

БАШКИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.

**ТЕРМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ
КОМПРЕССОРНОМ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

УФА 1992

Освоение и испытание скважин в колонне при разведке, в период передачи в эксплуатацию и в капитальном ремонте является одним из важнейших этапов заканчивания и эксплуатации скважин. По результатам этих работ определяются основные технологические мероприятия по устранению обнаруженных дефектов в конструкции скважины, образовавшихся в период ее строительства и эксплуатации. На практике чаще всего освоение и испытание скважин осуществляют с помощью компрессора. Эффективность и достоверность испытания скважин определяется как совершенством технологии их проведения, так и качеством и полнотой информации о состоянии испытываемых пластов и ствола скважины, получаемой с помощью гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, проводимых в период испытания скважин.

Первые геофизические исследования (радиометрия) при вызове притока жидкости из скважины компрессором осуществлены в конце 50-х годов на Туймазинском месторождении (И.Л.Дворкин, Е.М.Орлинский и др.). Затем в 70-х годах исследования, включая и термические, проводятся в Западной Сибири, Татарии и единичные в Башкирии. В дальнейшем (начало 80-х годов) отмечается закономерный интерес к проведению промыслово-геофизических исследований при испытании поисково-разведочных скважин (Я.Н.Васин, Ю.В.Тюкаев, В.Б.Черный и др.). Однако компрессор при этом использовался, главным образом, для создания в скважине и пласте эффектов, связанных с их эксплуатацией (по подобию фонтанных и глубинонасосных) или послеэксплуатационных эффектов (А.Л.Абрукин, Г.Д.Лиховол, П.В.Шевелев, В.И.Саулей). При таком подходе не принимались во внимание естественно возникающие при компрессорном освоении и опробовании переходные режимы работы скважины, которые, как оказалось, несут большую информацию для термических и вообще геофизических методов исследования скважин.

Результаты первых опытных работ по применению термометрии при исследовании скважин, выходящих из бурения и осваиваемых компрессором в условиях, переходных тепловых полей, показали, во-первых, высокую эффективность метода, что связано с тем, что здесь используется в течение короткого интервала времени сочетание и взаимосвязь тепловых полей, характерных для различных категорий скважин (простаивающие, нагнетательные, добывающие и остановленные); во-вторых, что теорию, методику измерений и интерпретации термограмм, разработанную для скважин, длительно эксплуатирующихся в неизменном режиме, прямо переносить и

использовать здесь нельзя, поскольку условия формирования тепловых полей в том и другом случае различны.

На основе анализа и обобщения практического материала, а так же теоретических исследований в Башгосуниверситете в 1983 году было подготовлено первое наиболее полное методическое руководство по термическим исследованиям компрессорных скважин. Этим документом в достаточно короткие сроки были снабжены большинство геофизических служб предприятий Миннефтепрома.

К настоящему времени дальнейшее развитие получили теоретические, экспериментальные и опытно-методические исследования, определены ограничения термометрии и раскрыты новые возможности метода в условиях освоения и опробования скважин. Наблюдается также значительный рост объемов геофизических исследований при компрессорном освоении скважин. Все это и предопределило подготовку настоящей книги, отражающей сегодняшние возможности термометрии в комплексе с другими геофизическими методами при решении нефтепромысловых задач.

В основу книги положены исследования авторов, выполненные на специализации "Геофизика" Башкирского государственного университета.

В проведении экспериментальных исследований на скважинах и расчетов принимали участие сотрудники и студенты специализации "Геофизика". Авторы считают своим приятным долгом поблагодарить инженера Ильясову Р.Х. за большую работу по подготовке рукописи монографии к печати.

Так как исследования по многим рассматриваемым в монографии вопросам не завершены, а некоторые высказанные положения являются дискуссионными, авторы заранее выражают свою признательность всем читателям за критические замечания и пожелания, которые будут присланы на их имя в адрес Башкирского университета.

