МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
Халимов Э.М.
"15" июня 1978г.

Р У К О В О Д С Т В О

по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений РД 39-I-73-78

1978

gost.e-ecolog.ru

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящее руководство предназначено для повышения информативности глубинных потокометрических исследований действующих скважин, т.е. исследований связанных с измерением профилей притока и приемистости, с определением мест притока воды, а также с последующим определением характеристик разреза. В руководстве рассмотрены как технологические вопросы, связанные с проведением указанных выше измерений, так и вопросы связанные с обработкой и интерпретацией полученных результатов измерений.

Руководство предназначено для широкого круга нефтепромысловых работников, а также работников геофизических контор и НИИ, занимающихся исследованием скважин.

Руководство по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений

РД - 39 - I - 73 - 78

Приказом Министра нефтяной промышленности
от 18.07.78 № 365

Срок введения с 01.08 1978 г.
Срок действия до 01.08 1982 г.
вводится впервые

I. НАЗНАЧЕНИЕ, ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РУКОВОДСТВА

Целью настоящего руководства является повышение информативности глубинных потокометрических измерений в скважинах как путем более лучшего использования получаемой информации, так и путем методически более правильной постановки исследований.

Под потокометрическими исследованиями скважин будем подразумевать исследования, связанные с определением параметров потоков жидкости на забое, определяемые в функции глубины спуска прибора или в функции времени. Такими параметрами являются: общий расход жидкости (для нахождения профилей притока и приемистости) и расход по компонентам потока, т.е. по воде, нефти, свободному газу, плотность и вязкость жидкости, скорость проскальзывания одной компоненты потока относительно другой, энергетические показатели потока (распределение температуры и давлений) и др.

Главной целью измерения расходов на забое является определение интенсивности эксплуатации каждого участка вскрытого продуктивного разреза. Многие виды потокометрических измерений являются составной частью измерений проводимых при исследовании скважин гидродинамическими методами. Исследования скважин с применением потокометрических измерений позволяют определять гидродинамические характеристики не только интегрально, т.е. всего разреза в целом, но и дифференциально, т.е. каждого пласта в отдельности.

Анализ данных многих промысловых потокометрических измерений показывает, что получаемая информация, часто бывает искаженной, что затрудняет ее использование. Эти искажения могут быть трех видов: интерпретационные, инструментальные и методические.

Интерпретационные искажения обусловлены неправильной обработкой первичных результатов. Как будет показано ниже вносимые пр.. построении дифференциальных профилей ошибки бывают столь значительны, что полностью искажают действительную картину притока или поглощения, вызывая ложные суждения о наличии непроницаемых пропластков, или наоборот участков с увеличенной плотностью притока. В результате профили, снятые в одной и той же скважине с небольшим интервалом времени и при одном и том же режиме ее работы могут иметь противоречивые очертания.

Инструментальные ошибки обусловлены несовершенством глубинной измерительной техники и действием забойных возмущающих факторов. В результате затрудняется не только количественная оценка величин потоков, но и также искажается форма профилей. Зная и учитывая особенности инструментальных ошибок можно, при

соответствующей обработке материалов глубинных исследований, путем коррекции получить более точные данные.

Следует заметить, что корректировка результатов глубинных измерений в многофазных потоках не всегда выполнима из-за отсутствия ряда данных (эффективной вязкости смесей, их структуры и т.д.). Приборы для определения этих данных в скважинных условиях пока не производятся. Поэтому необходимо считаться с возможной погрешностью и знать, в каких случаях результаты измерений достаточно достоверны, а в каких нет.

Методические ошибки вызваны не соблюдением необходимых условий при проведении измерений (нарушением требуемого режима работы скважины, неправильным отсчетом показаний).

В руководстве даны рекомендации, направленные на уменьшение методических ошибок при проведении измерений расходов жидкости в скважине и измерения фазового состава жидкости и рекомендации по коррекции и интерпретации результатов измерений. В нем также рассмотрены методы послойного определения гидродинамических параметров пластов, поскольку эти методы связаны с измерением расходов флюидов этих пластов.

Некоторые из перспективных методов, изложенные в руководстве, не получили распространения на промыслах и приведены главным образом с целью их популяризации и привлечения к ним внимания работников, занимающих разработкой и апробацией методов исследований.

2. ВИДЫ ПОТОКОМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Применяются следующие виды потокометрических исследований и измерений:

1. Определение мест притока или приемистости флюидов.

2. Определение соотношения величин расходов в различных частях продуктивного интервала скважины в установившемся режиме ее работы.

3. Определение действующих величин расходов жидкости в различных частях продуктивного интервала в установившемся режиме работы скважины.

4. Определение состава потока на забое по компонентам вода-нефть-газ и определение мест притока воды.

5. Измерение расходов или их соотношений в различных частях продуктивного разреза в неустановившемся режиме работы скважины.

Многие из этих видов исследований и измерений проводятся в комплексе с манометрическими и термометрическими измерениями. Кроме того посредством локатора муфт (локатора сплошности металла труб) проводится определение местоположения муфты обсадной колонны относительно продуктивных интервалов и местоположения интервалов перфораций.

При проведении потокометрических исследований часто требуется получить профиль той или иной измеряемой величины.

Профилем величины $\lambda = \lambda(H)$ будем называть кривую, отображающую закон изменения этой величины с координатой H, т.е. глубиной. Могут быть профили по расходу (профили притока или приемистости), профили водосодержания потока, профиль плотности жидко-

сти, температурный профиль. Профили $\lambda(H)$ называют иногда интегральными профилями. Для сокращения будем называть их просто профилями. В отличие от этого дифференциальным профилем называется профиль, характеризующий интенсивность приращения измеряемой величины с приращением координаты, т.е.

$$\Phi = \frac{d\lambda(H)}{dH} \cong \frac{\Delta\lambda}{\Delta H} \qquad (I)$$

где ΔH - шаг квантования профиля.

3. УСЛОВИЯ НА ЗАБОЕ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПОКАЗАНИЯ ПРИБОРОВ

3.I. Особенности течения жидкости в перфорационной зоне ствола скважины и влияние вихревого движения жидкости на показания приборов

Особенностью движения жидкости в зонах ее истечения (или поглощения) является вихреобразный, нестационарный по направлению закон перемещения жидкости. Эти особенности движения способствуют такому же неравномерному закону движения жидкости в измерительном канале прибора. Усредненные траектории движения жидкости имеют две составляющие - вертикальную и тангенциальную (перпендикулярную к оси) и поэтому они имеют вихревой, спиралеобразный характер. По мере удаления от зоны истечения вихревое движение уменьшается и остается одна вертикальная составляющая

потока. Протяженность зон интенсивного вихревого движения зависит от числа Рейнольдса, и следовательно, прямо пропорциональна расходу жидкости (скорости течения, диаметру трубы) и обратно пропорциональна вязкости. Поэтому наибольшее влияние на показание приборов наблюдается в скважинах, имеющих большой удельный расход (т.е. расход.деленный на длину интервала истечения). В вихревое движение вовлекается жидкость как выше,так и ниже интервалов истечения.В зонах резкого изменения величины потока жидкости вихревое движение выше и ниже точек истечения может иметь разное направление вращения.Так как показания турбинных дебитомеров и расходомеров зависят от обеих составляющих скорости потока (вертикальной и тангенциальной),то наличие вихревого движения в рабочей полости этих приборов приводит к искажению их показаний.

На рис.I приведены примеры профилей различных скважин,у которых наблюдается превышение показаний на величину ΔQ над общим уровнем,обусловленное вихревым воздействием потока.В зависимости от направления углов атаки лопастей турбинок и направления вихреобразного движения жидкости число оборотов турбинки может быть как завышенным,так и заниженным.На рис.2 показаны различные возможные виды искажения профилей при интенсивном истечении жидкости из двух перфорационных отверстий в модели колонны.Сопоставление истинного профиля,имеющего прямоугольную ступенчатую форму (вид.0) и полученных в этом случае посредством турбинного дебитомера профилей,позволяет судить о возможном характере искажений их форы (вид I-IУ),в зависимости от направления вращения жидкости выше и ниже точек истечения и направления углов

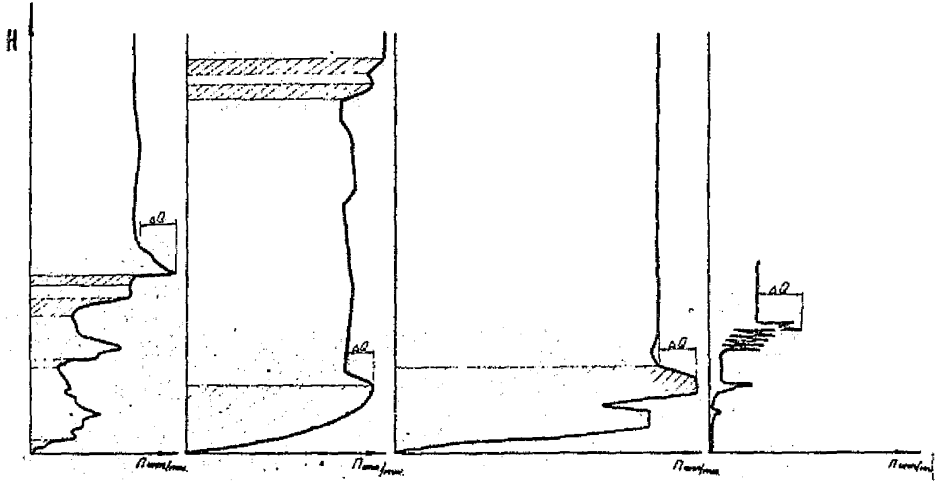
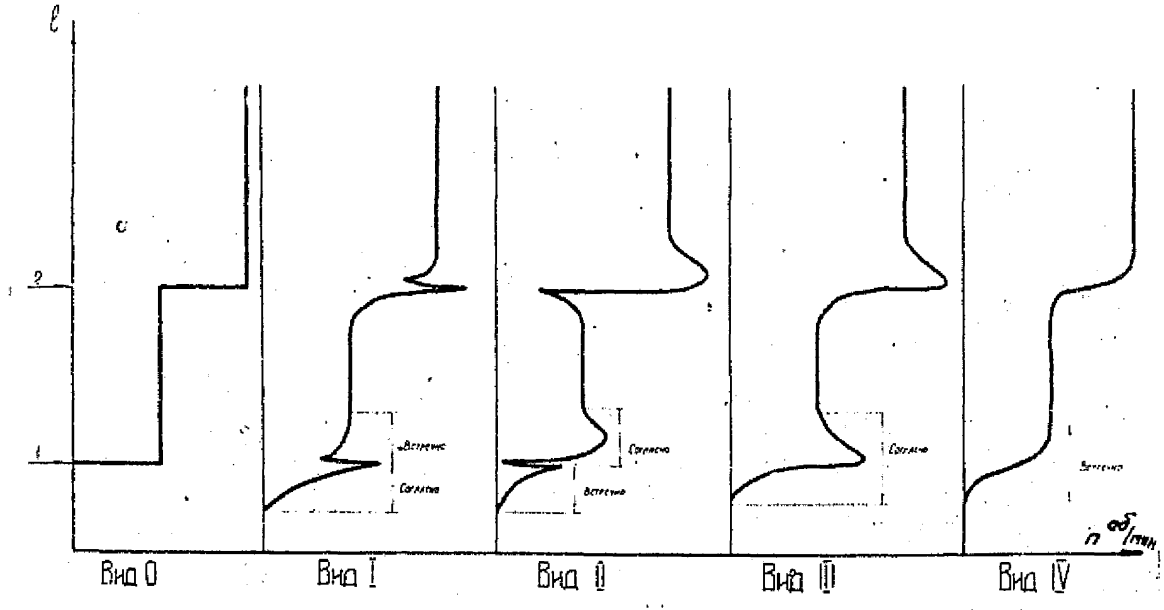


Рис. I. Искажения профилей, вызванные вихревым движением жидкости



1,2 Точки истечения

Рис. 2. Профили в модели колонны при истечении жидкости из двух отверстий

атаки.

Искажения, вызванные вихревым движением, в наибольшей степени проявляются в нагнетательных скважинах. Зоны значительного проявления вихревого движения могут распространяться на I,5-2 метра выше и ниже интервала перфорации. Особенно значительно проявляется вихревое движение в том случае, когда интегральный профиль крутой, т.е. тогда, когда приток или приемистость жидкости сосредоточены на небольшом участке интервала.

Вихревое движение жидкости наиболее сильно сказывается на показания тепловых (термокондуктивных) дебитомеров, т.к. чувствительность их преобразователей равнозначна как к осевому, так и тангенциальному перемещению жидкости.

Вихревое движение может вызывать как кажущееся расширение интервала притока, так и кажущееся сужение его. Искажения, вносимые вихревым потоком, связанные с увеличением показаний выше точки истечения и уменьшения показаний ниже точки истечения (или наоборот) по форме могут иногда совпадать с искажениями, обусловленными нестабильностью коэффициента пакеровки. Если нестабильность коэффициента пакеровки вызвана самим пакером, а не нарушениями в колонне (например, выступами или вмятинами в колонне), то повторные измерения профиля будут давать несовпадение формы, что позволяет отличить их от искажений, вызванных вихревым движением. Наличие влияния вихревого движения на форму профиля четко указывает лишь превышение уровня потока над общим уровнем вне интервала перфорации. Выявление влияния составляющих вихревого потока более детально может быть выполнено путем существенного изменения величины потока, например, путем изменения режима работы скважины.

или путем использования приборов, имеющих равные, но противоположно направленные углы атаки лопастей турбинок.

3.2. Физические свойства забойной жидкости

Физическими свойствами забойной жидкости, которые необходимо учитывать при определении гидродинамических характеристик пластов и которые определенным образом влияют на показания чувствительных элементов потокометрических приборов в первую очередь являются: вязкость и плотность жидкости, объемный коэффициент, температура жидкости.

Величина вязкости нефтей для большинства месторождений СССР лежит в пределах 0,4-30 сП. Более 50% месторождений имеют вязкость нефти в пластовых условиях 1,2-4,8 сП и 80% скважин имеют вязкость ниже 10 сП. Среднее значение вязкости нефтей в пластовых условиях всех месторождений равно 2,2 сП. Вязкость нефти зависит от ее состава, температуры и количества растворенных в ней газов.

Вязкость воды зависит от ее температуры, степени минерализации (рис. 3) и обычно значительно ниже вязкости нефти. Например, вязкость воды при температуре 50°С равна 0,6 сП. При работе в двухфазных потоках вида "вода-нефть" имеет значение отношение вязкостей компонент потока. Вязкость смеси в зависимости от структуры потока может во много раз превосходить вязкость каждой из компонент. Вязкость смеси расчету не поддается. Однако вязкость смеси вида "нефть в воде" обычно не превышает 5 сП.

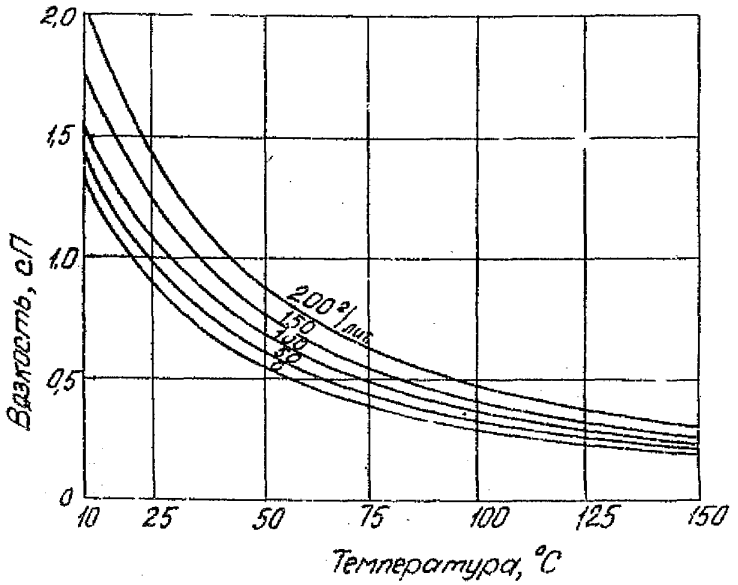


Рис. 3. Зависимость вязкости воды от температуры и минерализации

Плотность нефти на забое скважины зависит от ее состава, количества растворенного в ней газа, давления и температуры. Для большинства месторождений СССР значения плотностей нефтей лежит в пределах 0,7-0,9 $\frac{гр}{см^3}$. Плотность воды зависит главным образом от степени ее минерализации и практически в забойных условиях лежит в пределах от I до I,25.

Как видно из этих данных разность плотностей смесей воды и нефти может достигать значительных величин.

Вязкость среды оказывает существенное влияние на показания приборов. Это влияние сказывается на:

а) величину коэффициента пакеровки,

б) чувствительность турбинных преобразователей потока.

Для количественной интерпретации результатов глубинных измерений и сопоставления их с данными поверхностных измерений дебитов необходимо знать объемные коэффициенты для нефти. Объемный коэффициент для нефти $\beta_н$ определяется как отношение объема нефти $V_{нс}$ совместно с растворенным в ней газом при давлении и температуре в скважине, к объему $V_н$ того же количества нефти на поверхности после ее дегазирования:

$$\beta_н = \frac{V_{нс}}{V_н} \qquad (2)$$

Величина $\beta_н$ зависит от количества растворенного в нефти газа. Для большинства случаев она лежит в пределах от I,05 до I,2.

Если скважина вскрывает одним фильтром два пласта, из которых поступает нефть с различными объемными коэффициентами или с различной плотностью, то результирующие значения объемного коэффициента $\beta_{см.}$ или плотности $\rho_{см}$ смеси жидкости можно найти по

следующим формулам

$$b_{см} = b'_н W_{н1} + b''_н W_{н2} \qquad (3)$$

$$\rho_{см} = \rho_1 W_{н1} + \rho_2 W_{н2} \qquad (4)$$

где $b'_н$, $b''_н$, ρ_1, ρ_2 – соответственно значения объемных коэффициентов и плотности для каждого пласта, $W_{н1}$, $W_{н2}$ объемные концентрации жидкости притекающей из каждого пласта в отдельности.

Аналогичным образом может быть найдена результирующая вязкость смесей двух сортов нефтей. Однако вязкость несмешивающихся жидкостей, например, воды и нефти, таким образом определить нельзя.

Пример: из двух пластов поступает нефть и вода с плотностью соответственно 0,8 и 1,2 г/см^3. Объемная концентрация воды (обводненность) составляет $W_в$ = 0,4. Определить результирующую плотность смеси

$W_н = 1 - W_в = 1-0,4=0,6.$ $\rho_{см}=0,8 \cdot 0,6+1,2 \cdot 0,4$

Попутно отметим, что если известны результирующие плотность смеси, измеренная, например, на забое посредством плотномера, и плотности воды и нефти, то объемная концентрация воды $W_в$ в колонне может быть найдена путем использования приведенной выше формулы

$$W_в = \frac{\rho_{см} - \rho_н}{\rho_в - \rho_н} \qquad (5)$$

Температура жидкости на забое зависит от глубины залегания пласта и от геотермического коэффициента. Для большинства месторождений она лежит в пределах 30-100°С.

В эксплуатационных скважинах изменение температуры, при фиксированном положении прибора, незначительно и если режим работы скважины существенно не изменяется, то условия работы потокометрических приборов могут рассматриваться как изотермические.

Изменение температуры среды вдоль интервалов перфорации в большинстве случаев не превышает долей или единиц градуса Цельсия.

3.3. Влияние характеристик потока и физических свойств жидкости на показания преобразователей

Разность плотностей нефти и воды вызывает разную скорость их движения, проскальзывание одной компоненты потока относительно другой. Это в свою очередь приводит к тому, что объемная концентрация каждой из компонент потока в стволе скважины не соответствует соотношению компонент притекающей к скважине жидкости, т.е. расходной концентрации.

Погрешность измерения состава жидкости и физических свойств смесей, а также расхода, зависит от несоответствия объемной концентрации каждой из компонент потока в измерительном канале прибора концентрации на входе в колонну, т.е. расходной концентрации.

Простейшим и известным примером такого несоответствия является наличие столба воды в колонне, через которую барботи-

рует нефть. Количество воды в колонне больше, чем притекает в нее. Это несоответствие выражается через так называемую постоянную составляющую потока.

Под постоянной составляющей какой-либо из фаз потока будем подразумевать избыточность (или недостаточность) концентрации этой фазы в рассматриваемом элементарном объеме по сравнению с приточной (т.е. с расходной) концентрацией, обусловленной притоком через перфорационные отверстия. Наиболее точно измерительные преобразователи работают тогда, когда средняя скорость элементов каждой из компонент потока воды, нефти и газа равняется средней расходной скорости движения жидкости v_p; $v_p = Q/F$; где Q – суммарный объемный расход всех компонент жидкости, F – полное сечение потока. В этом случае выполняется соотношение

$$\frac{F_i}{F} = \frac{q_i}{Q} \qquad (6)$$

где q_i и F_i – соответственно производительность рассматриваемой i-той фазы потока и средне-статистическое значение площади занимаемое ей в рассматриваемом сечении потока.

