Линия отклика, [*] об/с/(м/мин)	1/линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, [*] см за оборот	Порог - Вода, м/мин	Порог - Нефть, м/мин	Порог - газ, м/мин
2.54	0.185	5.39	9.0	1.2	2.1	9.6

^{*} 1/(0.6 × линия отклика) = шаг

Полнопроходный вертушечный расходомер (FBS-B)

Диаметр лопасти, см	Размер корпуса, см	Линия отклика, ¹ об/с/(м/мин)	1/Линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, ¹ см за оборот	Порог, м/мин
6.35	10.16	0.171	5.86	9.77	0.762
8.89	12.70	0.141	7.09	11.81	0.244
12.70	15.24	0.236	4.23	7.06	0.988
17.78	20.32	0.187	5.35	8.91	2.743

¹ 1/(0.6 × наклон) = шаг

Расходомер CFS

Диаметр лопасти, см	Диаметр прибора, см	Линия отклика, ¹ об/с/(м/мин)	1/Линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, ¹ см за оборот	Порог, м/мин
3.10	Две лопасти: 4.29	0.364	2.75	4.58	3.139
3.10	Четыре лопасти: 4.29	0.131	7.62	12.70	1.433
4.20	Две лопасти: 5.41	0.390	2.56	4.27	3.322
4.20	Четыре лопасти: 5.41	0.148	6.77	11.29	1.067
6.10	Две лопасти: 7.32	0.367	2.72	4.54	0.823
6.10	Четыре лопасти: 7.32	0.151	6.63	11.04	0.305

¹ 1/(0.6 × наклон) = шаг

Дополнительная информация о расходомере PFCS

Диаметр лопасти, см	Флюид	Линия отклика, ¹ об/с/(м/мин)	1/Линия отклика, (м/мин)/об/с	Шаг, ¹ см за оборот
6.35	Вода	0.299	3.349	5.58
6.35	Нефть	0.286	3.495	5.83
8.89	Вода	0.333	3.006	5.01
8.89	Нефть	0.299	3.341	5.57
11.43	Вода	0.299	3.349	5.58
11.43	Нефть	0.300	3.331	5.55
3.33	Вода	0.207	4.838	8.06
3.33	Нефть	0.211	4.740	7.90

¹ 1/(0.6 × наклон) = шаг

Латинские буквы

A	площадь поперечного сечения трубы	C_w	теплоемкость воды
A'	площадь поперечного сечения потока около измерения плотности или объемного содержания	C_{wae}	теплоемкость воды над интервалом притока
A_{annular}	затрубное пространство прибора	C_{wbe}	теплоемкость воды под интервалом притока
A_h	площадь центральной ступицы расходомера, которая не влияет на измерение скорости	C_{woe}	теплоемкость воды напротив интервала притока
A_s	рабочая область диска мини-расходомера	d	внутренний диаметр или диаметр трубы
B_g	коэффициент усадки газа	d	гидравлический диаметр
B_o	коэффициент усадки нефти	d_{annulus}	диаметр затрубного пространства
B_w	коэффициент усадки воды	d_b	средний диаметр пузырьков
c_o	сжимаемость нефти	$d_{\text{Flow_Scanner_max}}$	максимальный диаметр открытия каверномера Flow Scanner
C	емкость датчика	d_{local}	диаметр расходомера
C	теплоемкость	d_{pipe}	диаметр трубы
C_f	выход углерода по дальнему детектору	$d_{\text{pipeexternal}}$	наружный диаметр трубы
C_g	теплоемкость газа	$d_{\text{pipeinternal}}$	внутренний диаметр трубы
C_{gae}	теплоемкость газа над интервалом притока	d_{sa}	размер отдельного пузырька
C_{gbe}	теплоемкость газа под интервалом притока	d_i	Наружный диаметр градиоманометра
C_{goe}	теплоемкость газа напротив интервала притока	d_{tool}	Наружный диаметр прибора
C_n	выход углерода по ближнему детектору	dL	длина между двумя портами давления градиоманометра
C_o	теплоемкость нефти	dp/dZ	градиент давления
C_{oae}	теплоемкость нефти над интервалом притока	dp_{friction}	потери давления на трение
C_{obe}	теплоемкость нефти под интервалом притока	dz/dT	скорость изменения коэффициента z с температурой
C_{oe}	теплоемкость нефти напротив интервала притока	e	шероховатость поверхности трубы
C_p	теплоемкость единицы массы газа	e_i	шероховатость поверхности прибора
C_t	собственная емкость прибора		