1. КОМПРЕССОРНОЕ ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И ОСНОВНЫЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ИНФОРМАЦИЮ О СКВАЖИНЕ И ПЛАСТЕ.

В данной главе речь идет о теоретических основах термометрии нефтяных скважин в процессе компрессорного освоения.

1.1. Технология освоения.

В скважину, в которой предполагают проводить геофизические исследования при компрессировании, опускают насосно-компрессорные трубы,

оборудованные пусковыми клапанами и в нижней части воронкой. Соединяют компрессор с межтрубным пространством и, закачивая воздух, создают условия возникновения притока жидкости из пласта. После кратковременного дренирования пласта компрессор отключают, разряжают межтрубное пространство. Геофизические исследования при этом проводят через насосно-компрессорные трубы.

1.2. Гидродинамические процессы в пласте и скважине при компрессорном освоении.

Основным параметром, на который непосредственно влияет работа компрессора, является забойное давление $P_{заб}$. От $P_{заб}$ существенно зависит изменение забойной температуры $T_{заб}$ и распределение температуры по стволу скважины. На рис.1а приведена схема компрессорного освоения скважины, на рис.1б - схематическое распределение забойного давления. Условно кривую изменения давления (КИД) можно разделить на 5 периодов, характерных для определенных состояний в системе скважина-пласт.