Отличие средних скоростей каждой из компонент потока от средне расходных приводит к тому, что это соотношение не выполняется и отношение площадей будет больше или меньше на величину δ отношения производительностей, т.е. будет иметь место соотношение

$$\frac{F_i}{F} \pm \delta_i = \frac{q_i}{Q} \qquad (7)$$

Величина δ является постоянной составляющей потока. Если i-той фазой является вода ($\delta_i = \delta_в$), то $\delta_в$ величина положительная. Это

означает, что площадь, занимаемая водой по сечению трубы больше площади, которая была бы, если скорости нефти и воды были бы одинаковыми. Если i -той фазой является нефть ($\delta_i = \delta_н$), то в вышеприведенном выражении следует поставить знак "-", что соответствует меньшей площади нефти. Постоянные составляющие нефти и воды при двухфазном потоке равны и противоположны по знаку.

Таким образом показания измерительных приборов зависят от соотношения скоростей и плотности фаз потока, а также от их концентрации.

Не вдаваясь в подробности выводов укажем, что выходные сигналы турбинных измерителей расхода для вращающейся и заторможенной турбинок при работе в двухкомпонентном потоке вода-нефть будут:

$$f_в = \beta_в (W_{\rho_в} v_в + W_{\rho_н} v_н) \qquad (8)$$

$$f_з = \beta_з F_\rho (W_{\rho_в} v_в^2 + W_{\rho_н} v_н^2) \qquad (9)$$

где $f_в$ и $f_з$ – соответственно выходные сигналы преобразователей с вращающейся и заторможенной турбинкой, $\beta_в$ и $\beta_з$ коэффициенты преобразования; $W_{\rho_н}$ и $W_{\rho_в}$ – величины, соответствующие, действующим массовым концентрациям нефти и воды в измерительном канале прибора, F_ρ – сумма произведений плотности каждой из компонент на среднюю площадь, занимаемую каждой из компонентой.

$$F_\rho = \rho_в F_в + \rho_н F_н; \quad W_{\rho_в} = \frac{\rho_в F_в}{F_\rho}; \quad W_{\rho_н} = \frac{\rho_н F_н}{F_\rho}; \qquad (10)$$

Показания измерительных преобразователей состава и физических свойств среды зависят от величины постоянной составляющей потока

$$f_p = f(\rho, \delta)$$

Выходной сигнал аквамера[x] или влагомера является функцией действующей в колонне концентрации воды, т.е. расходной концентрации воды и постоянной составляющей воды в колонне

$$f_Q = W_l S_l = (W_{nl} + \delta) S_l \qquad (II)$$

где W_l – объемная концентрация воды;

W_{nl} – измеряемая, расходная концентрация воды на входах в колонну,

δ – постоянная составляющая потока.

Применение струенаправляющих или пакерующих устройств позволяет увеличить скорость потока через измерительный канал прибора и тем самым уменьшить разность скоростей компонент потока, что приводит к уменьшению постоянной составляющей и позволяет повысить точность измерения. Заметим, что для газожидкостных смесей разность скоростей остается высокой и при применении пакеров.

---

x) аквамером называется преобразователь для измерения на забое водосодержания продукции скважины, отличающийся от влагомера тем, что он использует контактный принцип преобразования количества воды в емкость преобразователя. Под контактированием подразумевается соприкосновение электропроводных частиц жидкости с сближенными на малое расстояние изолированными электродами.

На рис. 4 приведены примеры кривых для определения объемной концентрации воды в трубах от расходной скорости для различных значений расходной обводненности при разности плотностей нефти и воды равной 0,22. На рис. 5 и 6 даны зависимости величины постоянных составляющих от расходной скорости потока.

Если прибор пакерный и коэффициент пакеровки превышает 0,8; то значение величины постоянной составляющей воды практически можно не учитывать.

Постоянная составляющая поток зависит от разности скоростей компонент потока, которая в свою очередь определяется разностью их плотностей. На рис. 7 показана зависимость скорости проскальзывания компонент водо-нефтяного потока от разности их плотностей для капельной структуры.

Величина объёмной концентрации воды в обсадной колонне зависит от многих факторов - расхода, плотности компонент жидкости, структуры потока и т.д. Приведенные примеры кривых для ее нахождения являются частными и не исчерпывают все возможные случаи. Если известны плотности нефти и воды, то определение объемной концентрации воды $W_в$ может быть выполнено путем измерения плотности их смеси на забое посредством беспакерного плотномера или градиентанометра. Определение производится по формуле (5).

Если же измерение плотности смеси выполнить также пакерным плотномером, то можно найти расходную концентрацию воды $W_{пв}$ и величины ее постоянной составляющей.

Постоянная составляющая потока при этом будет

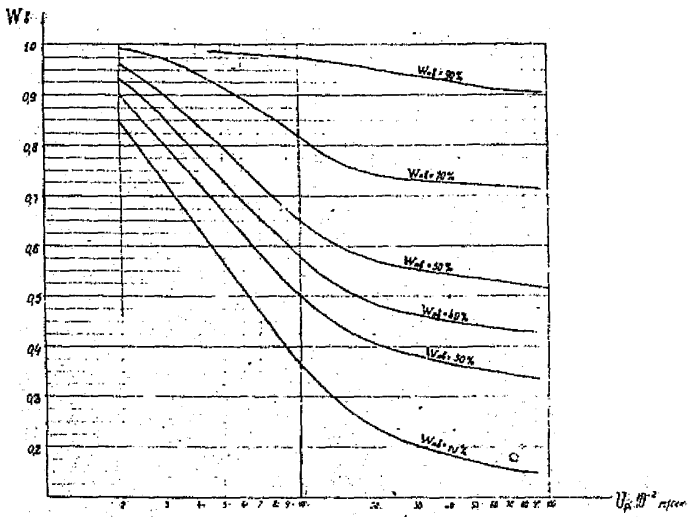


Рис.4. Зависимость объемной концентрации воды в водо-нефтяной смеси от расходной скорости смеси при различных значениях расходной обводненности

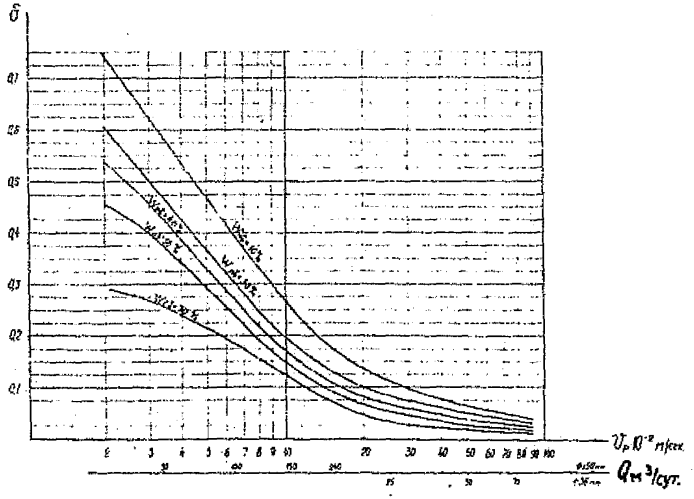


Рис. 5. Зависимость постоянной составляющей воды в водо-нефтяной смеси от расходной скорости смеси при различных значениях расходной обводненности

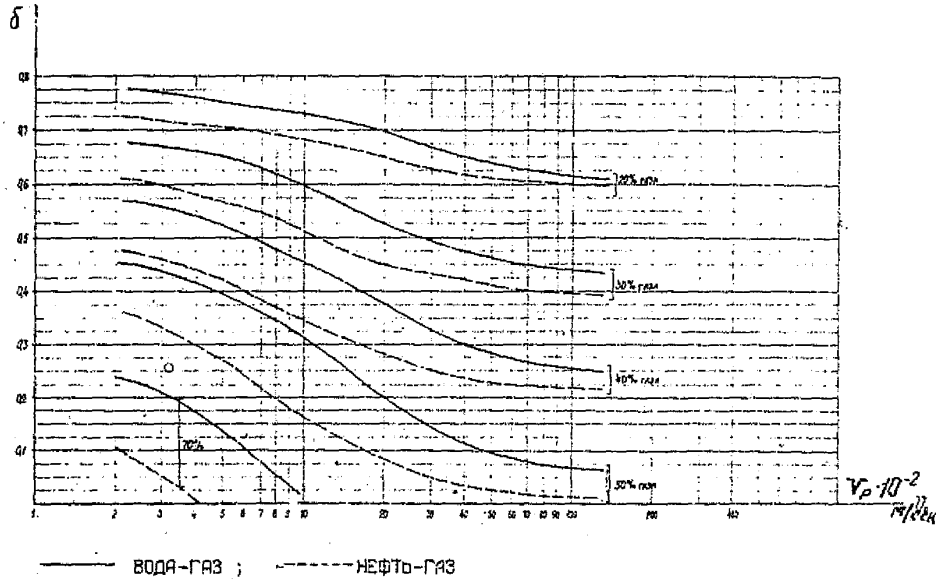


Рис. 6. Зависимость постоянной составляющей газа в газонефтяной смеси при различных значениях расходного содержания газа

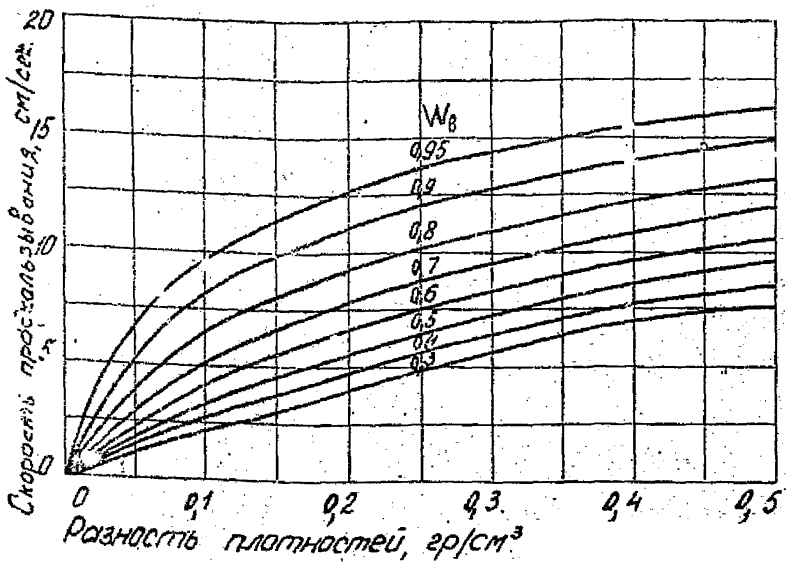


Рис. 7. Зависимость скорости проскальзывания капель воды относительно нефти от разности плотностей нефти и воды при различной расходном водосодержании потока

$$\delta = W_g - W_{ng} \qquad (I2)$$

Как отмечалось выше, наиболее значительно сказывается на показания турбинных преобразователей расхода вязкость, структура потока и режим его течения, разность плотностей компонент потока и как следствие разности скоростей проскальзывания одной компоненты относительно другой величина постоянной составляющей.

Степень действия вязкости на показания турбинок зависит от скорости течения жидкости и при турбулентном режиме, для вязкостей жидкости I–20 сП она меньше нормируемых погрешностей дебитомеров и может не учитываться, т.к. действие других факторов на погрешность превышает действие вязкости.

Значительно в большей степени величина вязкости жидкости сказывается на коэффициент пакеровки приборов или парциальности – Кп, определяемый как

$$K_n = \frac{Q_n}{Q} = \frac{Q - Q_y}{Q} \qquad (I3)$$

где Q_n – расход жидкости, проходящей через измерительный канал прибора; Q – общий измеряемый расход; Q_y – расход жидкости, проходящей мимо измерительного канала прибора через утечки в пакер или мимо прибора в кольцевом пространстве между прибором и колонной (для безпакерного прибора).

Величина перепада давления на приборе также в значительной степени зависит от вязкости жидкости. Рис. 8 показывает зависимость Кп и перепада давления ΔP на приборе ПОТОК-5 от измерае-

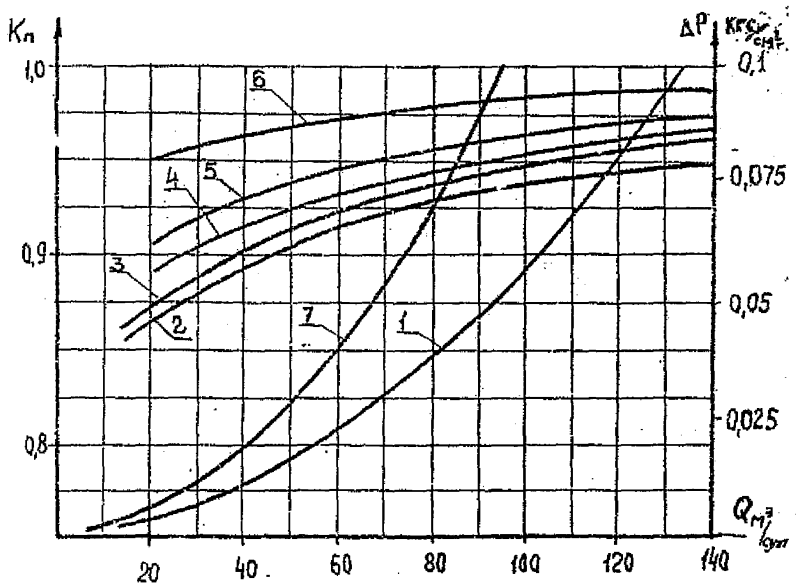


Рис. 8. Зависимость коэффициента пакеровки "ПОТОК-5" и перепада давления на приборе от расхода жидкости различной вязкости.

1,7 – перепады давления соответственно на воде и трансформаторном масле.

2,3, – коэффициенты пакеровки на воде соответственно при вязкостях μ = 0,6 сП (T=48°C) и μ = 1,4 сП (T=5°C).

4,5 – коэффициенты пакеровки на водоглицериновых смесях при вязкостях соответственно 3,3 и 3,2 сП.

6 – коэффициент пакеровки на трансформаторном масле.

мого расхода при различных значениях вязкости жидкости.
Так как разность плотностей компонент потока вызывает проскальзывание одной компоненты потока относительно другой, то при неодинаковой скорости компонент потока их плотность также существенно сказывается на показаниях турбинных расходомеров. Учет влияния проскальзывания и плотности жидкости практически наталкивается на ряд трудностей. Наименьшее влияние наблюдается у пакерных приборов. При больших расходах водонефтяных смесей - более 150-200 $м^3$/сут, проскальзывание незначительно и поэтому беспакерные приборы тоже дают относительно небольшие ошибки.

Реакция чувствительных элементов приборов на внешнее воздействие зависит от структуры потока: от размеров и формы компонент потока - нефти, воды, газа, от скорости каждой из компонент, от их концентрации. Структура потока на забое определяется как условиями фильтрации и истечения жидкости из отверстий (расходом и плотностью истечения, процентом воды, соотношением свойств компонент и др.), так и общим расходом жидкостной смеси.

Структура потока жидкостной смеси вода-нефть после поступления в ствол скважины, может быть следующих типов.

а) Капельная - капли воды в потоке нефти или капли нефти в потоке воды. По данным большинства исследователей размер капель воды на забое превышает 7-10 мм, а размер капель нефти 2-10 мм.

б) Стержневая, когда нефть (или вода) образуют крупные продолговатые пузыри и жидкостные стержни. Такая структура образуется в результате того, что крупные капли, например,

нефти имея большую скорость подъема, чем окружающая их вода, догоняют более мелкие капли, соприкасаются с ними, что способствует их слиянию (коалесценции) и укрупнению.

Диаметр стержней может достигать размеров ствола скважины. В таком потоке может быть смесь стержней и более или менее крупных капель.

Величина капель в основном зависит от адгезионного натяжения, разности плотностей нефти и воды и скорости истечения. Если среда однородна, а скорости истечения велики, то имеет место непрерывное просачивание и сливание в струйки. При большой пористости среды и при большой депрессии жидкость может поступать непрерывным потоком, без каплеобразования.

в) Пенная. С увеличением скоростей движения жидкости происходит диспергирование среды, сопровождающееся дроблением стержней и капель и образованием смеси типа пены.

г) При дальнейшем увеличении скорости движения потока и увеличения протяженности пути, происходит образование структуры типа эмульсии – с частицами размером менее 10^{-3} см. Образованию эмульсии способствуют факторы, увеличивающие турбулентность потока: шероховатость стенок труб, выступы или впадины на поверхности и т.п.

Аналогичные виды структур имеют место при движении газожидкостных смесей. Здесь вместо эмульсионной структуры образуется структура типа "туман". Известны более сложные виды множественных структур: непрерывная фаза нефть и внутри капель воды мелкие капли нефти; непрерывная фаза вода, капли нефти в ней и внутри капель нефти более мелкие капли воды и др.

Пенные и эмульсионные структуры "вода в нефти" образуются главным образом при движении жидкостной смеси в лифтовых трубах.

Однако имеется случай, когда тонкодисперсная эмульсионная структура типа "нефть в воде" встречается непосредственно на забое. Вода, фильтруясь через пористую среду, полностью обводненную, частично вымывает остатки нефти, поступающую в скважину в виде эмульсии иногда в количестве до 10% от общего объема.

В соответствии со сказанным смесь воды и нефти на забое в потоке может быть в виде:

а) нефть в виде капель барботирует через столб воды;

б) нефть через воду проходит в виде ручейков;

в) вода в виде капель движется в общем потоке с нефтью;

г) нефть в виде капель с частичной примесью эмульсии нефти движется в потоке смеси воды и нефти. "Застойная" вода ("столб" воды) на забое с четко выраженным водоразделом наблюдается лишь при относительно небольших дебитах скважины.

Характер структуры потока существенным образом может сказаться на показании приборов, предназначенных для измерения таких величин, как влажность, вязкость смеси, электропроводность и т.п. Кроме того разность скоростей компонент потока, влияющая на показания турбинных измерителей расхода, также зависит от структуры потока. Таким образом имеет место комплексное воздействие разности плотностей и разности скоростей компонент потока и его структуры. Выделить и разделить влияние этих факторов в промысловых условиях практически невозможно. Здесь необходимо учитывать лишь их возможный характер ошибок

Теплофизические характеристики потоков (коэффициент теплоотдачи, теплоемкость и температура среды и т.п.) существенным образом сказываются на точность работы термокондуктивного дебитомера. Наличие собственного тепловыделения в термоэлементе такого дебитомера, вызывает превышение его температуры над температурой среды. Степень охлаждения термоэлемента потоком зависит не только от скорости потока, но и от теплофизических свойств среды.

На рис.9 показаны зависимости превышения температуры термоэлемента теплового дебитомера, от скорости потока для различных сред. Как видно из этого рисунка превышение температуры, являющееся измеряемой величиной при определении расхода жидкости, зависит от вида жидкости(вода или нефть) и её свойств.

4. ПРОФИЛИ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ

4.I. Интегральный и дифференциальный профили

Профилем (интегральным) какой-либо измеряемой величины называется кривая, выражающая зависимость этой величины от координаты (глубины). Могут быть профили: расхода жидкости при её движении вверх по стволу скважины - профиль притока или, при движении её вниз, - профиль приемистости, профиль плотности жидкости, температурный профиль, профиль водосодержания и т.д.

Профиль является основным исходным источником информации о распределении контролируемой величины в стволе скважины вдоль интервала перфорации.

После введения скважины в эксплуатацию снимается первоначальный, так называемый опорный профиль измеряемой величины.

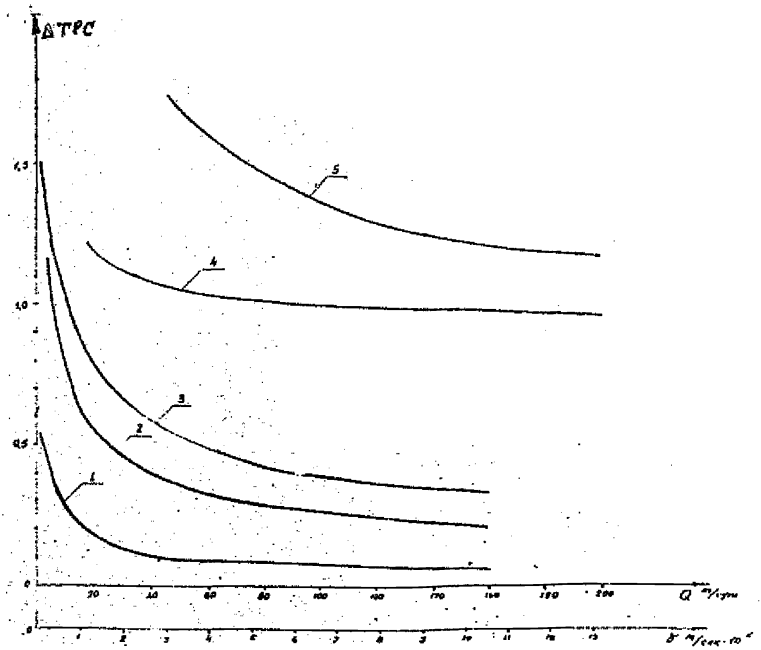


Рис. 7. Зависимость величины превышения температуры чувствительного элемента для электротермометров (кривые I,2,3) и термокондуктивного дебитомера (кривые 4,5) от скорости потока для различных сред при температуре 60°С и выделяемой мощности IВт. I – для воды, 2 – для маловязкой нефти, μ =0,6сП, 3 – для нефти повышенной вязкости, μ=8 сП, 4 – для воды, 5 – для нефти, μ =2,2 сП.