E	энергия	n	высокоэнергетический нейтрон
E	погрешность	n_b	число пузырьков
E_{global}	глобальная погрешность	N_{bc}	частота подсчета пузырьков
E_n	погрешность в интервале n	N_{Fr}	число Фруда
f	частота	N_{Re}	Число Рейнольдса
f	коэффициент трения Муди	N_{Re_local}	локальное число Рейнольдса
f_p	коэффициент трения Муди в трубе	N_{Re_pseudo}	псевдо число Рейнольдса
f_t	коэффициент трения Муди прибора	N_{WFL_cycles}	количество циклов каротажа скорости притока воды (WFL)
F_{vpc}	коэффициент поправки расходомера; также коэффициент поправки профиля скорости (VPCF)	O_f	выход кислорода по дальнему детектору
g	гравитационное ускорение	O_n	выход кислорода по ближнему детектору
h	разделение двух портов давления градиоманометра	p	давление
h'_{100}	энтальпия воды при 100 °C	p	протон
h'_{200}	энтальпия воды при 200 °C	p_{bp}	давление насыщения
h''_{200}	энтальпия водяного пара при 200 °C	p_{cn}	критическое давление газовой составляющей n
h_{ae}	энтальпия над интервалом притока	p_{leak}	расход утечки
h_{be}	энтальпия под интервалом притока	p_{pc}	псевдокритическое давление
h_{oe}	энтальпия напротив интервала притока	p_{pr}	псевдоприведенное давление
k	коэффициент проницаемости	p_{wb}	давление в скважине
L	длина	p_{wf}	гидродинамическое забойное давление
L_a	интервал сглаживания глубины	P	энергия
m	масса	q	расход
m	экспонента турбулентности	q_b	расчет дебита на основе данных о скорости потока пузырьков
m_i	измерение прибором	q_{dh}	расход в скважинных условиях
m_{liquid}	масса жидкой воды	q_g	расход газа
m_{vapor}	масса водяного пара	q_{gae}	расход газа в скважинных условиях над интервалом притока
M_i	смоделированная реакция прибора	q_{gbe}	расход газа в скважинных условиях под интервалом притока
$M(x_i, y_i)$	смоделированное значение объемного содержания фаз, скорости или среднего свойства трубы для локальных координат x_i и y_i	q_{gdh}	расход газа в скважинных условиях
n	число молей		

q_{goe}	расход газа в скважинных условиях напротив интервала притока	R	универсальная газовая постоянная (константа)
q_{gsc}	расход газа в стандартных условиях	R_1, R_2	внутренний и внешний радиусы лопастей расходомера
q_{hp}	расход тяжелой фазы	R_{so}	соотношение растворенного газа в нефти
q_l	расход жидкости	R_{sw}	соотношение растворенного газа в воде
q_{leak}	расход утечки	R_t	сопротивление внутри осциллятора
q_{liquid}	расход воды	S	поверхность
q_{lp}	расход легкой фазы	S	смоченный периметр
q_n	расход фазы n	S_o	нефтенасыщенность пласта
q_o	расход нефти	t	время
q_{oae}	расход нефтей скважинных условиях над интервалом притока	$t_{1/2}$	период полураспада
q_{obe}	расход нефти в скважинных условиях под интервалом притока	t_b	время присутствия пузырька на кончике датчика
q_{odh}	расход нефти в скважинных условиях	$t_{neutron_off-time}$	время простоя минитрона (нейтроны не генерируются)
q_{oe}	расход нефти в скважинных условиях напротив интервала притока	$t_{neutron_on-time}$	время работы минитрона (генерация нейтронов)
q_{osc}	расход нефти в стандартных условиях	t_{peak}	время пика сигнала
q_{sgae}	расход растворенного газа в стандартных условиях	$t_{station}$	время стационарной записи WFL
$q_{l_monophasic}$	расход однофазного потока в трубе	$t(x)$	эффективная ширина прибора в поперечном сечении трубы
$q_{l_multiphase}$	расход многофазного потока в трубе	T	температура
q_w	расход воды	T_{ae}	абсолютная температура над интервалом притока
q_{wae}	расход воды в скважинных условиях над интервалом притока	T_{be}	абсолютная температура под интервалом притока
q_{wbe}	расход воды в скважинных условиях под интервалом притока	T_{cn}	критическая температура газовой составляющей n
q_{wdh}	расход воды в скважинных условиях	T_{oe}	абсолютная температура напротив интервала притока
q_{woe}	расход воды в скважинных условиях напротив интервала притока	T_{pc}	псевдокритическая температура
q_{wsc}	расход воды в стандартных условиях	T_{pr}	псевдоприведенная температура
Q	качество пара	T_r	температура пласта
r	радиус	v	скорость
R	внутренний радиус трубы	$v_{+threshold}$	порог расходомера для положительных показаний расходомера