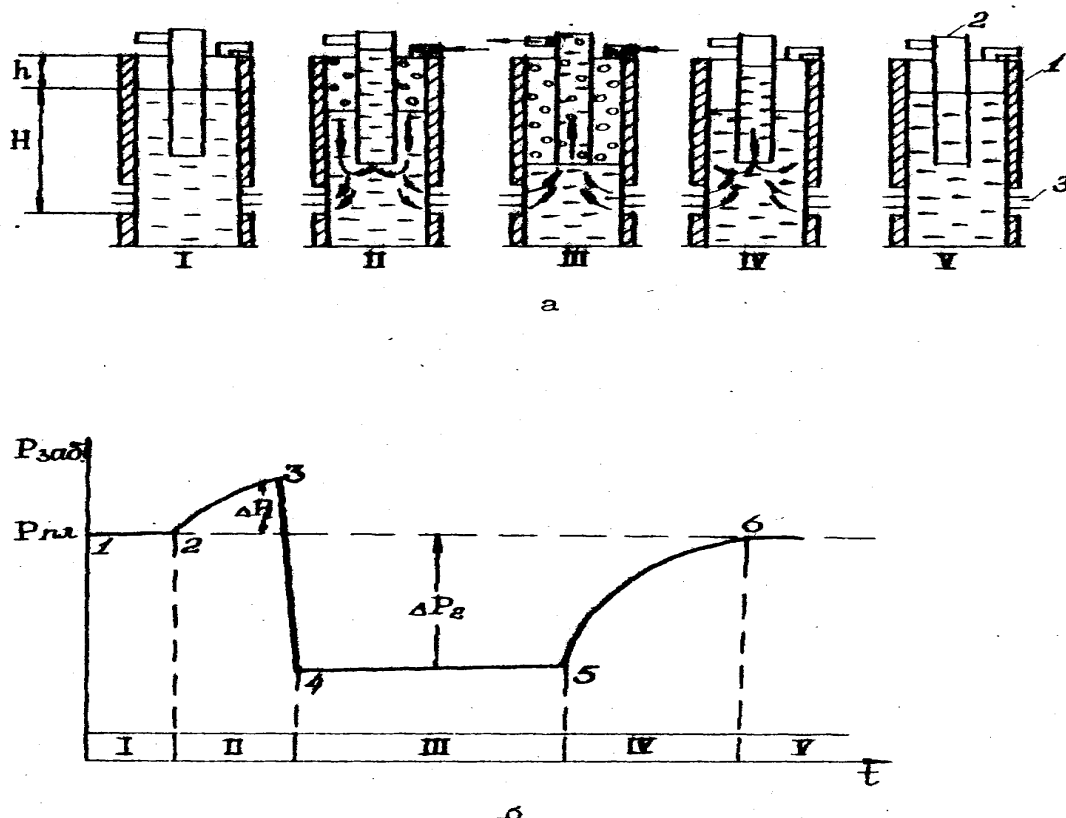


Рис. 1. К описанию гидродинамических условий в скважине :
а - схема компрессорного опробования нефтяной скважины ;
Обозначения: 1 - обсадная колонна ; 2 - насосно-компрессорные трубы ; 3 - интервал перфорации ;
— — — — — жидкость ; — • — • — газ ; — — — — — направление движения флюида ;
б - схематическая кривая изменения забойного давления.

До начала работы компрессора скважина простаивает. Жидкость в трубах и в межтрубье на одном уровне (состояние I на рис.1а).

Давление столба жидкости на забое близко к пластовому, $P_{забI} \approx P_{пл} = \rho g H$ (см. участок КИД 1-2 на рис.1б). В общем случае градиент давления по глубине определяется и кривизной данного ствола скважины.

С включением компрессора начинается нагнетание воздуха в межтрубное пространство, что приводит к снижению уровня жидкости между колоннами и увеличению забойного давления (участок КИД 2-3 на рис.1б). При этом часть жидкости выталкивается в НКТ, и вследствие возникающей репрессии на пласт

$$\Delta P_1 = P_{заб} - P_{пл} = \rho g H + \rho g h + P_{тр} - P_{пл} = \rho g h + P_{тр} > 0$$

часть жидкости может уходить в перфорированные пласты (состояние II на рис.1а). Второй период, таким образом, соответствует режиму нагнетания жидкости в пласты. Процессы в интервале продуктивного пласта в этот период аналогичны начальному периоду работы нагнетательной скважины. Из выражения для репрессии на пласт видно, что превышение забойного давления над пластовым определяется положением первоначального статического (динамического) уровня в скважине и потерями давления на преодоление трения (гидравлическое сопротивление) при движении жидкости. Следовательно, в случаях высокого положения уровня жидкости ($h \rightarrow 0$) репрессия на пласт обусловится лишь гидродинамическим сопротивлением и будет мала.

Участок кривой 3-4 на рис.1б является переходным между II и III периодами и соответствует прорыву закачиваемого воздуха через НКТ, когда уровень жидкости на межтрубном пространстве достигает воронки НКТ. Прорыв воздуха через НКТ приводит к аэрированию всего столба жидкости в НКТ и уменьшению ее плотности. В результате забойное давление резко падает до величины $P_{заб.III} \approx \rho g h_{дин.}$, возникает депрессия на пласт $\Delta P = P_{пл} - P_{заб.III} > 0$, и начинается приток жидкости из пласта в скважину. Следовательно, третий период аналогичен состоянию скважины в режиме отбора (состояние III на рис.1а). Стравливание воздуха из межтрубья (разрядка межтрубного пространства) приводит к дальнейшему уменьшению забойного давления. Длительность режима отбора (участок КИД 4-5) определяется временем работы компрессора после прорыва воздуха.

Продолжающийся приток жидкости из пласта после отключения компрессора вызывает увеличение забойного давления. Четвертый период характеризует процесс восстановления первоначального давления в скважине (участок кривой 5-6 на рис.1б). Процессы в скважине в этот период характерны для остановленных скважин.

После установления статического уровня приток жидкости из пласта

прекращается и скважина "возвращается" к первоначальному состоянию покоя (состояние V на рис. 1а).

Таким образом, при компрессорном освоении и опробовании в скважине наблюдаются сложные переходные процессы, обусловленные практически постоянным изменением забойного давления, сопровождающиеся изменением скорости и направления потока жидкости.