Все дальнейшие профили сопоставляются с опорным профилем. Сопоставление профилей, снятых в последующий период эксплуатации скважины с опорным профилем, позволяет выявить изменение технологического режима скважины и кроме того позволяет судить о его достоверности и качестве.

Профиль измеренной величины в скважине не является неизменной величиной и изменяется во время эксплуатации в силу ряда причин: изменения соотношения пластовых давлений и, следовательно, соотношения потоков из различных пластов; перераспределения плотности притока вдоль продуктивного интервала по мере эксплуатации, вследствие обводнения скважины или технологических мероприятий и др.

После ремонтных работ в скважине, связанных с разобщением пластов, заливкой отдельных пластов или их участков с установлением "мостов", после дополнительного перфорирования и т.п., т.е. после работ связанных с изменением вскрытой мощности пласта производится повторное измерение опорного профиля.

Опорный профиль снимается особенно тщательно. При снятии опорного профиля в каждой точке измерения производятся повторно не менее трех раз. Если наблюдаются значительные флюктуации (колебания) измеряемой величины в точке замера, то число замеров в данной точке увеличивается или увеличивается период отсчета величины. Действующее значение величины в данной точке определяется по правилам нахождения среднего значения. Отсутствие монотонности кривой, выбросы точек, нерегулярность размещения их значений зачастую указывает на плохое качество измерений.

Опорный профиль строится как среднеарифметический из нескольких профилей, последовательно снятых один за другим при установившемся режиме работы скважины.

Опорный профиль наносится на бланк и является исходным для корреляции со снятыми в последующем при эксплуатации скважины профилями. Сопоставление профилей производится как с целью выявления количественных изменений интенсивности притока, так и с целью выявления изменений соотношений притоков из различных участков перфорированного продуктивного разреза или данного пласта. В том случае, если, например, необходимо провести сопоставление профилей с целью определения изменения степени вовлечения той или иной части пласта в разработку, то необходимо сопоставлять нормированные профили (о нормировании профилей см. ниже).

Хранение первоначальных некорректированных профилей с нанесенными точками замеров является обязательным.

Для определения удельного притока из каждой части разреза строится дифференциальный профиль. Строго говоря, дифференциальный профиль является производной от интегрального профиля. Однако в результате "правильного" дифференцирования интегрального некорректированного профиля могут возникнуть еще большие дополнительные искажения. Примеры такого рода искажений приводятся ниже.

На практике строится приближенный дифференциальный профиль притока или приемистости, определяемый в соответствии с (I) как

$$\Phi_q(H) = \frac{\Delta Q}{\Delta H}$$

где ΔQ - приращение величины расхода жидкости на приращении длины ΔH

4.2. Подготовка к исследованию скважины

Исследованию скважин должно предшествовать: а) проверка режима работы скважины на стационарность, т.е. на установившийся режим работы; б) определение на поверхности производительности скважины; в) определение степени обводненности продукции скважины; г) изучение данных скважины: глубины спуска НКТ, местоположения и наличия парафина в них, интервалов перфорации; вида перфорации, расстояния между подошвой нижнего пласта и искусственным забоем, засоренности скважины и наличия осадка, вязкости и плотности жидкости в забойных условиях, а также результатов предыдущих исследований.

При необходимости исследованию должно предшествовать шаблонирование скважины. Шаблонирование производится с целью определения проходимости прибора через НКТ, а также засоренности забоя. Габариты шаблона должны быть несколько больше габаритов прибора: диаметр на I-2 мм, длина на I00-200 мм. Шаблонирование позволяет уменьшить возможность потери прибора. Иногда, когда, например, глубина зумпфа мала, в качестве шаблона целесообразно использовать локатор сплошности металла труб, соединенный с грузом требуемого габарита. Это дает возможность более точно отбить уровень спуска НКТ, определить проходимость прибора в нижней части, выделить реперные точки.

Исследование профиля притока или приемистости целесообразно проводить после снятия профиля температурных аномалий.

Проверка режима работы скважины на стационарность позволяет исключить ошибки при измерении профиля. Нестационарность работы скважины проявляется в изменении величины потоков и соотношения концентрации компонент жидкости в стволе скважины во времени. Она может быть вызвана нарушением режима работы при спуске прибора. Признаками нестационарности режима работы скважины являются: существенное изменение буферного давления, изменение дебита во времени. Следует различать два вида нестационарности работы скважины: пульсирующего изменения притока и монотонного изменения его, вызванного нарушением режима. Пульсирующий режим истечения жидкости может наблюдаться при истощении энергии пласта и значительной обводненности скважины, что обуславливает появление колебательных процессов в системе пласт-скважина. Профиль, измеренный в нестационарном режиме работы скважины, указывает на ложный приток или приемистость между пластами (рис.I0). Результаты таких исследований бракуются.

Установление стационарного соотношения объемных количеств нефти и воды в нижней части ствола скважины может продолжаться несколько дольше, чем установление притока, особенно в малодебитных скважинах.

Определение на поверхности производительности скважин производится с целью правильного выбора типоразмера прибора и его шкалы. Номинальное значение шкалы прибора должно по меньшей мере на 20-25% превышать дебит, измеренный на поверхности. Запас шкалы необходим из-за несовпадения объемной производительности скважины на забое и поверхности, а также ввиду возможных ошибок в действительной оценке дебита скважины.

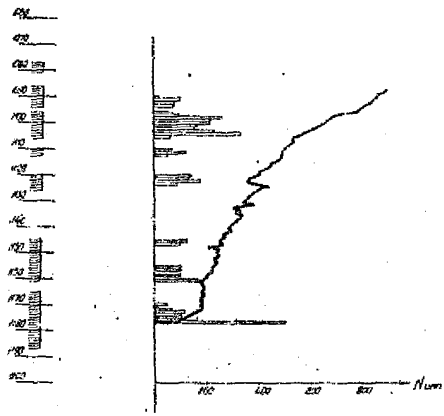


Рис. 10. Искаженный профиль, измеренный в нестационарном режиме работы скважины

Необходимо учитывать допустимый максимальный перепад давления на приборе. Величина перепада давления зависит от вязкости жидкости. Большой перепад при недостаточном весе прибора может привести к перемещению прибора, запутыванию кабеля и к аварии. С ростом вязкости максимальный предел измерения расхода снижается. Для некоторых типов приборов измерения вязкости I сП до 60 сП вызывает почти двойное уменьшение шкалы прибора.

4.3. Методы измерения профилей притока или приемистости

Различают два основных метода измерений профилей: а) дискретный с измерением по точкам; б) непрерывной протяжки - непрерывный метод.

При измерении по точкам прибор устанавливается на заданных глубинах и производится измерение. При непрерывной протяжке показания регистрируются непрерывно. Одновременно регистрируется скорость перемещения прибора.

Методы, применяемые при исследовании потокометрическими приборами, зависят от особенностей работы скважины: производительности, обводненности, а также от задач исследования.

При исследовании скважин с дебитами до 150-200 т/с применяются пакерные приборы с неперфорированными пакерами. При дебитах свыше указанной величины используются приборы с перфорированными пакерами или беспакерные. Результаты исследования могут считаться достоверными, если с достаточным основанием можно допустить, что заколонная циркуляция или заколонные перетоки отсутствуют.

Непрерывный метод может быть использован для измерения расхода жидкости в скважинах с производительностью менее 150-200т/с.

Снятию профиля притока или приемистости должно предшествовать определение с помощью локатора муфт (или локатора сплошности металла труб) местоположения башмака НКТ, муфт обсадной колонны, интервалов перфорации и забоя скважины. Муфты обсадной колонны используются в качестве реперных точек для точной привязки снятых профилей между собой и к пластам.

Для более точного определения местоположения муфт предварительно должна быть выполнена их привязка к пластам с естественной радиоактивностью, глубина залегания которых известна. Такая привязка выполняется посредством комплекса локатор муфт – прибор ГК.

Определение местоположения прибора

Местоположение прибора в скважине приближенно определяют посредством механического счетчика глубины.

Более точно положение прибора может быть определено посредством меток, наносимых на кабель. Оба метода не исключают возможных ошибок в определении глубины. Для точной привязки снятых профилей используются реперные точки, например, муфты обсадной колонны (см. № 4.5.).

Схема спуска прибора в скважину, поясняющая расчет глубины положения прибора изображена на рис. II.

Глубина спуска прибора в скважину H, определяется по формуле

$$H = L_м + \ell_п \pm (A_р - A_м) \cdot \ell_м. \qquad (14)$$

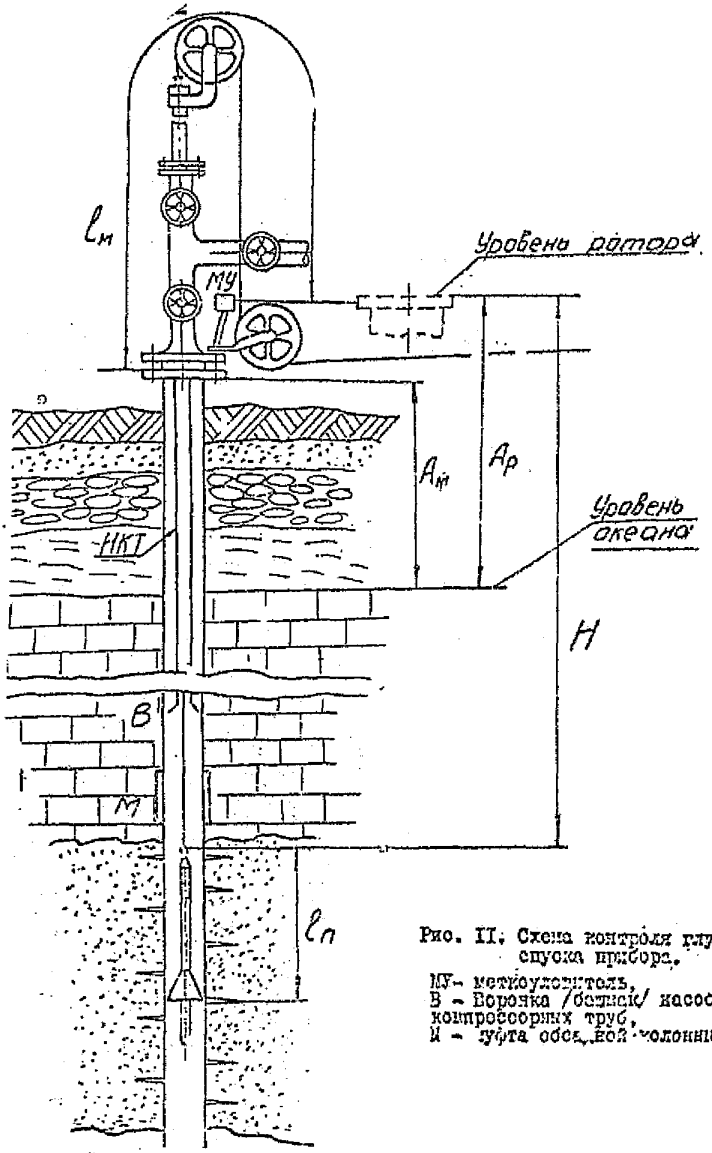


Рис. II. Схема контроля глубины спуска прибора.

МУ- метиоуловитель,
В - Воронка /башмак/ насосно-компрессорных труб,
М - муфта обсадной колонны.

где: $L_м$ – расстояние от головки прибора до метки на кабеле; $l_п$ – длина от головки прибора до входа чувствительного элемента прибора (например, до входных отверстий дебитомера или манометра, до терморезистора и т.п.); $l_м$ – длина кабеля от меткоуловителя до муфты обсадной колонны, (Ар – Ам) – разность альтитуд ротора буровой установки и муфты обсадной колонны скважины.

В большинстве случаев в формуле (14) перед разностью альтитуд (Ар – Ам) берется знак "—"; лишь в случае когда уровень местности и соответственно уровень ротора ниже уровня мирового океана, например, в районах прилегающих к Каспийскому морю, необходимо в этой формуле взять знак " + ".

Если прибор комплексный и позволяет измерить температурный профиль, то исследованию скважины на приток или приемистость должно предшествовать снятие температурного профиля. Температурный профиль несет с собой ценную информацию и, в частности, во многих случаях позволяет оценить интенсивность притока (поглощения) и его интервалы, оценить техническое состояние скважины. Расшифровка показаний результатов термометрии скважин производится в соответствии с [5].

Исследование пакерными приборами

Измерения пакерными дебитомерами производится, главным образом, по точкам, хотя в некоторых случаях можно проводить их и в режиме непрерывной протяжки. Первоначально определяется расход жидкости над каждым интервалом. Затем при необходимости производится детальное исследование каждого работающего интерва-

ва с одновременным измерением других величин (водосодержания, давления и т.п.).

Исследование скважины начинают с установки прибора над всеми пластами и открытием пакера. Если прибор позволяет в момент открытия производить измерение величины расхода, то необходимо следить, чтобы величина потока, проходящего через прибор, не превышала предел измерения. Это предотвратит подброс прибора. Если такой возможности не имеется, то необходимо первоначально пакер открывать не полностью, а постепенно, периодически включая привод пакера (2-3 раза) до полной пакеровки, следует проследить за показаниями и отсутствием зашкаливания. Сделать 2-3 замера в различных точках над верхним пластом и, убедившись в том, что поток неизменен и скважина вышла на режим, производить измерение соотношения притоков между пластами и определить работающие и не работающие пласты. Над каждым пластом в разных точках производится 2-3 замера. Если повторные измерения дают несовпадающие показания (более, чем на I0%), то необходимо определить возможную причину расхождений.

Детальное измерение профиля производится после определения соотношений притоков пластов. Детально исследуются только работающие пласты. Шаг перемещения прибора зависит от плотности притока, определяемого как $\Delta Q / \Delta H$. В местах с большим притоком измеряется большее количество точек и с меньшим шагом перемещения. Наименьший шаг перемещения 0,I-0,2 м определяется дискретным характером расположения точек истечения - перфорационных отверстий и точностью отсчета перемещения прибора. При малом шаге измерения необходимо производить при перемещении прибора в одном направлении. При изменении направления движения прибора,

вследствие растяжения кабеля и влияния трения кабеля и прибора о станку скважины, реверс на I0-20 см не обеспечивает попадание прибора в заданную точку. Минимальный шаг перемещения прибора и соответственно шаг квантования профиля при измерении по точкам зависит от погрешности прибора и интенсивности притока жидкости. Таким образом шаг перемещения прибора при исследовании разреза не остается постоянным и зависит от производительности каждой части разреза. Чем больше приток из данного пласта, тем меньше шаг перемещения прибора. Это позволяет избежать непроизводительной затраты времени на измерение в местах, не дающих приращения количества информации.

Шаг перемещения прибора $\Delta\ell$ внутри каждого исследуемого интервала определяется по формуле

$$\Delta\ell = \xi h \frac{N}{q} \cdot \frac{I}{I00} \qquad (I5)$$

где ξ - допустимая погрешность измерения в %;

h - толщина исследуемого интервала;

N - верхний предел измерения прибора (шкала прибора);

q - производительность данного исследуемого интервала (пласта).

Число повторных отсчетов в каждой точке остановки прибора определяется особенностями прибора и стационарностью работы скважины. Если прибор производит усреднение показаний за достаточно длительное время измерения и скважина работает стабильно, так что показания с течением времени меняются незначительно, то производится 2 отсчета. Если колебание показаний прибора по величине превышают абсолютное значение его погрешности, то необхо-

димо произвести 3-5 измерений в каждой точке остановки прибора. На бланк наносится среднее значение отсчетов.

Рассмотрим определение наименьшего шага перемещения прибора, т.е. шага квантования профиля на примере рис. I2. Скважина имеет два пласта I и П с толщиной соответственно 4 и I7 м. Первоначально произведено определение соотношений величин притоков из пластов (точки замера и последовательность на рис. I2 обозначены цифрами). Измерение показало: режим истечения стационарный, соотношение потоков из пластов 55/I2.

Так как верхний интервал перфорации большой, то произведено измерение притока в середине пласта (точка 5). Затем по формуле (I5).

$$\Delta l = \xi h \frac{N}{q} \cdot \frac{1}{100}$$

производится приближенное, но достаточное для практики определение шагов квантования профиля каждого пласта. При этом дано: верхний предел измерения прибора N =I20, погрешность ξ = 5%, $\delta = \xi N = 5 \cdot \frac{120}{100} = 6$. Шаг квантования пласта I:

$$\Delta l_1 = \delta \frac{h_1}{q_1} = 6 \frac{4}{55} \approx 0{,}4 \text{ м}$$

пласта П: $$\Delta l_2 = \delta \frac{h_2}{q_2} = 6 \frac{17}{12} \approx 8 \text{ м}$$

Если подсчет величины шага квантования пласта дает величину, соизмеримую с погрешностью определения глубины, что на практике имеет место, то шаг увеличивается до 0,2 м и в нижнем пласте делается пять замеров (точки 6-II). Затем прибор устанавливается на подошве нижнего пласта, производится измерение в точке I2,

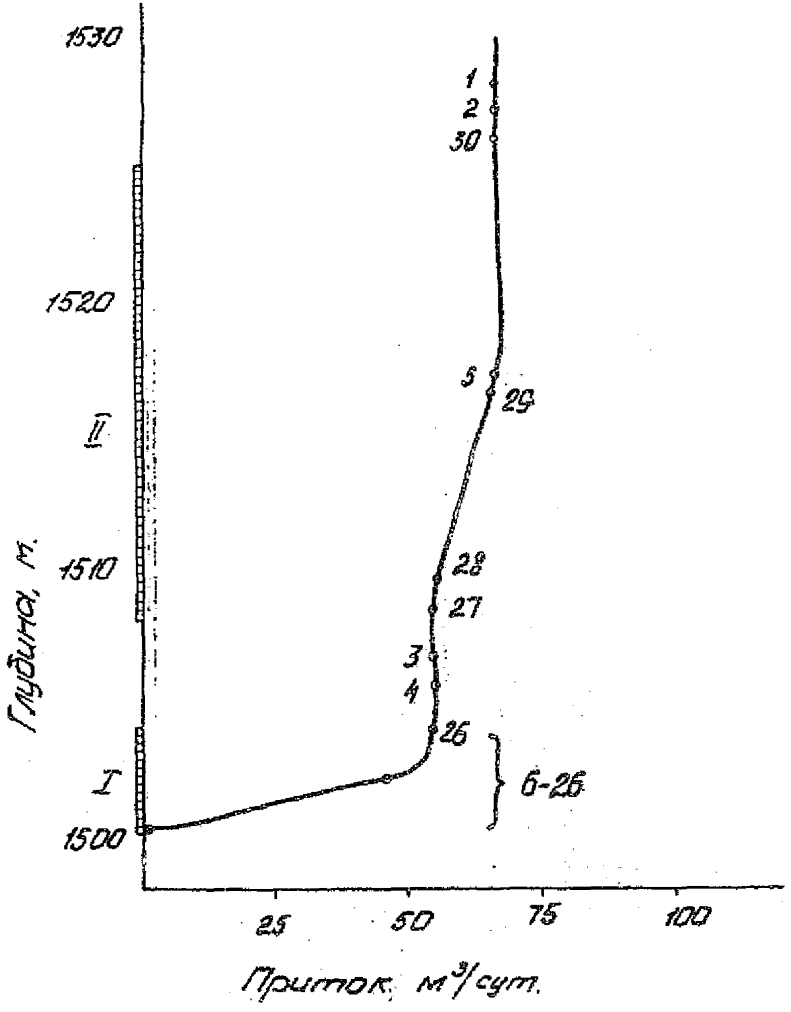


Рис.I2. Пример измерения профиля с неравномерным шагом перемещения прибора

а затем в точке I3 – начало прироста дебита. Следующая точка измерения I8 через 7 метров. Измерения заканчиваются контрольным замером – точка I9 над всеми интервалами. Такие расчеты необходимо производить лишь при больших толщинах пластов. Здесь малое число точек измерения является кажущимся. Оно определяется погрешностью прибора.