$U_{\text{threshold}}$	порог расходомера для отрицательных показаний расходомера	U_{vapor}	скорость водяного пара
U_{app}	кажущаяся скорость расходомера	U_w	скорость водной фазы
U_{ave}	средняя скорость флюида в трубе	U_{WFL}	заявленная скорость потока воды по методу WFL
$U_{\text{ave_spinner}}$	средняя скорость в области работы расходомера	U_{wsup}	приведенная скорость воды
V_b	скорость пузырьков	$v(r)$	осевая скорость при радиусе r
$U_{\text{difference}}$	разность скоростей	$v(x)$	локальная скорость смеси вдоль вертикальной оси трубы
U_{cable}	скорость кабеля (или прибора)	V	объем
U_g	скорость газа	V_b	объем баллона/шара
U_{gsup}	приведенная скорость газа	V_m	объем одной единицы массы газа
U_{hp}	скорость тяжелой фазы	V_{sh}	коэффициент глинистости
U_l	скорость жидкости	w_i	весовой коэффициент
U_{liquid}	скорость воды	w_{liquid}	массовый расход воды
U_{local}	разность скоростей между скоростью смеси и скоростью прибора	w_{vapor}	массовый расход водяного пара
U_{logging}	скорость каротажа	X_n	коэффициент углеродной характеристики
U_{lp}	скорость легкой фазы	Y_b	объемное содержание пузырьков
U_m	средняя объемная скорость смеси	Y_g	объемное содержание газа
U_{max}	скорость флюида в центре трубы	Y_{hp}	объемное содержание тяжелой фазы
U_o	скорость нефтяной фазы	Y_l	объемное содержание жидкости
U_{osup}	приведенная скорость нефти	Y_{liquid}	объемное содержание воды
U_s	скорость проскальзывания	Y_{lp}	объемное содержание легкой фазы
$U_{\text{s_deviated}}$	скорость проскальзывания в трубе с наклоном	Y_n	объемное содержание фазы n
U_{sgl}	скорость проскальзывания в системе газ-жидкость	Y_n	коэффициент кислородной характеристики
U_{sow}	скорость проскальзывания в системе нефть-вода	Y_o	объемное содержание нефти
U_{spinner}	скорость расходомера	Y_{vapor}	объемное содержание водяного пара
$U_{\text{sup_liquid}}$	приведенная скорость воды	Y_w	объемное содержание воды
U_l	относительная скорость между прибором и потоком	z	коэффициент сжимаемости газа
U_{tool}	скорость каротажа	z	подстановка на основе радиусов
		Z_n	коэффициент газовой характеристики

Символы греческого алфавита

β	бета-частица (электрон)	ρ_m	плотность смеси
γ	гамма-каротаж	$\rho_{measured}$	измеренная плотность
$\gamma_{negative}$	линия отклика для отрицательных показаний расходомера	$\rho_{nuclear_flowing}$	плотность в работающей скважине, на основе ядерных методов
γ_o	удельная плотность нефти	$\rho_{nuclear_shutin}$	плотность в остановленной скважине, на основе ядерных методов
$\gamma_{positive}$	линия отклика для положительных показаний расходомера	ρ_o	плотность нефти
δ	угол отклонения от вертикали	ρ_{Oae}	плотность нефти в скважинных условиях над интервалом притока
Δp	перепад давления	ρ_{Obe}	плотность нефти в скважинных условиях под интервалом притока
ΔT	перепад температуры	ρ_{Ooe}	плотность нефти в скважинных условиях напротив интервала притока
$\Delta \rho$	разность плотностей	ρ_{shutin}	независимо измеренная плотность в остановленной скважине
θ	угол скважины	ρ_{so}	плотность силикона
μ	динамическая вязкость	ρ_{vapor}	плотность водяного пара
μ_m	вязкость смеси	ρ_w	плотность воды
μ_o	вязкость нефти	ρ_{Wae}	плотность воды в скважинных условиях над интервалом притока
μ_w	вязкость воды	ρ_{Wbe}	плотность воды в скважинных условиях напротив интервала притока
ρ	плотность флюида	ρ_{Woe}	плотность воды в скважинных условиях напротив интервала притока
ρ_{corr}	плотность с поправкой на угол скважины и трение	Σ_n	сумма значений n
ρ_{dev_corr}	плотность с поправкой на угол скважины	Σt_g	общее время нахождения датчика в газе в течение времени t
$\rho_{flowing}$	скорректированная плотность в работающей скважине	Σt_w	общее время нахождения датчика в воде в течение времени t
ρ_g	плотность газа	τ	напряжение на границе раздела сред
ρ_{gae}	плотность газа в скважинных условиях над интервалом притока	τS	усилие сдвига на границе раздела сред
ρ_{gbe}	плотность газа в скважинных условиях под интервалом притока	ν	кинематическая вязкость
ρ_{goe}	плотность газа в скважинных условиях напротив интервала притока	ϕ	пористость пласта
ρ_h	плотность тяжелой фазы	$\omega_{spinner}$	показания вертушечного расходомера
ρ_l	плотность легкой фазы		
ρ_l	плотность жидкости		
ρ_{liquid}	плотность воды		