На рис.2 приведены кривые изменения забойного давления (1) во времени, полученные в результате обработки данных измерения давления в скважине 6527 в интервале ниже НКТ. Кривые изменения давления на выходе компрессора (2) строились на основании показаний манометра в компрессоре.

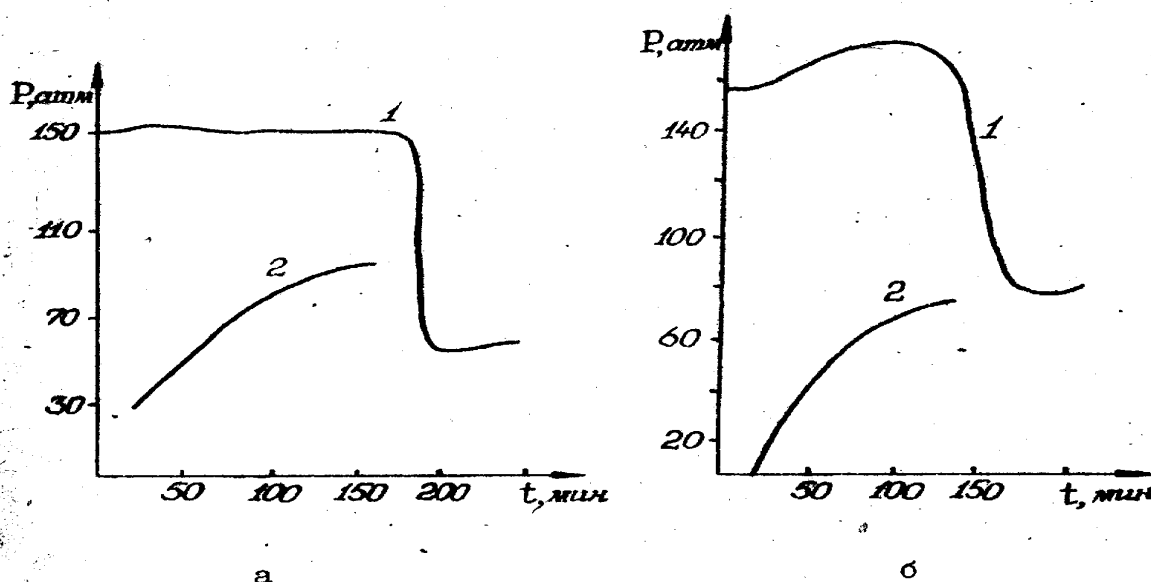


Рис. 2. Зависимости изменения забойного давления (1) и давления на выходе компрессора (2) от времени (скв. 6527).

а - $H_{Ду} = 0$; б - $H_{Ду} = 87$ м.

Кривые 1 и 2 на рис.2а зарегистрированы в случае, когда скважина была заполнена водой $\rho = 1,00$ г/см³. Воронка НКТ установлена на глубине 1460 м (забой скважины - 1594 м). Перед началом исследований скважина слабо изливала, т.е. $h = 0$. Анализ кривых 1 и 2 показывает, что после включения компрессора давление на его выходе монотонно растёт, а $P_{заб.}$ практически

не меняется (максимальное превышение давления над первоначальным составило 2,5 атм). Прорыва воздуха через НКТ не произошло, т.к. глубоко спущены насосно-компрессорные трубы и отсутствовали пусковые муфты, а использовался компрессор УКП-100. Поэтому через 2,5 часа компрессор отключили и осуществили разрядку межтрубного пространства. Процесс разрядки (снижение давления), как это видно из кривой, продолжался в течение 25 минут.

Кривые 1 и 2 на рис.2б зарегистрированы после замены жидкости в той же скважине на минерализованную с $\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$ и подъема воронки НКТ до глубины 1000 м. Излив жидкости прекратился и уровень жидкости отбился на глубине $h = 87 \text{ м}$. На кривой 1 отмечается рост забойного давления с ростом давления на выходе компрессора (превышение давления составило 15 атм). Через 120 минут работы компрессора произошел прорыв воздуха через НКТ, после чего компрессор отключили и осуществили разрядку межтрубного пространства.