Пакерные приборы с большими коэффициентами пакеровки (0,95) обеспечивают достаточно высокую точность измерений. Тем не менее при необходимости произвести точную количественную интерпретацию нужно учитывать влияние вязкости на показания прибора и, в первую очередь, влияние вязкости на коэффициент пакеровки. Это влияние для каждого типа прибора необходимо учитывать с помощью характеристик, подобных изображенным на рис. 8.

Исследование приборами с парциальными пакерами

Парциальные пакеры используются для расширения шкалы прибора. Шкала прибора расширяется за счет пропуска существенной части потока мимо прибора – через пропускные отверстия в пакере. Имеется два вида парциальных пакеров: а) пакеры, у которых осуществляется неполное перекрытие колонны и часть жидкости проходит между стенкой скважины и кромкой оболочки пакера, т.е. в зазоре по окружности у стенки колонны; б) перфорированные пакеры, т.е. пакеры, у которых пропуск жидкости осуществляется через специально сделанные отверстия в оболочке пакера. Точность измерения в первом случае меньшая, т.к. площадь зазора между кромкой оболочки пакера и стенкой колонны зависит от колебаний размера

диаметра колонны. Кроме того соотношение расходов жидкости в первом случае зависит от профиля скоростей жидкости в колонне и в этом случае в большей степени сказывается влияние вязкости жидкости. Здесь для повышения точности, также как и для непрерывных дебитомеров необходим контроль диаметра колонны.

При использовании перфорированных пакеров точность измерения зависит от точности перфорации пакера: от размера калиброванных отверстий и их расположения относительно оси прибора. Свойства жидкости здесь сказываются значительно в меньшей степени, чем при пропуске в зазоре между пакером и колонной. Для каждого типа прибора одного и того же размера перфорационные отверстия дают свой определенный коэффициент парциальности. Для большей точности измерений целесообразно иметь градуировочную кривую. В случае отсутствия такой кривой коэффициент парциальности может быть найден при измерении в однофазном потоке путем сопоставления поверхностных измерений с данными надпластовых измерений глубинным прибором. Последовательность измерений приборами с управляемыми парциальными пакерами аналогична последовательности, изложенной выше. При использовании неуправляемых пакеров измерения начинают с подошвы нижнего пласта.

Определение величины потоков приборами непрерывного действия. Калибровка приборов на месте - в скважине

Исследование "непрерывными" потокометрическими приборами, т.е. приборами, работающими в режиме непрерывной протяжки проводится обычно для скважин с большой производительностью. Этот метод получил широкое распространение за рубежом.

Исследование скважин на приток (или приемистость) обычно сопровождается одновременной калибровкой прибора, производимой на месте, в скважине. Сущность калибровки на месте состоит в следующем. Прибор протаскивается несколько раз, с постоянной скоростью в неподвижной жидкости, например, ниже интервалов перфорации или вдоль интервалов после закрытия скважины. При этом регистрируется показание прибора и скорость перемещения. Зная скорость перемещения прибора, можно найти точки на градуировочной характеристике.

Калибровку в остановленной скважине целесообразно производить по окончании исследования, что позволяет избежать замеров при нестационарном режиме работы скважины.

Если в скважине имеются достаточной протяженности неперфорированные участки колонны, располагающиеся между пластами или между башмаком НКТ и кровлей верхнего пласта, т.е. участки с постоянной скоростью движения жидкости, то измерение профиля может быть совмещено с калибровкой прибора.

Рассмотрим пример калибровки расходомера при исследовании нагнетательной скважины.

На рис. I3 отображены результаты измерений при непрерывной пятикратной протяжке прибора с постоянными, но различными скоростями в скважине, имеющей три интервала перфорации: А,Б,В. Сплошные кривые 2,3,4 при подъеме прибора, а пунктирные – 5,6 при спуске. Кривая I – истинный профиль, подлежащий определению. Одновременно регистрировалась скорость движения кабеля. Для большей точности протяжка проводится не менее 5 раз. Полученные данные, отображающие зависимость числа оборотов турбинки при про-

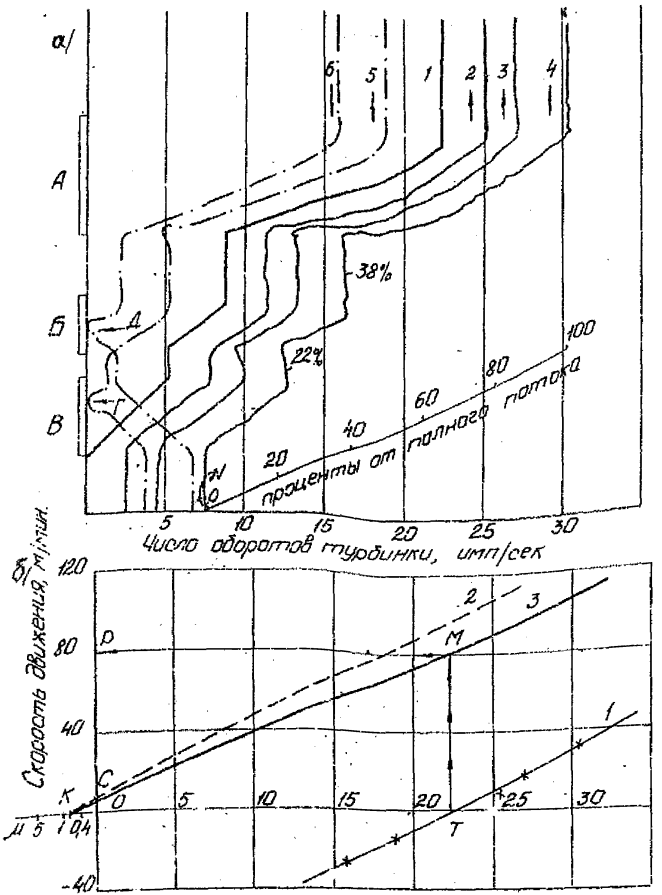


Рис.I3. Профили, получаемые при непрерывной протяжке прибора с различными скоростями /калибровка "на месте".

хождении прибором участка с постоянной скоростью движения жидкости между верхним пластом А и башмаком НКТ отображены в таблице I.

Таблица I

	Спуск		Подъем		
Скорость перемещения прибора, м/мин	-27	-I5	II,5	I[illegible]	3I,5
Число оборотов, имп/сек	I5,7	I8,7	25,2	27,2	30,2

Эти данные нанесены на график кривая I на рис. I3б. Для получения градуировочной кривой, параллельно кривой I, из точки К проводится кривая 2. Точка К находится на линии значений вязкости забойной жидкости, построенной влево от оси ординат. В данном примере вязкость в точке К соответствует I сП. Точка б пересечения кривой 2 с вертикальной осью фиксирует значение стартовой скорости, т.е. минимального значения скорости движения жидкости, вызывающей начало вращения турбинки. Величина стартовой скорости зависит от величины сил трения в опорах турбинки и вязкости жидкости.

Экспериментальное нахождение значений величин на оси О-М, т.е. нахождение местоположения точки К, представляет собой определенные трудности. Поэтому целесообразно экспериментально описанным методом определить градуировочную характеристику и положение точки К определится как точка пересечения кривой 3 с осью абсисс.

Имеются указания на то, что показания приборов в скважине не полностью соответствуют градуировочной кривой и дают при

турбулентном режиме течения жидкости примерно в 80% случаев завышение показаний в среднем на I7%.

Кривая 3 на рис. I3б является уточненной градуировочной характеристикой и проведена с учетом коррекции указанного завышения показаний. Для этого значения скоростей, соответствующих кривой 2 увеличены на 0,83. Скорость движения жидкости через прибор определяется путем проведения линий из точки Т пересечения кривой I с осью абсцисс до пересечения с кривой 3 (точка М) и далее влево до точки Р. В данном примере эта скорость равнялась 80 м/мин.

Для получения данных градуировки указанным способом необходимо учитывать, что при однонаправленном движении жидкости и прибора число оборотов турбинки при перемещении прибора по мере увеличения скорости жидкости снижается и при равенстве скоростей движения прибора и жидкости становится равным нулю. В соответствии с этим значения скоростей, зарегистрированных на кривых 5 и 6 рис. I3а становятся равными нулю (точки Г,Д). Отсутствие резкого излома кривых в точках Г,Д объясняется начальной зоной нечувствительности турбинки. Значение величины объемного расхода Q в каждом участке интервала определяется, как $Q = VF$, где V - скорость потока, найденная по градуировочному графику, F - сечение колонны на данном участке интервала. Описанный способ калибровки "на месте" и расшифровка показаний не является высокоточным. Примерно в 20% случаев могут наблюдаться расхождения по сравнению с истинными в пределах ±I4%.

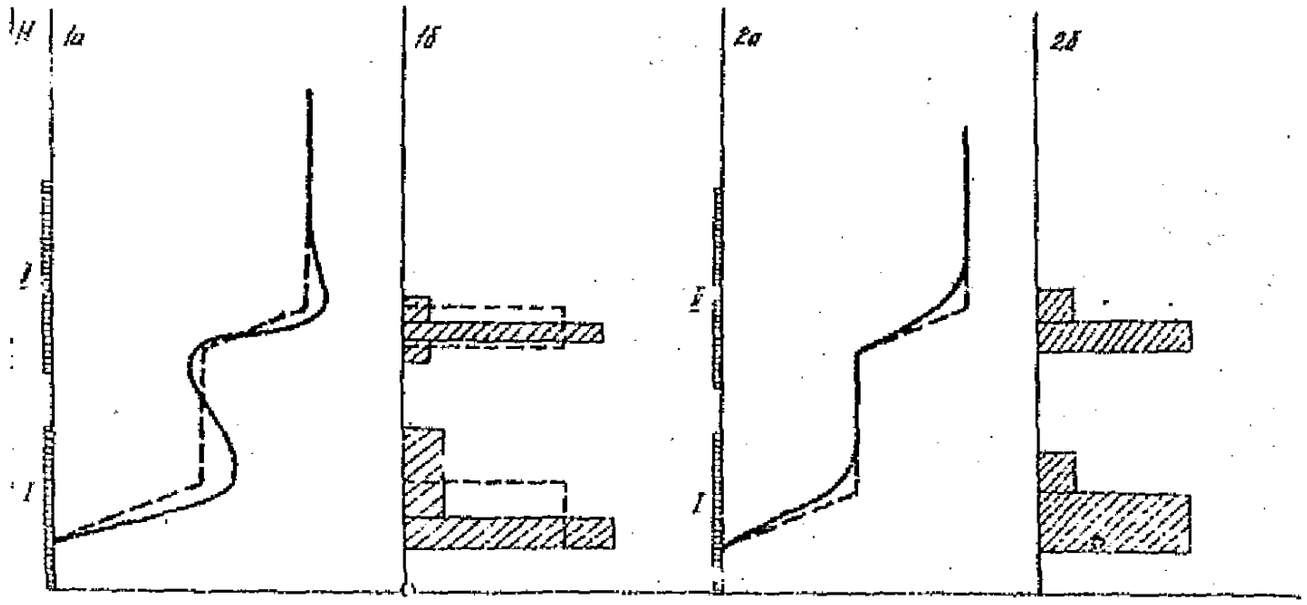
Если требуется определить только соотношение производительностей каждого из пластов и известно значение числа оборотов турбинки в неподвижной жидкости (например точка N), то иссле-

дование может быть упрощено. Для этого на графике рис. I3а наносится шкала процентов от полного потока. При этом используется линейка, имеющая I00 делений, а график процентов протерцивается из точки N под таким углом, чтобы значение I00% соответствовало максимальной величине потока.

В том случае, если вязкость жидкости на забое известна с достаточно большой точностью, могут быть использованы градуировочные характеристики, полученные в лабораторных условиях на стенде. Такие характеристики строятся раздельно для малых и больших расходов. Для каждого типа прибора и данного сечения труб опытным путем находятся зависимости, учитывающие влияние вязкости.

4.4. Виды искажений интегральных и дифференциальных профилей приемистости

На рис. I4 приведены гипотетические профили, имеющие различные виды искажений, встречающиеся на практике. На этом рисунке пунктиром обозначены истинные профили без искажений, а сплошными линиями-профили, имеющие искажения. Кривая Iа соответствует искажению, обусловленному действием вихревого движения, при котором направление вихревого движения направлено встречно по отношению к углам атаки лопастей турбинки, что вызывает увеличение числа оборотов. Кривая 2а соответствует случаю, когда направление вихревого движения и углов атаки турбинки согласное, что вызывает уменьшенное значение числа оборотов. Сплошные кривые Iб и 2б показывают получаемые при этом искаженные дифференциальные профили. Дифференциальные профили, отмеченные пункти-



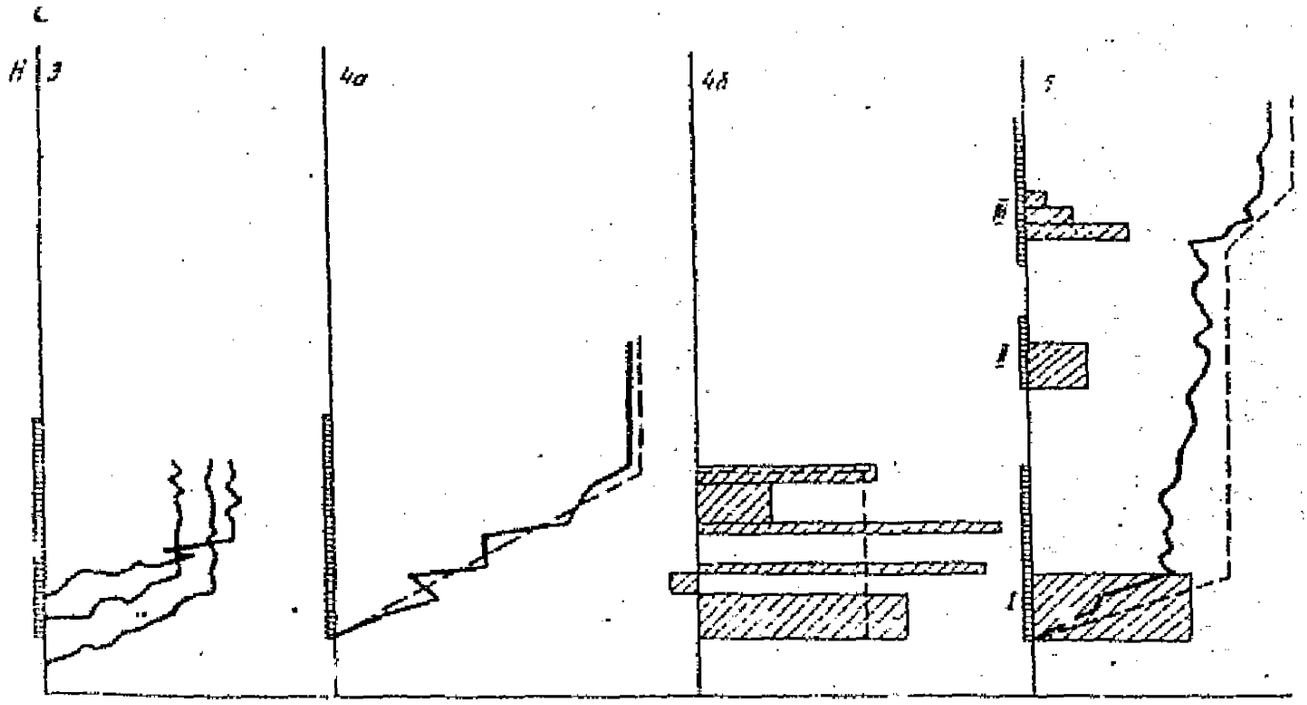


Рис. I4. Виды искажений форм профилей

ром - без искажений. Кривые 3 отображают профили одной и той же скважины, полученные в разное время. Вследствие ошибок в привязке по глубине суждение об изменении характера притока во времени могут быть ошибочными, особенно если профили имеют малую крутизну подъема кривых. Кривая 4 отображает искажения, вносимые нестабильностью коэффициента пакеровки. Нестабильность коэффициента пакеровки может приводить к ошибкам в количественной оценке величин потока (верхняя часть кривой). Если коэффициент пакеровки (или парциальности) изменяется от точки к точке, то искажается форма профиля притока, а кривая имеет изломанный вид (иззубренность профиля). В этом случае дифференциальный профиль (сплошная линия кривая 4б) получается еще более искаженным.

Нестабильность величины потока через прибор, приводящая к увеличению иззубренности профиля, обуславливается нестабильностью коэффициента пакеровки (или парциальности), определяемого в соответствии с формулой (I3). Нестабильность вызывается изменением соотношения величин расходов: через прибор и мимо его, при плохой центровке прибора в колонне и при нарушении формы цилиндрической поверхности колонны (вырывы и вмятины). Иззубренность профиля способствует струйный характер истечения жидкости из перфорационных отверстий, а также измерений на начальной части шкалы прибора, т.е. при малых значениях числа импульсов. Действие указанных причин проиллюстрировано на профиле, показанном на рис. I5а (скв. I000, Узень).

Кривая 5 отображает искажения, вносимые нестационарным режимом работы скважины. За время, потраченное на измерения в межинтервальном пространстве приток возрос и кривая отображает

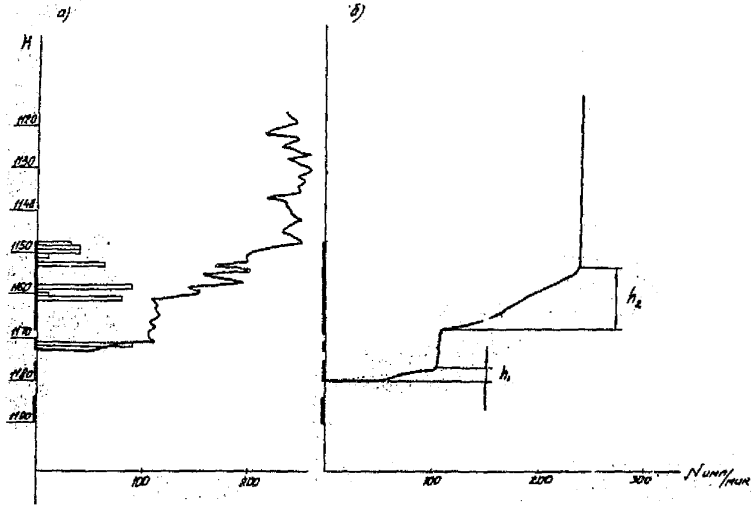


Рис. 15. Пример коррекции профиля
а) некорректированный изубренный профиль,
б) корректированный по форме и глубине профиль,
– работающие участки.

несуществующий приток из неперфорированной части колонны и в интервале пласта П, не дающего притока, что отражено на дифференциальном профиле.

На практике могут встретиться искажения, вызванные перепадом давления на потокометрическом приборе, а также искажения, вызванные особенностями многофазных потоков.

Наличие существенного перепада давления на приборе может вызвать перераспределение потоков вдоль интервала притока. Однако при депрессиях более I0 кг/см^2 и дебитах менее I00 т/с перепады давления до 0,I кГ/см^2 не вызывают существенного изменения профиля.

Наличие смешанного потока "вода-нефть" обуславливает зависимость чувствительности преобразователей расхода от характеристик потока: от плотности компонент и вязкости. В частности, существенная ошибка в определении величины дебита может быть вызвана зависимостью коэффициента пакеровки от вязкости жидкости.

Наличие относительно небольших искажений интегральных профилей может привести при неправильной интерпретации к более существенным искажениям дифференциальных профилей. В силу особенностей построения дифференциальные профили всегда более искажены, чем интегральные.