Система условных обозначений



BorFlow*	аналитический пакет программного обеспечения для промышленного каротажа	LQC	контроль качества каротажа
cps	циклов в секунду	MapFlo*	картирование многофазных потоков в наклонных скважинах
DEFT	прибор для измерения объемного содержания воды	MAXIS*	многофункциональная система получения и визуализации данных
DLIS	цифровой стандарт записи каротажа	MaxTRAC*	система скважинных тракторов
DPDZ	кривая градиента давления	MaxWell*	интегрированное программное обеспечение для сбора данных во время исследований на скважине
DTS	распределенное измерение температуры		
DV	плотность-вязкость	MEMS	микроэлектронная механическая система
Emeraude	программное обеспечение для интерпретации данных ПГИ	Minitron*	импульсный нейтронный генератор
EOS	уравнение состояния	MWFD	манометр для измерения плотности флюида в скважине
FCOR	соотношение углерод/кислород по дальнему детектору	NCOR	соотношение углерод/кислород по ближнему детектору
FloView*	прибор для измерения объемного содержания воды	NFDC	прибор для измерения плотности на основе ядерных методов
Flow Scanner*	система промышленного каротажа горизонтальных и наклонных скважин	NICR	отношение чистых скоростей счета неупругих гамма-лучей между ближним и дальним детекторами
GeoFrame*	программное обеспечение для построения геологической модели пласта	NIST	Национальный институт стандартов и технологии
GHOST*	прибор с оптическим датчиком для определения объемного содержания газа	NTP	нормальные температура и давление
GMET	Эжектор маркеров общего назначения	PBMS	Прибор базовых измерений
GOR	газовый фактор	PDG	стационарный скважинный датчик
Градиоманометр*	прибор для замера плотности флюида	PFCS	зонд для измерения двухфазного потока и внутреннего профиля скважины
GSO	ортосиликат гадолиния	PGMS	Градиоманометр системы PS Platform
HUM	устройство для измерения объемного содержания фаз	PGMS_DEVI	угол скважины, по данным акселерометра, установленного в приборе PGMS
ICAO	Международная организация гражданской авиации	PLATO	программное обеспечение для интерпретации данных ПГИ
ID	внутренний диаметр	PL Flagship*	расширенная диагностика потока
ISA	Стандартная международная атмосфера	PLGLOB	Программное обеспечение для интерпретации ПГИ на основе прибора VAX
IUPAC	Международный союз теоретической и прикладной химии	PLT	прибор для промышленного каротажа
LED	светодиод		

POOH	подъем из скважины
PSI	перфорация-стимуляция-изоляция
PSOI	поликремний на изоляторе
PS Platform*	современный комплекс аппаратуры промыслового каротажа
PVL*	каротаж скорости фаз
PVS	зонд для измерения скорости фаз
PVT	давление, объем, температура
RIH	спуск в скважину
RSTPro*	прибор определения насыщения пласта
RTD	резисторный датчик температуры
SATP	стандартная температура и давление окружающей среды
S.C.	поверхностные условия
SIP	поинтервальная характеристика притока
SPE	Общество инженеров-нефтяников
SPRINT*	интерпретация результатов промыслового каротажа за один проход прибора
Stratflo	модель проскальзывания фаз для горизонтального стратифицированного потока
STP	стандартная температура и давление
TET	Эжектор маркеров
TPHL*	каротаж объемного содержания фаз в трехфазном потоке по результатам импульсных нейтронных измерений
TVD	истинная вертикальная глубина
UWFD	отфильтрованная плотность флюида без поправки на угол скважины
VLP	напорная характеристика насосного оборудования
VPCF	коэффициент поправки профиля скорости; также F_{vpc} (коэффициент поправки для расходомера)
WFDE	отфильтрованная плотность флюида с поправкой на угол скважины
WFL*	Кислород-активационный каротаж (WFL) или каротаж притока воды