1.3. Теоретические основы температурных процессов в пласте.

Температурное поле в скважине определяется геотермическим полем, распределением давления, гидродинамическими параметрами пласта и термодинамическими эффектами при движении жидкости в пласте и скважине.

1.3.1. Дроссельный эффект.

При фильтрации флюида в пористом пласте из-за значительного гидравлического сопротивления наблюдается дросселирование (падение давления по пути движения). Дроссельный эффект - явление изменения температуры в адиабатических условиях вследствие дросселирования - наблюдается только при движении флюида. Изменение температуры при стационарном адиабатическом дросселировании описывается известной теорией эффекта Джоуля-Томсона.

Изменение температуры ∂T на пути с элементарным перепадом давления ∂P определяется как

$$\partial T = \varepsilon_i \partial p \quad (1.1)$$

где ε_i - дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона флюида, К/Па;

ε_i можно рассчитать, используя выражение

$$\varepsilon_i = \frac{1}{C_p \rho} (1 - \alpha T) \quad (1.2)$$

где C_p - удельная теплоемкость флюида при постоянном давлении; ρ -

плотность; α – коэффициент термического расширения; T – абсолютная температура. Из (1.2) видно, что ε_t можно представить в виде двух слагаемых: первое ($1/C_p \rho$) учитывает разогрев флюида за счет внутреннего трения, второе ($-\alpha T/C_p \rho$) – охлаждение флюида в результате расширения при снижении давления по пути движения. Для газов вклад расширения сильнее и они при дросселировании охлаждаются ($\varepsilon_t < 0$), жидкости при стационарном дросселировании нагреваются.

На практике для оценки изменения температуры ΔT при конечном перепаде давления ΔP пользуются выражением

$$\Delta T = \bar{\varepsilon} \Delta P \quad (1.3)$$

где $\bar{\varepsilon} = \frac{1}{\Delta P} \int_{P_2}^{P_1} \varepsilon_t(P) dP$ – интегральный коэффициент Джоуля–Томсона флюида,

$\Delta P = P_1 - P_2$ – величина депрессии. Для скважинных условий ΔP – разность между пластовым и забойным давлениями.

В таблице 1 приведены расчетные значения ε_t и экспериментально определенные $\bar{\varepsilon}$ для некоторых флюидов.

Таблица 1

Значение коэффициента Джоуля–Томсона для жидкости

Исследуемая жидкость	ε_t , расч. К/МПа	$\bar{\varepsilon}$ эксп. К/МПа
Пресная вода	0,220	0,216
Минерализованная вода	–	0,225
Трансформаторное масло	0,46	0,410
Нефть Арланская (Башкирия)	–	0,415
Нефть Федоровская (Западная Сибирь)	–	0,377
Газ метан (1,73 МПа, 21 °С)	– 4,18	–
Газ метан (1,73 МПа, 71 °С)	– 2,79	–

Как видно, при стационарном адиабатическом движении на пути с перепадом давления в 1 атм нефть разогревается примерно на 0,04 °С, вода на 0,02 °С, а газ охлаждается примерно на 0,30 °С. Влияние дроссельного эффекта на температурное поле скважины при ее компрессорном освоении существенно для 3 и 4 режимов, когда наблюдается приток жидкости из пластов. Нестационарное дроссельное температурное поле в скважине будет рассмотрено в п.1.3.5.

1.3.2. Эффект адиабатического расширения и сжатия.

Эффект характеризует термодинамический процесс, протекающий в системе без теплообмена с окружающей средой, изменение температуры при этом определяется как

$$\partial T = \eta \partial P \quad (1.4)$$

где ∂T – приращение температуры; ∂P – малое изменение давления;

η – дифференциальный адиабатический коэффициент флюида,

$$\eta = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right) = \frac{\alpha T}{C_p \rho}.$$

На практике, как правило, имеют дело с интегральным коэффициентом адиабатического расширения флюида

$$\bar{\eta} = \frac{\Delta T}{\Delta P}.$$

В таблице 2 приведены значения η и $\bar{\eta}$ для некоторых жидкостей.