Рассмотрение примеров дифференциальных профилей, построенных на промыслах, приведенных на рис. I6 и рис. I7 подтверждает сказанное. Как показывает сопоставление интегральных и дифференциальных профилей скв. 3926 Ромашкинского месторождения разница между дифференциальными профилями значительно большая, чем между интегральными. Иногда в отчетных материалах приводятся только

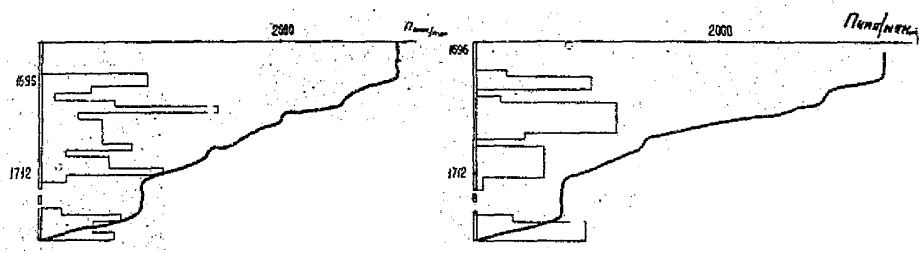


Рис. I6. Примеры интерпретационных искажений дифференциальных профилей

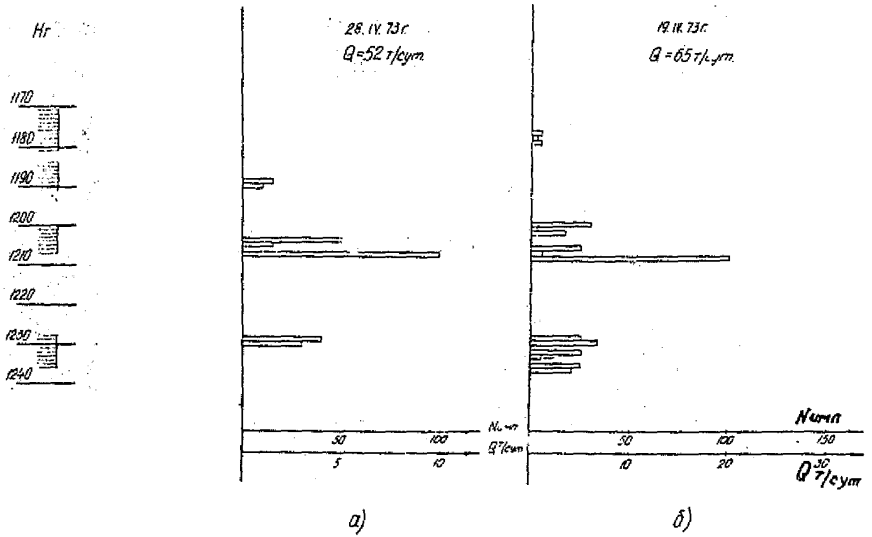


Рис. 17. Пример несопоставимых искаженных дифференциальных профилей

дифференциальные профили (пример, скв.1494 рис.17) существенно отличающиеся друг от друга, в то время как интегральные, практически измеренные на одном и том же режиме не обнаруживают столь существенной разницы. Дифференциальный профиль необходимо строить лишь после соответствующей коррекции интегрального профиля. Ошибки в очертании дифференциального профиля могут быть вызваны неправильным (слишком редким) шагом перемещения прибора.

В промысловой практике наблюдаются искажения дифференциальных профилей, обусловленные неправильным шагом деления (квантования) некорректированного профиля. Разброс показаний дебитомера, получающийся при каждом последующем шаге перемещения прибора представляется на дифференциальном профиле как разброс значений различных производительностей рассматриваемого участка профиля. При этом ширина решетки "частокола" дифференциального профиля, его дискретность, соответствует шагу перемещения прибора или кратен ему. Сказанное пояснено на рис.17 и 18, на которых ширина частей участков дифференциального профиля соответствует шагу перемещения прибора и неизбежному разбросу его показаний, а не физическим свойствам продуктивной толщи.

Чем больше изгубренность интегрального профиля, вызванная, например, флюктуацией значений расхода, тем более искажен дифференциальный профиль.

4.5. Коррекция формы профилей притока и приемистости

Коррекция искажений профилей производится лишь в том случае, если причины или существо этих искажений очевидны. Во всех случаях на изображаемых диаграммах корректированному профилю должен сопутствовать первоначальный не корректированный профиль,

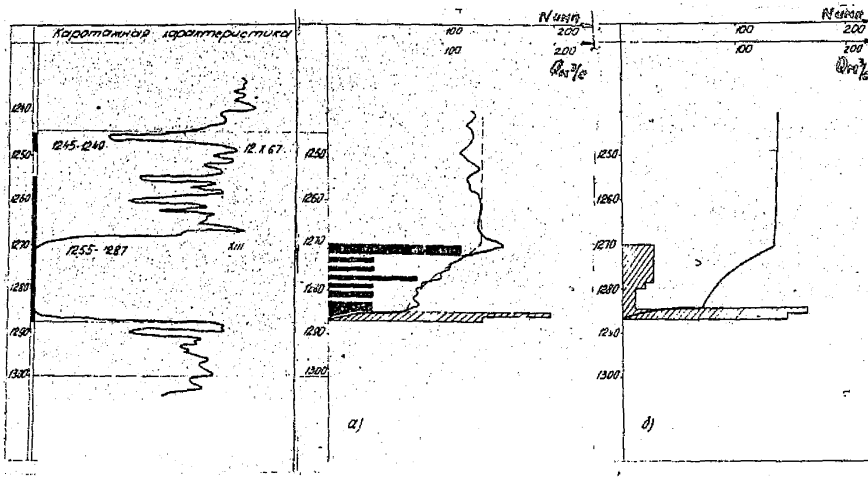


Рис. 79. Пример интерпретационного искажения дифференциального профиля

точки кривой которого наносятся. Не всегда возможно вскрыть причины искажений профилей. В сомнительных случаях целесообразно оставить профиль без коррекции или произвести коррекцию лишь части профиля.

Следует подчеркнуть, что измеренный профиль отражает фактическую картину потока в стволе скважин и, в общем случае, может не соответствовать потоку в ближайшем к забою пространству. Коррекция предусматривает устранение возможных погрешностей, обусловленных, в основном, несовершенством измерительной техники.

В том случае, если преследуется цель возможно более точного воспроизведения профиля, то целесообразно произвести повторные замеры в заданных и в близлежащих точках интервала.

При коррекции первоначально необходимо установить возможные причины искажений: действие вихревого движения, нестабильность коэффициента пакеровки, пульсации величины потока, состояние поверхности колонны, увеличение заколонной циркуляции из-за перепада давления на приборе и т.д.

После корректировки первичные данные измерений профилей наносятся на бланки и являются основным исходным документом, подлежащим хранению, вне зависимости от вида и степени проведенной коррекции.

Степень действия вихревого движения зависит от особенностей данной конструкции прибора и от числа Рейнольдса. Для пакерных приборов действие вихревого движения жидкости, при плотности притока менее 30-40 т/с на метр интервала перфорации, в большинстве случаев практически незначительно и можно не учитывать.

Особенно значительно сказывается вихревое движение в нагнетательных скважинах. Как указывалось, наличие превышения уровня потока является признаком действия вихревого движения. Отличием искажений, вызванных вихревым движением, от искажений, вызванных нестабильностью коэффициента пакеровки или частичным засорением опор турбинки, является постоянство формы профилей, полученных при повторных замерах. На рис. 19 приведены примеры коррекции элементов профилей. При этом устраняются все впадины, указывающие на наличие изменения знака производной дл. части профиля, соответствующей рассматриваемому пласту, рис. 19а. Устраняется кажущееся расширение профиля, обусловленное действием вихрей, рис. 19г. Неповторяющиеся участки кривой, обнаруженные при повторном замере контрольных точек корректируются путем усреднения. Разброс точек, вызванный нестационарностью работы системы скважина-прибор сглаживается, рис. 19б. Рис. 19в - отражает повторно снятый усредненный профиль, соответствующий профилю рис. 17б. Влияние корректировки на форму профиля пояснено на рис. 18 и 20, на которых приведены некорректированные профили скважин 1215 и 1627 (Узень). На рис. 18б и 20б показаны те же корректированные профили. Сопоставление дифференциальных профилей до и после коррекции показывает их существенную разницу. При интерпретации профилей и оценке работающих и не работающих участков необходимо учитывать также данные каротажных диаграмм КС и ПС. В частности, наличие непроницаемого участка, отмеченного на дифференциальном профиле верхнего пласта скв. 1627 рис. 20а, не соответствует каротажным диаграммам этой скважины.

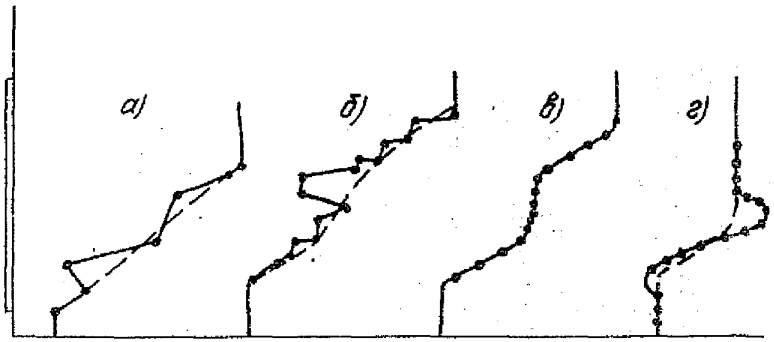


Рис.I9. Примеры приемов коррекции элементов профилей

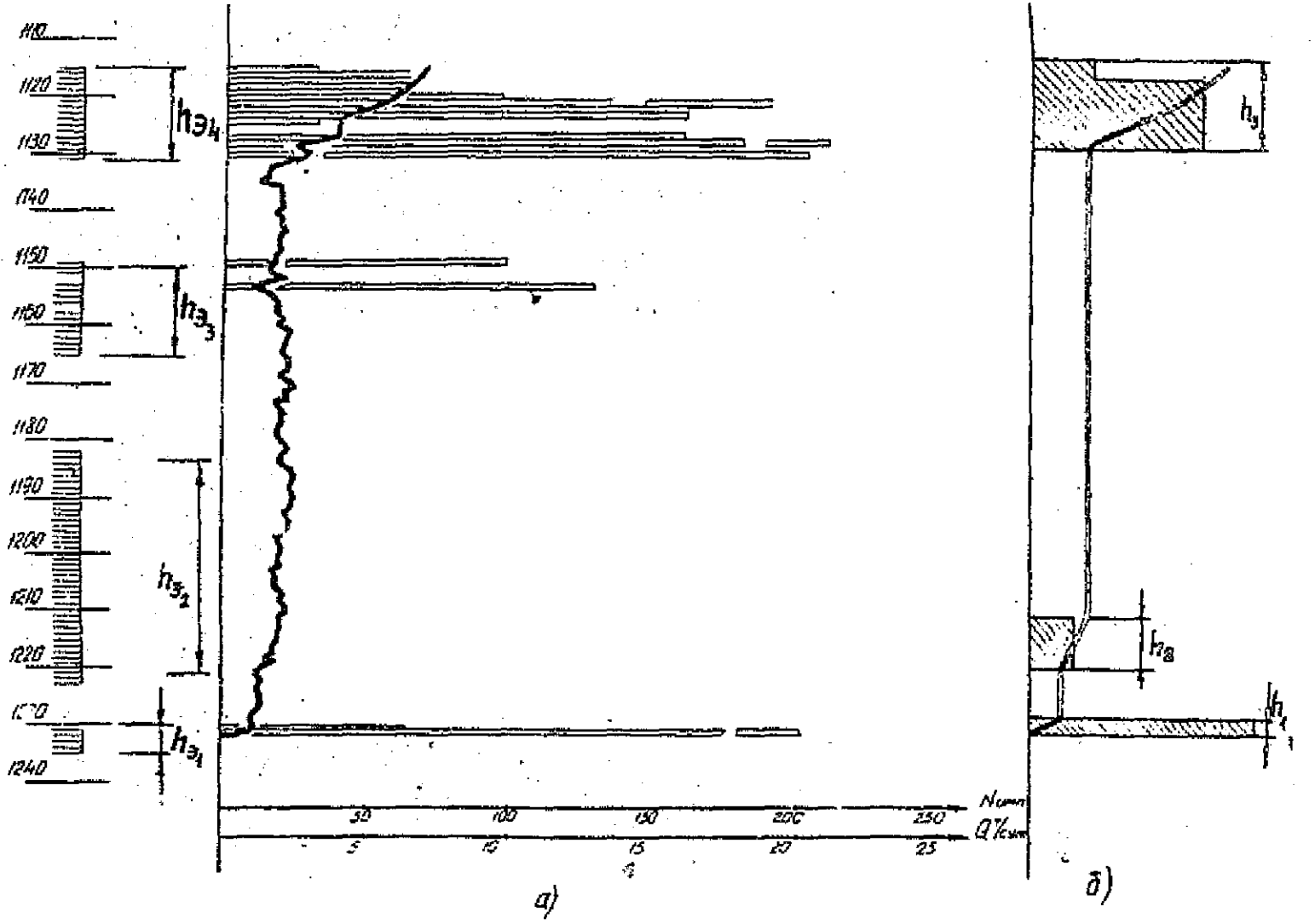
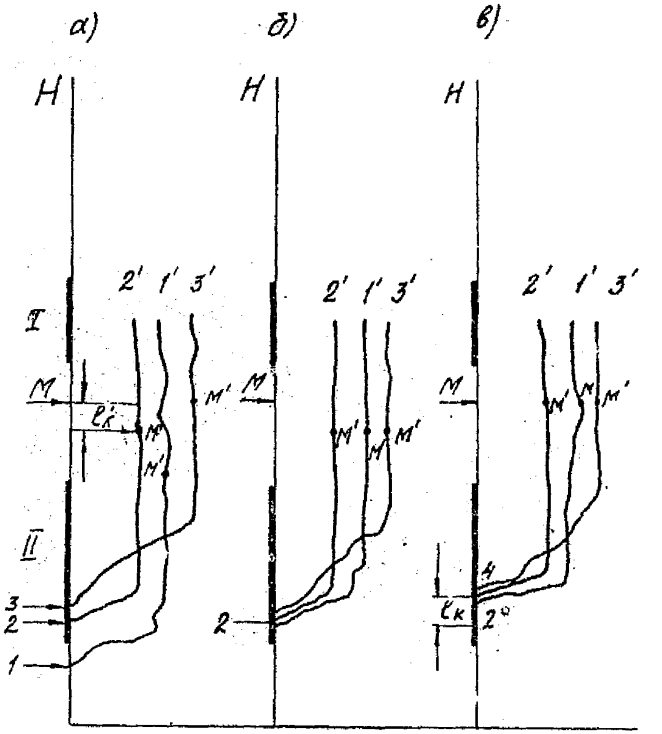


Рис. 20. Пример хоррекции профиля

Коррекция профилей по глубине, т.е. привязка их к пластам, должна выполняться относительно заданных реперных точек. Такими точками могут быть муфты обсадной колонны, интервалы перфораций башмак колонны НКТ, если глубина его точно известна. На рис. 2I изображены профили притока и пояснен принцип их коррекции по глубине с использованием в качестве реперной точки муфты - М обсадной колонны, расположенной между интервалами I и II. На рис. 2Iа показаны, измеренные и некорректированные по глубине, профили $I\text{-}I^{I}$, $2\text{-}2^{I}$, $3\text{-}3^{I}$. Точками M^{I} отмечены положения муфты регистрируемые при каждом снятии профиля. Точки I,2,3 соответствуют точкам начала притока каждого профиля. На рис.2Iб показаны теже профили, приведенные к одному условному уровню, в качестве которого выбрано положение муфты, зарегистрированной при снятии профиля $2\text{-}2^{I}$. Разброс положений точек начала притока профилей на рис. 2Iб, соответствующих точкам I,2,3 на рис. 20а, объясняется как разной чувствительностью приборов, которыми снимались профили, так и изменением профилей по мере эксплуатации. Приведение профилей к условному уровню позволяет более четко выявить особенности их изменения их формы, вызванные изменением условий эксплуатации, однако положение этих профилей может несколько не соответствовать фактическим точкам истечения жидкости из перфорационных отверстий. Если предварительно положение муфты относительно пластов известно, то профили можно привести к истинному уровню. Такое приведение показано на рис. 2Iв. На этом рисунке профили приведены к уровню точки 4, опущенной относительно точки 2 на величину ℓ_K, равную разности отмеченной глубины положения муфты M^{I} профиля $2\text{-}2^{I}$ и действитель-


а)
б)
в)
H
H
H
2' 1' 3'
2' 1' 3'
2' 1' 3'
I
II
M
M
M
M'
M'
M'

ой глубины положения муфты М.

На рис. 26 показан пример одновременной коррекции профиля скв. 1000 (Узень) с устранением влияния изузубренности и с привязкой по глубине. Как видно из этого примера коррекция по глубине может существенно уточнить особенности приемистости скважины.

4.6. Нормирование и сопоставление профилей

Если требуется произвести сопоставление профилей и определить характер их изменения, напр мер, после каких-либо технологических мероприятий или просто выявить динамику изменения профилей во времени, то целесообразно произвести нормирование профилей. Нормированные профили позволяют четко различать характерные изменения очертания профилей вне зависимости от величин потоков. Нормированные профили наносятся на один бланк, что облегчает сопоставление. Нормированию профиля должна предшествовать коррекция формы и глубины относительно интервала перфорации, устраняющая очевидные ошибки, например, выбросы и впадины, обусловленные вихревым движением жидкости, нестабильностью коэффициента пакеровки или эксцентриальности, неправильной привязкой прибора по глубине.

Нормирование профилей исключает влияние средней составляющей погрешности на результат сопоставления профилей.

В зависимости от задач контроля нормирование может быть выполнено по всему разрезу или по одному какому-либо пласту. Нормирование профиля в целом для всего разреза производится в том случае, когда необходимо выявить изменения соотношения производительностей различных пластов, например, при изучении воз-

действия закачки. Нормирование части профиля целесообразно производить с целью определения особенностей выработки этой части.

Нормирование профиля в целом или его части производится в следующей последовательности:

I. Выбирается масштаб нормирования по оси расходов, т.е. размер профиля по горизонтали.

2. Все сопоставляемые профили коррелируются и смещаются по глубине с целью исключить ошибки в привязке и в распределении притока по толщине пласта. При этом нижняя часть всех профилей строится выходящими из одной точки.

3. Для каждого нормируемого профиля находится коэффициент нормирования $K_н$, т.е. коэффициент изменения масштаба нормируемых профилей $K_н = \frac{Q_н}{Q_{max}}$. Здесь Q_{max} – наибольшее значение притока (приемистости) на нормируемом профиле.

4. Вертикальная координата (профиль по высоте разбивается на определенное число ступеней (делений).

5. Для каждой ступени нормируемого профиля, т.е. для каждого значения потока Q находится значение нормированного потока $Q_н$

$$Q_н = K_н Q$$

Рассмотрим пример нормирования профилей нижнего пласта скважины 3257 Абдрахмановской площади рис. 22. В данном случае нормирование проводится с целью определения динамики изменения профиля во времени. Профили этой скважины, полученные за период 1967-1974 гг. и нанесенные на общий бланк, не позволяют выявить какие-либо особенности их изменения во времени. Очертания профилей имеют флюктуации, вызванные нестабильностью коэффициента паке[illegible]. Наблюдается неточность привязки их по глубине – до 2 м.

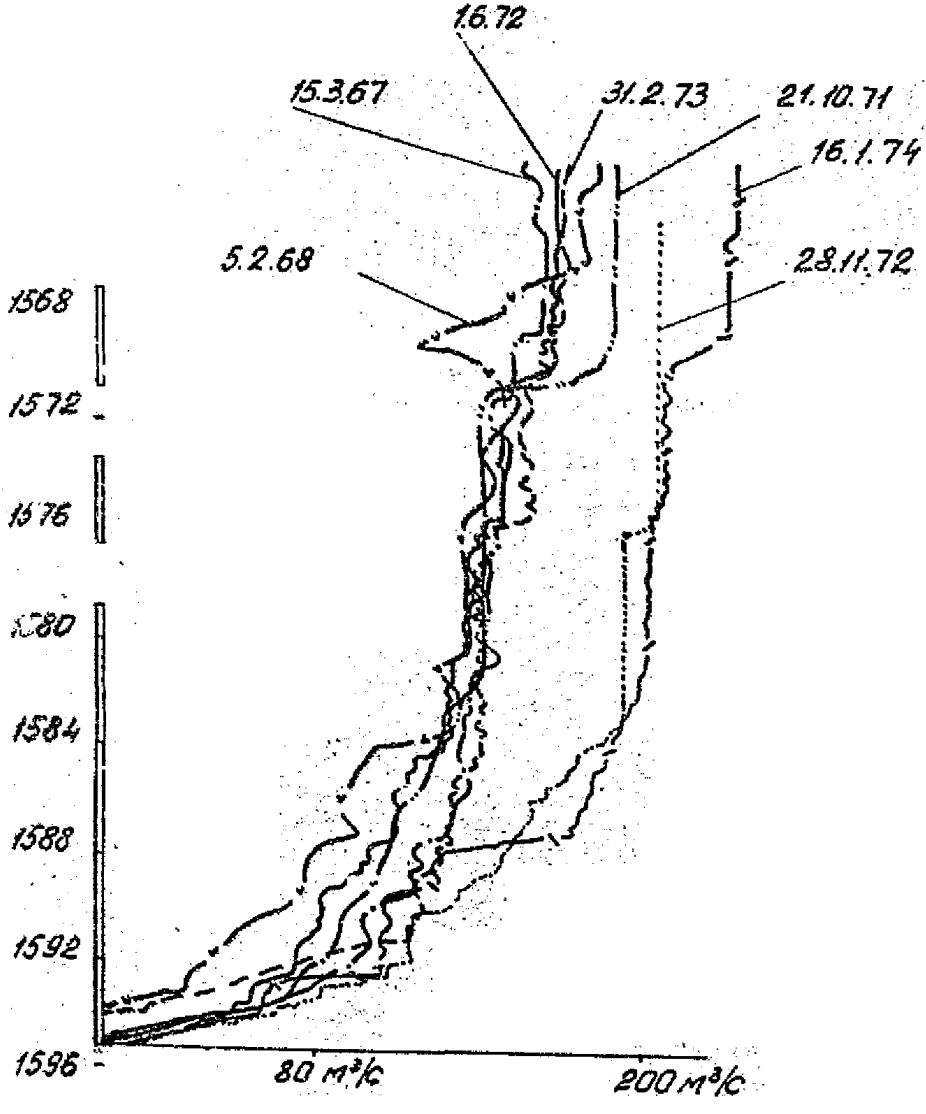


Рис. 22. Профили скважины 3257 (Ромашкинское месторождение)

Для пояснения методики нормирования, в качестве примера на рис. 23 приведены некоторые профили нижнего пласта в отдельности и показан их вид после корректировки. За масштаб нормирования выбрано наибольшее значение притока по профилю 1974 г. Все полученные нормированные профили нижнего пласта нанесены на общий бланк (рис. 24). Для большей наглядности выявления тенденции в изменении особенностей притока произведено усреднение профилей, снятых подряд за близкий период 1-2 года (рис. 25).