Таблица 2

Значение коэффициента адиабатического расширения для жидкостей

Исследуемая жидкость	η ,	$\bar{\eta}$,
	К/МПа	эксп.
Пресная вода	0,01	0,016
Минерализованная вода ($\rho = 1,18$ г/см ³)		0,030
Трансформаторное масло	0,09	0,098
Нефть Арланская (Башкирия)	–	0,134
Нефть Туймазинская (Башкирия)	–	0,059
Нефть Федоровская (Западная Сибирь)		0,137

Адиабатический эффект в стволе скважины проявляется, когда темп изменения давления существенно превышает темп теплообмена между жидкостью в скважине и окружающими породами. Обычно изменение температуры вследствие адиабатического эффекта наблюдается (как правило в зумпфе скважины) после включения компрессора при росте забойного давления (разогрев) и в процессе прорыва закачиваемого воздуха через НКТ и разрядки межтрубного пространства скважины (охлаждение). При этом изменение температуры на некоторой глубине в забойной зоне описывается зависимостью $\Delta T(t) \approx \eta \Delta p(t)$.

В интервалах глубин, заполненных однородной жидкостью, адиабатический эффект приводит к практически параллельному смещению начального распределения температуры вправо или влево. На глубине расположения нефтеводораздела в скважине могут отмечаться скачки температуры из-за различия η для воды и нефти.

В насыщенной жидкостью пористой среде влияние адиабатического эффекта уменьшается за счет теплообмена между жидкостью и скелетом пористой среды. В предположении мгновенного межфазного теплообмена изменение температуры в пористой среде, обусловленное эффектом расширения или сжатия насыщающей жидкости, можно оценить по формуле:

$$\Delta T(t) \approx \eta \Pi \Delta p(t), \quad \Pi = m \frac{C_{ж}}{C_{\Pi}}$$

где m – пористость, $C_{ж}$ – объемная теплоемкость жидкости, C_{Π} – объемная теплоемкость насыщенной жидкостью пористой среды,

$$C_{\Pi} = m C_{ж} + (1 - m) C_{ск}.$$

Для нефтенасыщенного песчаника пористостью $m = 0.2$ $\Pi \approx 0.16$, для водонасыщенного $\Pi \approx 0.25$.

1.3.3. Баротермический эффект в пласте.

Изменение температуры в пласте при компрессорном освоении скважины существенно зависит от характера изменения давления, от свойств самой жидкости и коллекторских свойств пласта. В нестационарном поле давления в суммарном изменении температуры будет вклад и первоначального нарушенного температурного поля пласта, и дросселирования, и эффекта адиабатического расширения-сжатия, и фазовых переходов (например, разгазирования).

Для отдельного учета части температурного эффекта, обусловленного только изменением давления, введем термин "баротермический эффект", как изменение температуры в насыщенной жидкостью пористой среде, обусловленное изменением давления. В стационарном поле давления баротермический эффект тождественен эффекту Джоуля-Томпсона. Математическая постановка задачи для расчета температурного поля однородного пласта, обусловленного баротермическим эффектом при однофазной фильтрации флюида, имеет вид

$$\frac{\partial T}{\partial t} + U(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = -\varepsilon U(r, t) \frac{\partial P(r, t)}{\partial r} + \eta \Pi \frac{\partial P(r, t)}{\partial t} \quad (1.5)$$

$$T(r, 0) = f(r) \quad (1.6)$$

Здесь $U(r, t)$ – скорость конвективного переноса тепла

$$U(r,t) = \frac{C_{ж} v(r,t)}{C_{п}} = -\frac{C_{ж} \kappa}{C_{п} \mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.7)$$

Распределение давления в пласте определяется из решения краевой задачи, включающей уравнение пьезопроводности

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \aleph \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \quad (1.8)$$

и соответствующие краевые условия.