Как видно из рис. 25 распределение удельной плотности притока жидкости, т.е. количество жидкости на метр толщины пласта, вдоль пласта не оставалось постоянным и закономерно изменялось с течением времени, увеличиваясь в нижней части пласта. В данном примере это более четко проявляется после начала обводнения скважины, т.е. после 1970 года.

4.7. Определение водосодержания потока на забое и мест притока воды

Для определения мест притока воды и интенсивности этого притока используются забойные влагомеры, аквамеры и плотномеры.

Влагомеры и аквамеры позволяют производить непосредственное измерение процента воды в колонне и построить профили водосодержания потока жидкости на забое по которым и определяются места притока воды.

Значение расходов воды $Q_в$ для точек профиля водосодержания определяется как

$$Q_в = QW \cdot \frac{I}{100} \qquad (16)$$

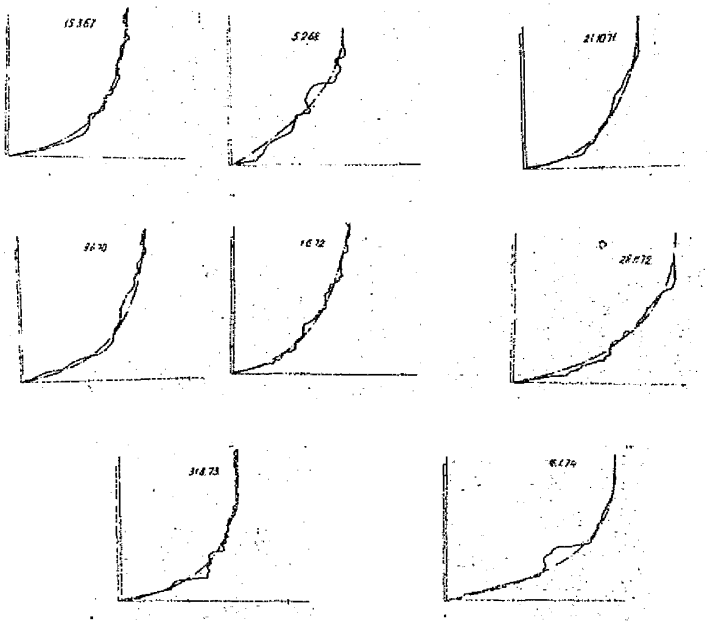


Рис. 23. Корректированные, не нормированные профили скв. 3257

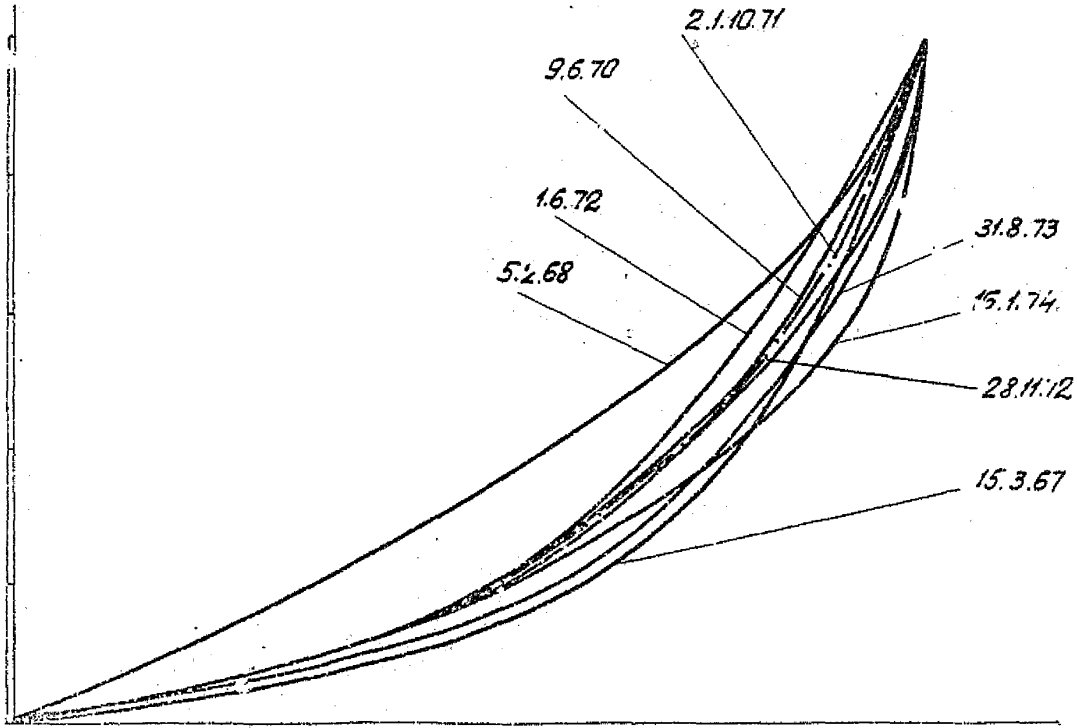


Рис. 24. Корректированные нормированные профили скв.3257 нанесенные на общий бланк

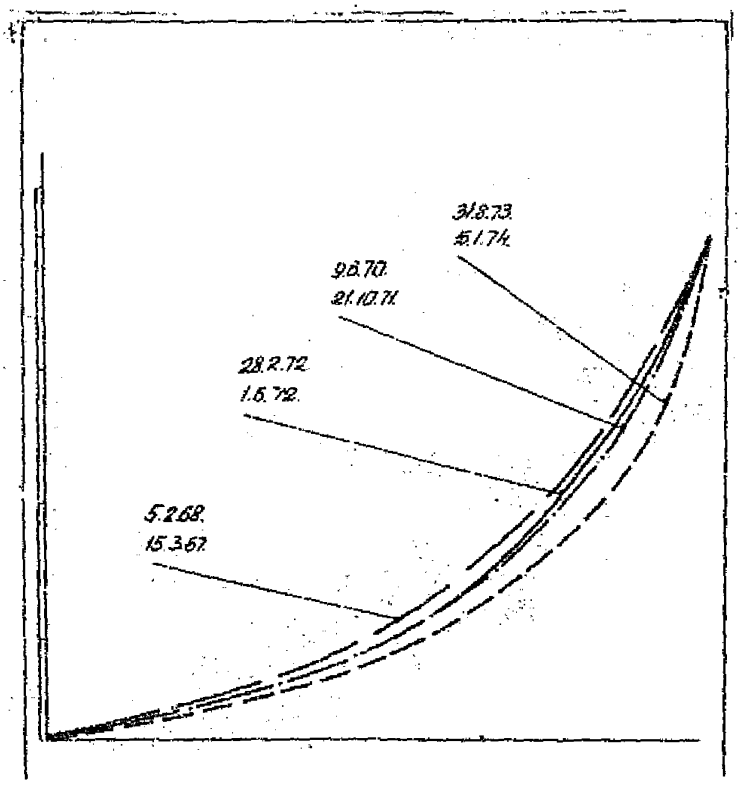


Рис.25. Усредненные нормированные профили скв.3257.

где Q - общий объемный расход жидкости в рассматриваемой точке на забое, W - процент воды, определенный по прибору.

Определение обводненности W посредством влагомеров и аквамеров производится посредством градуировочных кривых. При этом необходимо вносить поправку на возможный уход показаний, обусловленный влиянием температуры и давления. Если этот уход неизвестен, то начальное значение частоты, соответствующее 100%, определяется путем помещения прибора на подошву нижнего пласта, т.е. в то место, где находится только вода. Если скважина обводнена мало и нет уверенности, что в этой точке отсутствует нефть, то можно закрыть на некоторое время скважину (на 10-20 минут). Вследствие сегрегации воды на подошве пласта появится отстойная вода.

Заметим, что в зумпфе часто имеются тяжелые примеси, которые дают искаженное показание приборов не соответствующее 100% воды и поэтому контролировать калибровку прибора по показаниям в зумпфе нельзя. В соответствии с показанием прибора в воде на забое калибровочная кривая перемещается параллельно самой себе так, чтобы 100% воды соответствовали показанию прибора, найденному в точке с 100% обводненностью.

Следует иметь в виду, что влагомеры, работающие по так называемому диэлькометрическому принципу при обводненности 50 и выше процентов большей частью дают завышенные показания обводненности.

При использовании плотномеров для определения обводненности необходимо знать фактические плотности каждой компоненты потока в забойных условиях, т.е. воды и нефти. Значение плотности воды

на забое может быть найдено описанным выше методом, путем помещения прибора в точку заведомо не имеющей нефти.

Определение плотности нефти может быть выполнено расчетным путем с учетом данных исследования глубинных проб и газосодержания нефти.

Если известна плотность смеси $\rho_{см}$ и плотность нефти $\rho_н$ и воды $\rho_в$, то водосодержание потока находится по формуле (5)

4.8. Приведение показаний дебитомеров к поверхностным условиям

Иногда найденные численные значения показаний приборов на забое необходимо привести к поверхностным. Приведение к поверхностным условиям производится путем внесения поправок, учитывающих объемные коэффициенты газа, плотности среды и действие вязкости. Наибольшую трудность представляет учет действия вязкости, поскольку определение вязкости смесей нефти и воды в забойных условиях представляет собой во многих случаях неразрешимую задачу. Поправки могут быть произведены для двух случаев: а) нахождение объемного расхода; б) нахождение массового расхода.

Показания пакерного прибора при измерении объемного расхода воды $Q_{вп}$ или нефти $Q_{нп}$, приведенные к поверхностным условиям, определяются в соответствии с

$$Q_{вп} = \frac{K_{по}}{K_{пм}} \cdot Q_п \quad (17)$$

$$Q_{нп} = \frac{K_{по}}{K_{пм}\, B_{гм}} \cdot Q_п$$

где: $K_{пр}$ – коэффициент парциальности или пакеровки для градуировочной кривой на поверхности; $K_{г.\mu}$ – коэффициент пакеровки на забое при вязкости μ измеряемой жидкости; $Q_п$ – измеренное объемное значение расхода жидкости, найденное по градуировочной кривой; $\beta_{гн}$ – объемный коэффициент газа для нефти.

Массовый расход по воде $Q_{вр}$ или по нефти $Q_{нр}$, приведенный к поверхностным условиям будет

$$Q_{вр} = Q_{вп}\,\rho_{вп}$$
$$Q_{нр} = Q_{нп}\,\rho_{нп} \qquad (18)$$

Здесь $\rho_{вп}$ и $\rho_{нп}$ – плотность воды и нефти в поверхностных условиях.

Показания преобразователей расхода с заторможенной турбиной пропорциональны произведению объемного расхода на массовый. Поэтому для получения массового расхода в забойных условиях, необходимо результат измерения умножить на плотность жидкости в забойных условиях, а для получения объемного – разделить на эту плотность.

Несколько более сложно приведение показаний при двухкомпонентном потоке вода–нефть. Корректировка результатов измерений в этом случае проводится в нижеследующем порядке. По прибору находится: общий объемный расход, долевое значение обводненности – W', и определяются плотность нефти и воды – $\rho_н$, $\rho_в$ в забойных условиях, коэффициент объема газа – $\beta_{гн}$ – зависимость коэффициента пакеровки от вязкости среды. Так как определение эффективной вязкости смеси нефти и воды практически затруднено, то корректировка производится для $W' < 0{,}3$ – $W' > 0{,}7$, т.е.

для случаев, когда вязкость смеси в основном определяется вязкостью дисперсионной среды. Нахождение расходов производится в следующем порядке:

I. Определяется расход каждой компоненты

$$Q_в = Q_п W'$$
$$Q_н = Q_п (1 - W') \qquad (19)$$

2. Для вязкости дисперсионной среды, т.е. для непрерывной фазы определяется коэффициент пакеровки в забойных условиях.

3. Пользуясь (I7) определяются объемные расходы, приведенные к поверхностным (или забойным) условиям.

4. Зная плотность компоненты определяются (при необходимости) массовые расходы.

4.9. Интерпретация профилей притока и приемистости

Интерпретация профилей производится с целью определения характера притока (или приемистости) жидкости по разрезу. При этом в зависимости от задач исследования, необходимо выявить работающие участки вскрытого разреза и дать количественную характеристику производительности этих участков или определить соотношение производительностей пластов, найти соотношение количеств воды и нефти в потоке для каждой точки контролируемого интервала.

Действующие значения величин, измеренные потокометрическими приборами и определенные посредством градуировочных и поправочных характеристик (или таблиц и диаграмм) являются прямыми (искомыми) и не требуют особой интерпретации. Оценка работы того или

иного участка профиля производится после корректировки профиля, о которой говорилось выше. Некоторое исключение составляют лишь профили термокондуктивных дебитомеров, интерпретация которых сложна и анализ показаний которых требует знания многих факторов. Интерпретация профилей термокондуктивных дебитомеров дана в [5].

Необходимо иметь ввиду, что измеренный профиль в скважине является кажущимся профилем и может существенно отличаться от профиля, образованного линиями тока жидкости на подступах к перфорационным отверстиям в призабойной зоне. Это отличие определяется особенностями вскрытия продуктивной части при бурении и освоении скважины и, в частности, целостностью цементного камня. Разрушение и дробление цементного камня даже при достаточно качественной заливке уже может приводит к искажению реального профиля, т.е. профиля на входе в призабойную зону. На существенное различие между кажущимся, т.е. измеренным профилем и реальным на дебитограммах указывает большая плотность притока (или приемистости) с охватом по толщине менее 25-30% от вскрытой толщины, имеющей достаточно высокие коллекторские свойства.

Распределение приемистости и отдачи по толщине продуктивных пластов подчиняется тому же закону, что и распределение проницаемости, определенной по кернам. При качественном цементном кольце, участкам наиболее интенсивного притока соответствуют участки наибольшего кажущегося удельного сопротивления пород - КС на каротажной кривой.

Как показывают многочисленные данные охват дренированием по толщине пласта, как правило, менее 70-80% и в среднем, напри-

мер для Татарии, равно 50-60% от эффективной вскрытой толщины. Интерпретация профилей выполняется в соответствии с задачами изложенными в разделе 2. При этом численные значения измеряемых величин определяются по градуировочным характеристикам приборов.

Рассмотрим на примерах, встречающихся на практике, интерпретацию профилей производимую с целями, изложенными в разделе 2. Интерпретация начинается с рассмотрения особенностей профиля. При этом необходимо обратить внимание на отсутствие признаков недоброкачественности профилей, а именно: нарушение стационарности потока (рис.IO, рис.I4, кривая 5), значительной иззубренности части кривой профиля, проходящей вне интервалов перфорации (рис. I5а), небольшой диапазон изменения числа импульсов. При наличии существенных признаков недоброкачественности измерение профиля необходимо повторить, использовав в случае необходимости, прибор с другими техническими показателями. Значительный разброс показаний прибора вне интервалов перфораций, когда расход практически не меняется, говорит о недостаточной точности измерений.

Определение коэффициента охвата (воздействия) показано на рис.I8 и 20 и рис.I5б. Для этого предварительно производится корректировка профиля при которой сглаживается его иззубренность. Кроме того профиль на рис. I5б смещен по глубине (уточнена привязка). Коэффициент охвата определяется как отношение суммарной работающей толщины $h_р$ к суммарной эффективной $h_э$ (но не вскрытой)

$$K_{охв} = \frac{h_р}{h_э} \qquad (20)$$

Как видно из рассмотрения этих рисунков, подсчет коэффициента охвата по некорректированному профилю приводит к ошибкам, в сторону занижения значений этого коэффициента.

На практике в зоне перфорации из-за возможного повреждения

колонны и струйного характера истечения жидкости из отверстий, особенно при больших скоростях истечения, могут наблюдаться существенные выбросы или впадины на профиле. Примером такого профиля является профиль, показанный на рис. 26а (скв. 200, Самотлор), в нижней части которого наблюдается выброс регистрируемый как при снятии по точкам, так и в режиме непрерывной протяжки. Интерпретация этого профиля и подсчет коэффициента охвата после произведенной коррекции, показанной на рис. 26б, затруднений не представляет.

При наличии на профиле искажений в виде глубоких впадин, занимающих по протяженности значительный интервал (метр и более) необходимо для интерпретации снять кавернограмму. Для примера на рис. 27а показаны такие искаженные профили приемистости снятые на двух режимах. Искажения, как вытекает из рассмотрения кавернограммы рис. 27б, вызваны нарушением целостности обсадной колонны при перфорации ее кумулятивными перфораторами.

Если значения чисел Рейнольда в интервале измерения достаточны велики (2000÷3000), то должно соблюдаться соотношение

$$Q_1'/Q_1'' \cong \frac{F_2}{F_1}$$

где Q_1' и Q_2'' соответственно показания приборов для установившихся значений потоков в перфорационной зоне в области впадин и вне этой зоны: F_1 и F_2 площади колонны в этих зонах. Подсчет показывает, что для кривой 2 на рис. 27а это соотношение соблюдается, что подтверждает влияние качества перфорации на впадины.

Важное практическое значение имеет сопоставление профилей одной и той же скважины, полученных за длительное время и выявление характерных изменений.

Рассмотрение приведенных выше в качестве примеров нормированных профилей показывает, что с течением времени в эксплуатационных скважинах может увеличиваться плотность притока из нижней части пласта и соответственно несколько уменьшается коэффициент охвата. В нагнетательных скважинах профили с течением времени не изменяются так, как фонтанных скважин.

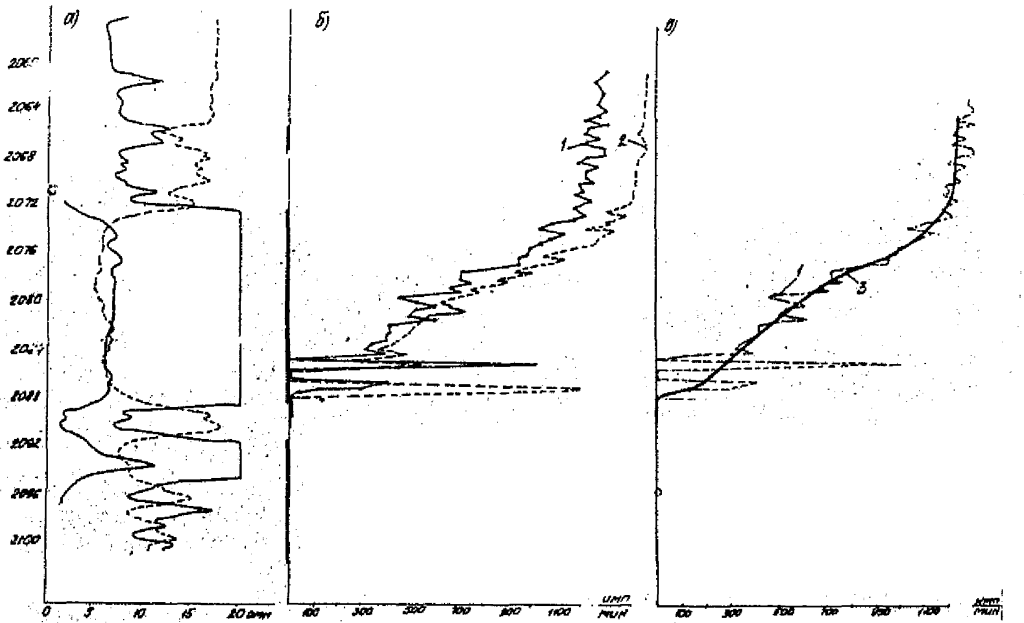


Рис. 26. Пример коррекции профиля. а) каротажные диаграммы, б) некорректированные профили на двух режимах-I и 2, в) корректированный профиль - 3

Рис. 27. I-2- перфорированные пласты; n', n''-числа оборотов турбинки при одинаковых расходах в перфорированной и вне перфорированной зонах; r_1, r_2-радиусы колонны.

Могут встретиться два вида трансформации формы профиля притока, не связанных с проведением каких-либо новых технологических мероприятий в скважинах (кислотных обработок, перестрел и т.п.). Первый вид, рассмотренный нами выше, характеризуется изменением распределения интенсивности потока по толщине данного рассматриваемого пласта. Другой вид заключается в изменении соотношений величин потоков из работающих пластов. Особенности обоих видов динамики изменений профилей в процессе эксплуатации можно проследить по рис. 28 а,б. Рис. 28а иллюстрирует возможное изменение характера притока. Первоначальный профиль I деформируется и приобретает форму профиля 2. На рис. 28 показано оба вида трансформации профилей: изменение характеристик распределения по толщине пласта и изменение соотношений величин производительностей пластов. С течением времени отношение дебита пласта I к пласту II падает. В конечном итоге приток из пласта I может прекратиться.

С увеличением забойного давления, вызванного ростом пластового давления в пласте II (рис. 28б), депрессия на пласт I падает и соответственно падает приток из этого пласта. С началом обводнения пласта II тенденция к росту $P_{заб}$ сильно возрастает и в результате пласт I может полностью оказаться задавленным.

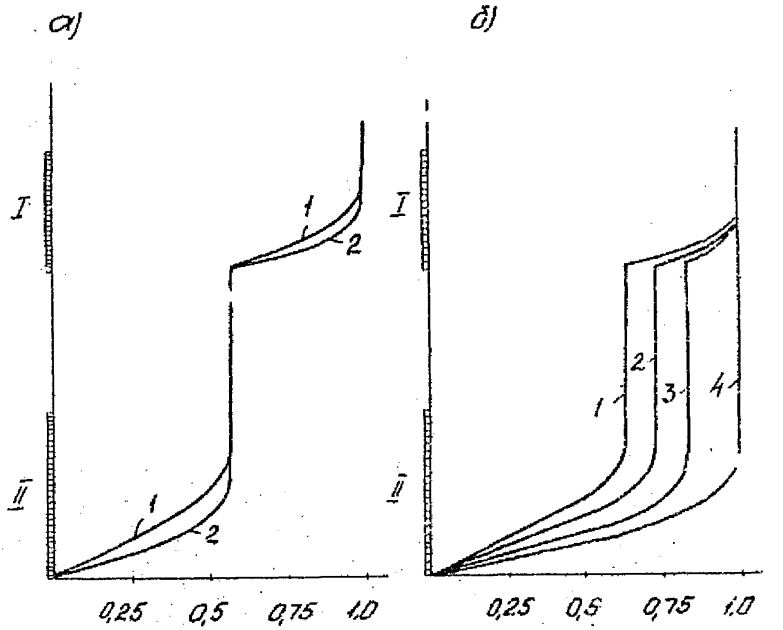


Рис. 26. Виды трансформации профилей пратока в процессе эксплуатации

5. ПОСЛОЙНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА

5.1. Цели и методы послойного определения гидродинамических характеристик разреза

Дифференциальное, т.е. послойное определение гидродинамических характеристик преследует цель определить параметры каждого пласта продуктивного разреза в отдельности. Методы послойного определения параметров базируются на измерении величин потоков из каждого участка разреза, параметры которого определяются. Одновременно измеряется забойное давление. Определение параметров каждого пласта возможно при отсутствии гидравлической связи между пластами как в зоне цементного камня, так и в ближайшем пространстве.

Для послойного определения гидродинамических характеристик разреза используются приборы, позволяющие одновременно измерять расход и давление, т.е. комплексные дебитомеры – манометры.

Послойное определение гидродинамических характеристик проводится в установившемся режиме (метод индикаторных кривых) и неустановившемся (методы восстановления давления и падения притока – КВДП, интерференции скважин – гидропрослушивание).

5.2. Послойное определение коэффициентов продуктивности и приемистости

По определению, величина коэффициента продуктивности (или приемистости) зависит от проницаемости пласта, его эффективной толщины, вязкости жидкости, приведенного радиуса скважины и радиуса условного контура питания, т.е. определенных геометри-

ческих и физических характеристик.

Экспериментально, на практике этот коэффициент определяют как отношение приращения дебита (приемистости) к приращению забойного давления. Измеренный таким образом коэффициент продуктивности на практике часто отличается от теоретического, найденного по определению, вследствие ряда причин, главными из которых являются наличие нескольких пластов в скважине, каждый из которых имеет разное пластовое давление, проявление не ньютоновских свойств жидкости, обводненность. Поэтому найденный по индикаторным кривым коэффициент продуктивности (приемистости) является кажущимся и не полностью характеризует состояние коллекторов. Этот коэффициент подвержен изменчивости, не только вследствие изменения состава жидкости, но и вследствие усиливающейся разности пластовых давлений, в результате чего один пласт частично или полностью может запереть другой (см. рис. 28б).

Послойное определение коэффициентов продуктивности методом установившихся отборов удобнее всего производить посредством комплексного глубинного дебитомера и манометра, с помощью которого производятся измерения установившихся значений потоков из каждого пласта в отдельности и забойного давления. Методика в общем известна. Она заключается в том, что для каждого режима работы скважины посредством дебитомера определяются значения дебитов каждого пласта и забойного давления.

Над самым верхним пластом прибор выдерживается относительно длительное время (1-2 часа) и проверяется стационарность режима работы скважины. Одновременно производится измерение дебита скважины поверхностными измерительными устройствами.

По показаниям дебитомера и манометра строится график измерения расхода над всеми пластами от времени. Если окажется, что в процессе измерения дебит и забойное давление не изменяются и скважина работает стабильно, то результаты измерений не бракуются.

Для каждого режима работы скважины повторяется весь цикл измерения: измеряются дебиты пластов, забойное давление, проверяется стационарность. Исследование заканчивается измерением давления после закрытия скважины и его восстановления и проверяется наличие перетока из пласта в пласт. Для каждого пласта строятся индикаторные диаграммы. Источниками ошибок при осуществлении этого метода может явиться: а) наличие гидравлической связи между пластами в заколонном пространстве; б) неточность глубинных измерений потоков; в) нарушение линейного закона фильтрации.

Послойное определение коэффициентов продуктивностей посредством измерения дебитов глубинными дебитомерами иногда приводит к существенным ошибкам, вызванным с неточностью в определении абсолютных значений расходов каждого пласта. Если пластовые давления одинаковы, что что указывает на отсутствие перетоков при закрытой скважине, и индикаторные кривые линейные, то точность послойного определения коэффициентов продуктивностей каждого из пластов может быть повышена посредством метода, в основе которого лежат не данное об абсолютных значениях притоков из каждого пласта в отдельности, а данные о соотношении величин притоков из пластов и суммарного дебита скважины, измеряемого на поверхности. Сущность метода состоит в следующем. Посредством

поверхностной замерной установки и глубинного манометра производится определение суммарного (интегрального) коэффициента продуктивности разреза, т.е. обычным способом. Коэффициент продуктивности каждого рассматриваемого пласта определяется как доля найденного общего коэффициента продуктивности, равная по величине доле измеренного притока из рассматриваемого пласта по отношению к общему притоку, измеренному глубинным прибором над всеми пластами. Сказанное вытекает из определения коэффициента продуктивности

$$\eta_i = \frac{Q_i}{\Delta P}$$

где Q_i - дебит рассматриваемого пласта, обусловленный депрессией ΔP. Если в скважине вскрыто n - пластов, то интегральный коэффициент продуктивности η_o при равенстве пластовых давлений равен сумме продуктивностей пластов:

$$\eta_o = \frac{Q_o}{\Delta P} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i}{\Delta P} \qquad (21)$$

Поэтому, обозначая долю притока i -того пласта через α, можно найти

$$\eta_i = \eta_o \alpha_i ; \qquad \alpha = \frac{Q_i}{Q_o} \qquad (22)$$

При этом методе существенно уменьшается действие погрешности, обусловленной изменением чувствительности прибора, вызванной, например, влиянием вязкости жидкости на коэффициент пакеровки и т.п. Условием точности является относительное постоянство чувствительности прибора при измерении профиля. На погрешность измерения в этом случае сказывается не среднее значение чувствительности, а ее случайные отклонения.

Кроме того, на погрешность определения коэффициента продуктивности этим методом существенно сказывается неодинаковость пластовых давлений, поскольку при не одинаковых пластовых давлениях величина α не постоянна и меняется с изменением забойного давления. Следует заменить, что пластовые давления практически всегда в той или иной степени неодинаковы, на что указывает изменяющееся от режима к режиму соотношение дебитов из разных пластов. Вопрос заключается в том, насколько велика и допустима для применения этого метода разница пластовых давлений. Критерием допустимости применения этого метода можно считать наличие или вернее величину межпластового перетока, наблюдающегося в скважинах после ее закрытия. Если измеренный посредством дебитомера, переток в закрытой скважине не выявлен, то, практически, можно принять пластовые давления одинаковыми.

Переток необходимо измерять посредством дебитомера, верхний предел измерения которого сопоставим или близок к наибольшему значению измеренного в скважине расхода. Переток измеряется после установления нестационарного процесса, т.е. не раньше, чем через 5-6 часов. При этом погрешность, обусловленная неодинаковостью $P_{пл}$, будет наименьшей, если отношение дебитов α вычислять для режимов с наибольшей депрессией. Все сказанное в равной степени относится к определению коэффициента приемистости.

5.3. Послойные методы исследования интерференции скважин

Послойный метод исследования интерференции скважин (гидропрослушивание) позволяет определить наличие и степень гидравлической связи между исследуемыми скважинами по каждому пласту в

отдельности.Например, он позволяет определить по каждому пласту конкретно как происходит воздействие нагнетательной скважины на эксплуатационную и какова интенсивность этого воздействия. Метод основан на изучении изменения величины потока каждого пласта воспринимающей (эксплуатационной) скважины – скважины приемника во времени, вызванного изменением режима возмущающей скважины, скважины-генератора, например, нагнетательной. Преимуществом такого метода исследования скважин, в отличие от обычно применяемого метода гидропрослушивания по давлению, заключается в том, что он может проводиться без остановок исследуемых эксплуатационных скважин. Метод имеет определенные перспективы в определении направления и протяженности проникновения закачиваемой воды, поскольку он позволяет контролировать изменение усредненных гидродинамических характеристик межскважинного пространства во времени, по мере его обводнения. Сопоставляя степень изменения таких характеристик, полученных последовательно во времени за период эксплуатации, можно судить о направлении и интенсивности протекания межскважинных фильтрационных процессов.

Имеется две разновидности технологической реализации этого метода. Существо первой разновидности, которую назовем методом непрерывного прослушивания по потоку, заключается в следующем. В исследуемой скважине над кровлей пласта, гидродинамическую характеристику которого необходимо определить, устанавливается чувствительный потокометрический прибор, имеющий большую разрешающую способность и могущий улавливать и численно оценивать небольшие приращения величины потока, вызванные изменением режима возмущающей скважины.

Изучая поочередно влияние изменения режима возмущающей скважины на изменение притоков каждого из пластов разреза, можно выявить наличие и степень гидравлической связи между скважинами по каждому пласту в отдельности. При таком методе исследований прибор находится в скважине над каждым пластом (или пачке пластов) продолжительное время, в течение нескольких дней. Поэтому прибор, кроме высокой чувствительности, должен обладать стабильностью показаний во времени. Для ускорения процесса послойного исследования разреза иногда рекомендуется устанавливать гирлянду из нескольких приборов, над каждым пластом, или пачкой пластов по прибору. Это позволяет одновременно контролировать действие возмущающей скважины по всему разрезу. Одновременно с измерением приращений расхода производится измерение изменения давления. Этот метод в значительной степени подвержен действию различных помех, на фоне которых полезный сигнал, т.е. действительная реакция скважины на созданное возмущение в значительной степени маскируется или подавляется.

Причинами, вызывающими появление сигнала помехи, являются: колебания атмосферного давления, отключение или включение соседних скважин, не участвующих в эксперименте, нестационарные пульсирующие явления в системе скважина-пласт, изменение гидравлического сопротивления лифта, например, вследствие отложения парафина, изменение противодавления на выкиде скважины за штуцером. Все это приводит к тому, что не всегда можно четко выделить момент поступления волны возмущения. Чем меньше гидравлическая связь между скважинами, тем меньше отношение величин сигнал-помеха.

Этот метод требует тщательной организационной подготовки по устранению возможных помех. Более помехоустойчивой является модификация метода, в которой вместо постоянного созданного возмущения производится циклическое возмущение с заранее заданным постоянным циклом, например, путем включения и отключения нагнетательной скважины, приводящего к созданию в пласте волн давления и потока. Циклические методы создания возмущений в совокупности с корреляционным методом выделения сигнала на уровне помех позволяют существенно увеличить помехоустойчивость системы. Период циклического возмущения должен быть значительно больше периода низкочастотной составляющей спектра помехи. На рис. 29 изображены кривые сигналов: волны давления и волны потока.

Простаивающая нагнетательная скважина пущена в периодическое нагнетание в момент t_1 с давлением нагнетания P_1, с циклом T (кривая I). В эксплуатационной скважине производится измерение изменения притока из обоих пластов (кривые 2 и 3) и изменения давления (кривая 4).

Практически время t_2 прихода волны возмущения уловить трудно и полученной информацией является амплитуды колебаний A_{Q_1}, A_P приращения давлений и потока, скорость нарастания амплитуд, сдвиг по фазе $\varphi(t)$ между волнами давления и потока. Как видно из рисунка , амплитуда колебаний постоянно увеличивается и через некоторое время устанавливается. Вместе с тем растет среднее значение давления в скважине-приемнике (кривая 5) и среднее значение притока из верхнего пласта (кривая 6). В данном примере воздействие закачки по нижнему пласту не происходит.

По мере роста давления в скважине депрессия нижнего пласта падает

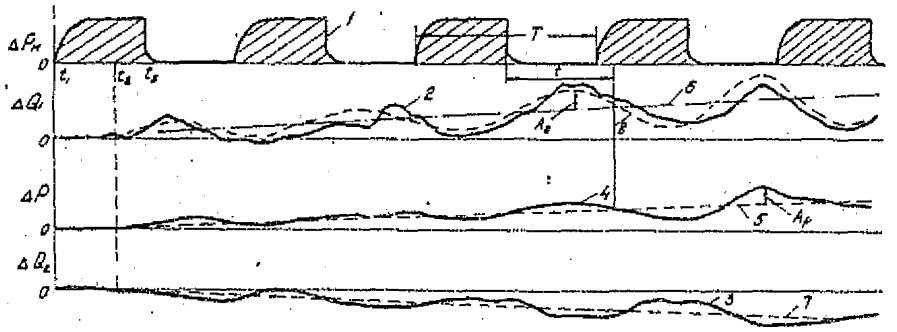


Рис. 29. Примеры изменения давления и потоков при гидропрослушивании методом циклических волн давления и потока

и поэтому падает мгновенное (кривая 3) и среднее значение (кривая 7) притока из нижнего пласта. Если бы помех не было, то форма волны потока имела бы вид кривой 8, т.е. форму первой гармоники кривой изменения давления закачки. При большой гидропроводности и пьезопроводности между скважинами может проходить вторая гармоника и тогда форма волны 8 будет несинусоидальной. Вследствие действия помех реально измеряемая кривая 2 отличается от кривой 8. Разность значений кривых 2 и 8 даст помеху. Методы корреляционного приема сигнала, основанные на учете соотношений кривых I и 2, позволяют выделить полезную информацию и уменьшить действие помех. Время прихода волн и время установления их амплитуды зависит от свойств пласта и расстояния между скважинами. Например, в опыте по исследованию с волнами давления, проведенных Непримеровым Н.Н., время прихода волны при расстоянии между скважинами 376 м и проницаемостью 600 миллидарси равнялось 8 часам, а время установления амплитуды колебаний волн давления в скважине-приемнике при цикле включения и отключения по 4 часа равнялась 3-4 периодам, т.е. 24-32 часам.

Период волн возмущения должен выбираться в зависимости от расстояния между скважинами и величины пьезопроводности. Чем больше расстояние и меньше пьезопроводность, тем больше период волн возмущения. При увеличении расстояния между скважинами период волн возмущения должен быть увеличен на величину пропорциональную отношению квадратов расстояния между скважинами.

Циклические волны должны быть симметричными, поэтому время включения и выключения возмущений скважин должно быть одинаковым. Метод интерференции посредством одновременного создания волн

давления и потока позволяет оценить все основные гидродинамические характеристики разреза.

Коэффициент продуктивности может быть выражен как

$$h = \frac{A'_Q}{\frac{\Delta P_H}{2} - A'_P} \cdot \cos\varphi \qquad (23)$$

где A'_Q и A'_P – соответственно амплитуды квазиустановившихся значений волн потока и давления, $\frac{\Delta P_H}{2}$ – амплитуда возмущения в скважине генератора. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{R^2}{4\pi t} \qquad (24)$$

где t – временный сдвиг по фазе между волнами давления и скважинах генераторе и приемнике, T – период изменения давления, R – расстояние между скважинами.

Критерием выбора периода T является допустимый сдвиг по фазе. Необходимо, чтобы сдвиг по фазе φ между волнами генератора и приемника был не более 90°. Здесь $\varphi = \frac{t}{T} \cdot 360°$. Средняя проницаемость K – пласта между скважинами будет

$$K = \chi\mu(m\beta_ж + \beta_c) \qquad (25)$$

где μ –вязкость, m – пористость; $\beta_ж$, β_c – соответственно сжимаемость жидкости и коллектора.

При второй разновидности этого метода, которую назовем дискретным методом гидропрослушивания по потоку, прибор не находится в скважине стационарно после прихода волны, как при описанном выше непрерывном метода. Здесь после изменения режима

возмущающей скважины, производятся периодические, например с периодом 2-5 дней, в течение одного-двух месяцев, измерения профилей реагирующей скважины и определение изменения соотношения величин притоков из пластов и их общей производительности. Информация о характере и степени изменения соотношений притоков по пластам исследуемой скважины во времени в совокупности с информацией о величинах пластовых и забойных давлений, позволяет определить требуемые характеристики.

Дискретный метод имеет определенные преимущества, поскольку измеряемые приращения величин имеют относительно большие значения. Его удобно приурочивать к пуску или к длительной остановке нагнетательных или эксплуатационных скважин, если они используются как возмущающие.

5.4. Послойные методы исследования скважин по кривым восстановления давления и падения притока (КВДП)

Дифференциальный метод определений параметров скважин в неустановившемся режиме, являющийся аналогом метода кривых восстановления давления (КВД), основан на одновременном измерении в функции времени нестационарного притока по каждому пласту в отдельности и измерении депрессии. Этот метод исследования скважин может быть двух видов с переменной и постоянной депрессией:

а) $Q_i = Q_i(t) = var$; $\Delta P = \Delta P(t) = var$

б) $Q_i = Q_i(t) = var$; $\Delta P = const$

где Q - приток исследуемого i - того пласта.

Исследование с переменной депрессией производится путем одновременного измерения неустановившегося притока исследуемого пласта и измерения приращения давления в скважине. Этот вид исследования более сложен, но методика обработки результатов исследований по методу Щелкачева В.Н. достаточно проста. Он заключается в следующем. После закрытия скважины (или открытия ее, если она достаточно длительно простаивала) производится измерение переходных характеристик $Q_i(t)$ и $\Delta P(t)$, т.е. измерение величин изменяющихся притоков и из каждого исследуемого пласта с одновременным измерением давления. Трудность заключается в том, что необходимо одним прибором регистрировать дебит $Q_i(t)$ всех пластов. Технологически эта трудность может быть преодолена двумя способами. Первый из них заключается в поочередном исследовании каждого из пластов. После измерения переходной характеристики данного пласта скважина возвращается в первоначальный режим и по истечении времени установления исходного режима, опыт повторяется, но исследуется уже следующий пласт. Каждому исследованию должно предшествовать измерение соотношения величин потоков из каждого пласта. Это дает возможность проконтролировать правильность установления исходного режима. Поскольку прибор показывает суммарный поток из нижележащих пластов, то поток из каждого пласта находится как разность величин потоков, измеренных выше и ниже рассматриваемого пласта. Этот способ обеспечивает детальное и точное измерение переходной характеристики каждого пласта, но требует длительной затраты времени.

Иногда более удобно проводить такого рода измерения

"челночным" способом. При этом способе за один цикл измерения режима скважины производится измерение переходных характеристик всех пластов одним прибором. После изменения режима скважины прибор, по возможности быстро и поочередно устанавливается над каждым пластом и производится измерение величин потоков. Такой способ требует значительно меньшей затраты времени на проведение исследований, чем предыдущий. Но для осуществления его требуется относительно быстродействующие приборы и имеющие малое время открытия и закрытия пакера. Челночный способ измерения переходных характеристик пластов с закрытием исследуемой скважины неудобен для скважин с большими исходными значениями дебитов. При больших дебитах приток быстро затухает и число измеренных дискретных значений величин потоков из каждого пласта может оказаться недостаточным для построения кривых переходных характеристик. В этом случае предпочтительнее производить измерение переходных характеристик не при закрытии работающих скважин, а при открытии их. Этому должен предшествовать достаточно длительный простой скважины. Исследование при открытии скважины имеет то преимущество, что, во-первых, процесс установления дебита скважин протекает более длительное время, чем при закрытии, и, во-вторых, измеряемые значения потоков соответствуют части шкалы прибора, имеющей большую точность отсчета значений. Кроме того, значения общего надпластового потока, когда изменения его станут относительно медленными, могут быть сопоставлены с контрольными замерами на поверхности.

Параметры пластов, полученные на основании обсчета переходных характеристик $Q_i(t)$ и $\Delta P(t)$, отражают фильтрационные характеристики, на сравнительно небольшом удалении их от скважины,

поскольку они измеряются для относительно небольших значений t

Метод исследования скважин в неустановившемся режиме с постоянной депрессией более прост технологически и требует меньших усилий по обсчету измеренных результатов. Этот метод может быть применен не только к нагнетательным скважинам, у которых, после пуска на излив, давление на забое поддерживается с известной точностью постоянным, но и к фонтанным скважинам [Ван Пулен]. В некоторых случаях давление на забое фонтанной скважины можно с достаточной точностью принять постоянным спустя определенное время после ее пуска, например, через 20-30 часов. По истечении этого времени приток продолжает еще изменяться и снимаются переходные характеристики $Q_i(t)$. Измеренные таким способом параметры отражают их усредненные значения на значительном расстоянии от скважины.

Для осуществления этого способа необходимо применять комплексный прибор, позволяющий контролировать постоянство депрессии и обладающий как достаточной высокой чувствительностью к измерению приращений потоков, так и стабильностью показаний. Так как приращение величин потоков на измеряемых частях переходных характеристик $Q_i(t)$, при этом способе происходит относительно медленно, то количество точек на кривых при челночном способе измерения получается значительно большим, чем при способе с переменной депрессией. Преимуществом способов исследований скважин с постоянной депрессией является простой метод обработки результатов измерений (Ван Пулен, Непримеров Н.Н., Шкуро А.С.).

Общим при обработке данных большинства гидродинамических методов (ГДИ) определения параметров пластов является преобразо-

вание результатов измерения и представление их в виде уравнения прямой, построенной в полулогарифмических координатах. При этом на оси абсцисс откладывается величина X, являющаяся функцией логарифма времени, а по оси ординат величина У, отражающая значения преобразованных тем или иным способом измеренных величин. Гидропроводность ξ определяется умножением углового коэффициента прямой i на постоянную для данной скважины величину α :

$$\xi = \frac{kh}{\mu} = i\alpha \; ; \qquad i = tg\varphi \tag{26}$$

В таблице 2 приведены значения величин, откладываемых по осям X и У для различных методов обработки данных исследований. Обозначения и размерности, кроме указанных ниже, общепринятые: A – отрезок, отсекаемый на оси ординат, координатах, прямой линией графика, построенного в полулогарифмических координатах; Q_0 – приток из рассматриваемого пласта до остановки скважины; Q_n – накопленная за время t добыча из этого пласта, $q_{t/2}$ – приток соответствующий времени $t/2$. Как видно из таблицы, методы обработки данных исследований с неустановившимся притоком не превышают по сложности обычный метод КВД.

Во ВНИИ также разработан операторный метод обработки данных исследований скважин с неустановившимся притоком, отраженный в "Руководстве по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов".

Каждому исследованию скважины, связанному с измерением переходных потокометрических характеристик, должно предшествовать измерение профиля скважины. На основании анализа полученного

Таблица 2

№ п/п	Метод	X	y	h	A/i
1	КВД	$\lg t$	Δp	$0{,}183\frac{}{}$	$\lg \frac{2{,}25x}{r^2}$
2	$\Delta p = const$ $Q = Var$	$\lg t$	$\frac{1}{Q}$	$\frac{0{,}183}{\Delta p}$	$\lg \frac{x}{r^2}$
3	$\Delta p = const$ $Q = Var$	$\lg t$	$\frac{1}{Q+Q_0}$	$\frac{0{,}183}{\Delta p}$	$\lg \frac{\pi x}{r^2}$
4	$\Delta p = Var$ $Q = Var$ Метод Щелкачева В.Н.	$\ln t - \frac{2q_1 - q_n}{Q_0 - C_n}$	$\frac{\Delta p}{q_n - q}$	$0{,}079$	$\ln \frac{2{,}25x}{r^2}$
5	$\Delta p = Var$ $Q = Var$	Оперативный метод обработки данных. Руководство ВНИИ (Кузьмин В.М., Степанов В.Г.)			

профиля производится и выбор точек установки прибора. В этих точках, выбираемых в межинтервальном пространстве, должны отсутствовать признаки наличия нестационарного вихревого движения.

В качестве примера рассмотрим результаты исследования скважин 3377 Абрдахмановской площади Ромашкинского месторождения (рис. 30). Скважина имеет следующие интервалы перфорации: 1774 - 1775,5, 1779,4 - 1789,6; 1792-1793,4; 1797-1800. Дебит скважины составлял 94 т/с. Исследование проведено посредством аппаратуры ПОТОК-5, и выполнено за один цикл остановки скважины. После спуска глубинного прибора первоначально проведены измерения профиля температурных аномалий профилей притока нефти, воды по разрезу. Замерено забойное давление и проведено наблюдение с целью определения, является ли исходный режим работы скважины установившимся. С помощью локатора сплошности металла труб уточнены местоположения нижнего конца НКТ, муфт обсадной колонны, интервалов перфорации и искусственного забоя. На основании полученных данных намечены точки установки прибора. В заданной последовательности, после остановки скважины прибор перемещается из одной точки установки в другую. В каждой точке измеряется величина потока.

Полученные переходные характеристики $Q(t)$ каждой зачи изображены на рис. 31. На этой рисунке 2 и 3 кривые падения притока из верхней и нижней пачек соответственно, 4 - кривая КВД. Из рисунка видно что спустя около 500 ек. посл. остановки скважины суммарный поток стал меньше притока из нижней пачки. Это объясняется тем, что часть жидкости из нижней части начала поступать в верхнюю. Кривая I построена путем вычитания кривой

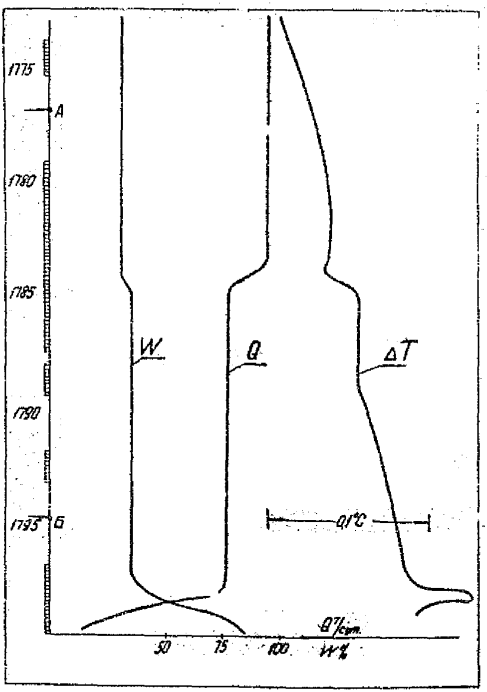


Рис.30. Профили скв.337. – Абдрахмановская площадь

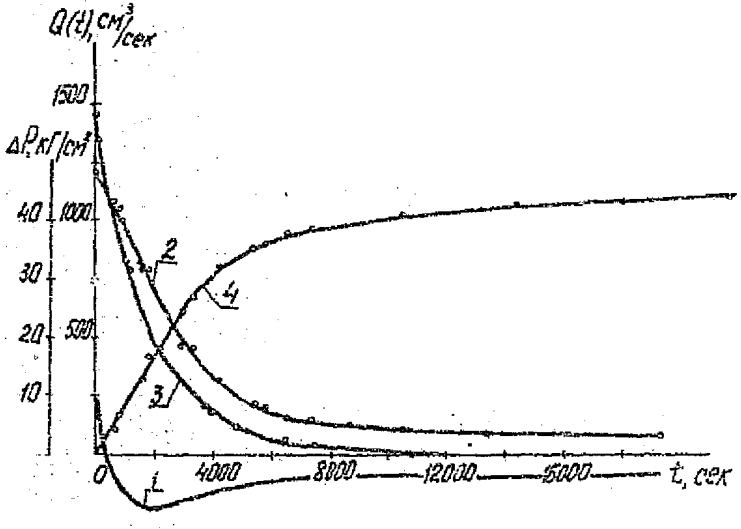


Рис. 34. Переходные характеристики скв. 33 7 – зависимости изменения давления и расходов из пластов от времени.

2 из 3.

Как видно из переходных характеристик, необходимая для получения данных длительность остановки скважина при данном методе исследования не превышает I,5-2 часов, а при исследовании обычным КВД без учета притока (кривая 4) - 7-8 часов.

Результаты исследований были обработаны по методу 4, таблица 2. Преобразованные графики приведены на рис. 32,

где $$y = \frac{\Delta P}{Q_n - Q}; \qquad x = \ln t - \frac{2(q_1 - Q_n)}{Q_0 - Q}$$

- координатные оси. Обозначения прежние.

Полученные таким образом значения коэффициентов гидропроводности соответственно для верхней и нижней пачки равны 35,7 и 3,8 Дсм/Па.

Анализ переходных характеристик целесообразно проводить для той части характеристик, которой не соответствует наличия перетоков, т.е. для начальной части переходного процесса, сопровождающейся притоком из всех пластов. Наличие перетока вносит ошибку при исследовании обычным методом КВД. Полученные при этом значения гидропроводности будут заниженными, т.е. предельное значение квазиустановившегося значения давления будут меньшими и соответственно будет меньший угол наклона линейной части кривой КВД.

Если давление на контуре питания каждого пласта исследуемой скважины с определенной точностью одинаковы, то послойное определение гидропроводности каждого пласта можно произвести более простым методом, не прибегая к измерению переходных характеристик каждого пласта в отдельности. Этот метод, который назо-

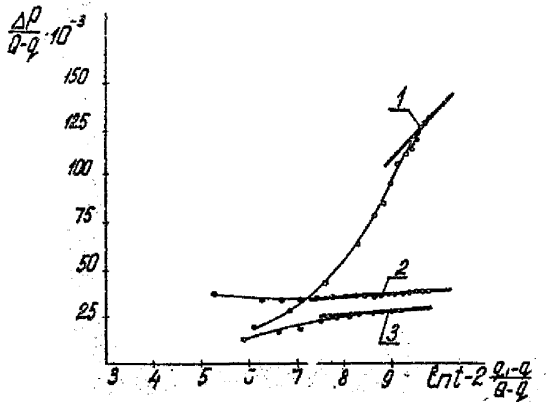


Рис. 32. Преобразованные графики

вом соотносительным методом послойного определения характеристик, заключается в следующем.

Посредством комплексного прибора - дебитомера и высокочувствительного манометра первоначально производится измерение соотношения величин потоков из пластов. Затем общепринятым способом с помощью манометра производится снятие кривой КВД и определение суммарной гидропроводности разреза. Гидропроводность i -того пласта χ_i определяется как доля суммарной гидропроводности χ, равная отношению притока Q_i из рассматриваемого пласта к общему притоку Q всего разреза, т.е.

$$\chi_i = \chi \frac{Q_i}{Q} \qquad (27)$$

По окончании снятия кривой КВД необходимо убедиться в отсутствии перетоков. Справедливость сказанного проистекает из линейной зависимости между коэффициентами продуктивности и гидропроводности пластов.

5.5. Определение пластовых давлений многопластового месторождения

Определение пластового давления в каждом пласте вскрытого разреза посредством манометра в режиме восстановления давления наталкивается на ряд трудностей, обусловленных в частности тем, что возникающие перетоки между пластами и горизонтами после закрытия скважины, вызванные неодинаковыми пластовыми давлениями, искажают результаты замеров.

Осветим этот вопрос более подробно. На рис.33 показаны индика-

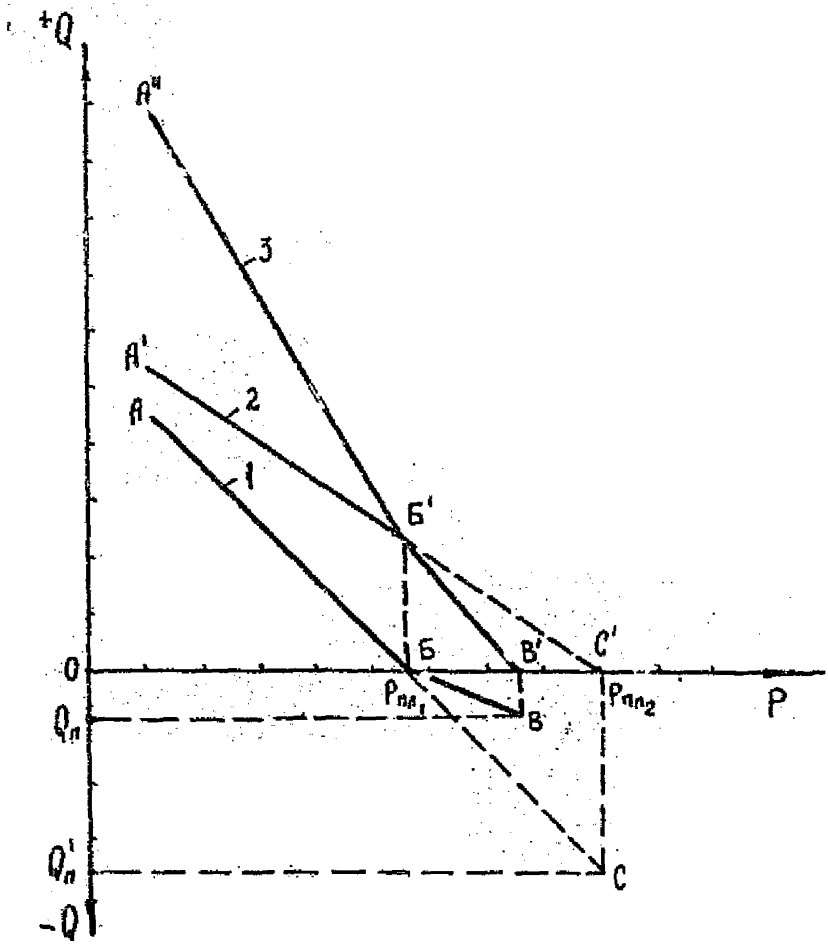


Рис. 33. Индикаторные кри ые

торные кривые I и 2 для каждого из двух пластов скважины в отдельности, полученные измерением на забое дебитов и давления, и интегральная кривая 3 для разреза в целом. Ломанная кривая А' Б' В' отражает зависимость общего расхода жидкости, поступающей на поверхность, от давления. Казалось бы что, если скважина закрыта, то разность пластовых давлений $P_{пл1}$ и $P_{пл2}$, равная отрезку $БС^{I}$, вызывает переток $Q_п'$ из пласта 2 в пласт I, определяемый линией $CQ_п'$, проведенной из точки пересечения С лежащей на продолжение индикаторной кривой I, со значением пластового давления $P_{пл2}$. В действительности переток будет меньше величины $Q_п'$. При снижении забойного давления ниже величины $P_{пл1}$, часть жидкости начнет поступать в пласт I. Так как разность пластовых давлений действует на контурах питания пластов, то величина перетока определяется не коэффициентом продуктивности принимающего пласта, а значениями коэффициентов продуктивности одного пласта и приемистости другого. Результирующий коэффициент продуктивности n пластов h_p, включенных последовательно, равен

$$h_p = \frac{\sum_{i}^{n} h_i}{\sum_{i}^{n} \frac{h_i}{}} \qquad (28)$$

где h_i - коэффициенты продуктивности по приемистости i-того пласта.

Для двухпластового он будет

$$h = \frac{h_1 h_2}{h_1 + h_2} \qquad (29)$$

Из (29) нетрудно видеть, что коэффициент продуктивности после-

довательно включенных пластов меньше коэффициента продуктивности каждого из пластов в отдельности. Поэтому величина перетока будет значительно меньшей, чем ожидается на первый взгляд.

Прямая БВ, определяющая коэффициент продуктивности k обоих последовательно включенных пластов и, соответственно переток между ними, проходит под меньшим углом к оси абсцисс, чем прямая БС. Когда давление на забое повысится и превысит $P_{пл1}$, поступающая из пласта 2 жидкость частично начнет поступать в пласт I. Поэтому дебит скважины, измеренный на поверхности, уменьшится.

Отрезок $Б'В'$ – отражающий количество поступающей на поверхность жидкости, определяется как разность значений величин притока из пласта 2 (кривая $Б'С'$) и поглощения (кривая БВ). При полностью закрытой скважине давление на ее забое не будет равно $P_{пл2}$, а будет соответствовать положению точки I', т.е. значительно меньше наибольшего пластового давления. Соответственно величина перетока определяется не положением точки С, т.е. величиной $Q_п'$, а положением точки В, соответствующей величине $Q_п$, значительно меньшей $Q_п'$. Этим определяется тот известный факт, что величины перетоков на практике оказываются относительно небольшими.

Пластовое давление каждого из i пластов может быть найдено, если после закрытия скважины измерить величину перетока в i-тый пласт $Q_{iп}$ при давлении $P_з$ и коэффициент продуктивности k_i этого пласта:

$$P_{пл\,i} = P_з \pm \frac{Q_i}{k_i} \qquad (30)$$

Знак " – " для принимающего пласта.

Из сказанного выше ясно, что контролю пластового давления должен сопутствовать контроль наличия перетоков. Например, для случая двух пластов пластовое давление $P_{пл}$, отдающего пласта будет

$$P_{пл1} = P_з + \frac{Q_п}{h_1} \qquad (31)$$

а принимающего $P_{пл2}$

$$P_{пл2} = P_з - \frac{Q_п}{h_2} \qquad (32)$$

где h_1, h_2 – соответственно коэффициенты продуктивности и приемистости.

На практике не всегда известны величины h_i, поэтому более точно пластовые давления можно определить как точки пересечения экстраполированных кривых I и 2 (рис.33) с осью давлений.

Если известна только интегральная индикаторная кривая $А^и$ $Б^и$ $В^и$ всего вскрытого интервала, имеющая перегиб в точке $Б^и$, обусловленный оттоком жидкости в поглощающий пласт, то его пластовое давление может быть определено по значению давления, отсекаемого перпендикуляром, опущенным из точки $Б^и$, на оси давлений (точка Б).

Директор ВНИИ Г.Г.Вахитов

Ответственные исполнители:

Руководитель лаборатории глубинных дистанционных информационно-измерительных систем А.Л.Абрукин

ЛИТЕРАТУРА

I. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. ВНИИ. Гостоптехиздат, М., 1963, с. 70.

2. Кузьмин В.М., Степанов В.П. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов. ВНИИ, М., 1972, с. 160

3. Непримеров Н.Н. Инструкция по гидродинамическому методу послойного определения фильтрационных параметров пластов в нагнетательных скважинах. Казань. Изд. КГУ, 1973, с. 34.

4. Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой. ВНИИ. М., с. 135.

5. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Изд. "Недра". М., 1978. с.350.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

I. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РУКОВОДСТВА. 2

2. ВИДЫ ПОТОКОМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. 5

3. УСЛОВИЯ НА ЗАБОЕ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПОКАЗАНИЯ ПРИБОРОВ . . 6

3.I. Особенности течения жидкости в перфорационной зоне ствола скважины и влияние вихревого движения жидкости на показания турбинок. 6

3.2. Физические свойства забойной жидкости. II

3.3. Влияние характеристик многофазного потока и физических свойств жидкости на показание преобразователей. I5

4. ПРОФИЛИ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ. 29

4.I. Интегральный и дифференциальный профили. 2S

4.2. Подготовка к исследованию скважины. 33

4.3. Методы измерения профилей притока или приемистости. 36

Исследование пакерными приборами. 39

Исследование приборами с парциальными пакерами. . 44

Определение величины потоков приборами непрерывного действия. Калибровка приборов на месте в скважине. 45

4.4. Виды искажений интегральных и дифференциальных профилей приемистости. 50

4.5. Коррекция формы профилей притока и приемистости. 57

4.6. Нормирование и сопоставление профилей. 65

4.7. Определение водосодержания потока на забое и расчет притока воды. 68

4.8. Приведение показаний дебитомеров к поверхностным условиям. 73

4.9. Интерпретация профилей притока и приемистости. . 75

Стр.

5. ПОСЛОЙНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА. 82

5.I. Цели и методы послойного определения гидродинамических характеристик разреза. 82

5.2. Послойное определение коэффициентов продуктивности и приемистости. 82

5.3. Послойные методы исследования интерференции скважин. 86

5.4. Послойные методы исследования скважин по кривым восстановления давления и падения притока (КВДД). 98

5.5. Определение пластовых давлений многопластового месторождения. I04

6. ЛИТЕРАТУРА. I09

ОНТИ - ВНИИ - 1978 г.

Зак 287 Л - 42517 Тир. 150

gost.e-ecolog.ru