Общее решение задачи (1.5)–(1.6) вдоль характеристик $r(t, r_1)$, определяемых из задачи

$$\frac{\partial r}{\partial t} = U(r,t); \quad r(0) = r_1 \quad (1.9)$$

можно записать в виде

$$T\{r(t, r_1), t\} = f(r_1) + \varepsilon [P(r_1, 0) - P\{r(t, r_1), t\}] + (\varepsilon + \eta \Pi) \int_0^1 \frac{\partial_2 P\{r(\tau, r_1), \tau\}}{\partial \tau} \partial \tau \quad (1.10)$$

Здесь первое слагаемое представляет конвективный вынос из пласта начального профиля температуры $f(r)$, второе и третье слагаемые представляют изменение температуры, обусловленное баротермическим эффектом. Если второе слагаемое однозначно определено начальным и текущим значениями давления, то третье слагаемое указывает на зависимость температурного поля от характера изменения давления во времени по пути движения жидкости.

Используя (1.10), можно рассчитать температурное поле пласта для конкретного распределения поля давления $P(r, t)$.

$$\text{Например, для } P(r, t) = \begin{cases} P_1, t = 0 \\ P(r), t > 0 \end{cases},$$

соответствующего модели несжимаемой жидкости в жестком пласте (мгновенное установление стационарного распределения давления в пласте после пуска скважины)

$$U(r, t) = \frac{U_0}{r}; U_0 = \frac{C_{ж} Q}{C_{п} \pi h} = \frac{C_{ж} \kappa}{C_{п} \mu} \frac{\Delta P}{\ln(R_k r_0)};$$

$$T(r_i, t) = f(r_1) + \varepsilon \{P(r_1) - P(r_i)\} - \eta \Pi \{P_1 - P(r_1)\};$$

$$r_i = \sqrt{r_1^2 - 2U_0 t}$$

или на $r = r_0$ (на стенке скважины)

$$T(r_0, t) = f(\sqrt{r_0^2 + 2U_0 t}) + \varepsilon \{P(\sqrt{r^2 + 2U_0 t}) - P(r_0)\} - \eta \Pi \{P_1 - P(\sqrt{r_0^2 + 2U_0 t})\}$$

Пусть $f(r) = 0$ (пласт с невозмущенным распределением температуры)

$$P(r) = \begin{cases} P_0 + \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_0}; & r_0 \leq r \leq R_k \\ P_{nl}; & r \geq R_k \end{cases}$$

$$T(r_0, t) = -\eta \Pi \frac{\mu Q}{4\pi kh} \ln \frac{R_k^2}{r_0^2 + 2U_0 t} + \varepsilon \frac{\mu Q}{4\pi kh} \ln \left(1 + \frac{2U_0 t}{r_0^2} \right); \quad t \leq t_y$$

$$\varepsilon \frac{\mu Q}{4\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_0}; \quad t > t_y \quad (1.11)$$

или, используя формулу Дюпюи,

$$T(r_0, t) = \frac{\varepsilon \Delta P}{2 \ln \frac{R_k}{r_0}} \ln \left(1 + 2 \frac{U_0 t}{r_0^2} \right) - \frac{\eta \Pi \Delta P}{2 \ln \frac{R_k}{r_0}} \ln \frac{R_k^2}{r_0^2 + 2U_0 t} \quad (1.12)$$

Из (1.10), (1.11) и (1.12) видно, что баротермический эффект при стационарной фильтрации сводится к сумме тепловых полей эффекта Джоуля-Томпсона, обусловленного дросселированием, и эффекта адиабатического расширения за счет мгновенного перераспределения давления с P_1 на $P(t)$.

Температура притекающей из пласта жидкости меняется со временем. Расчеты показали, что по истечении некоторого времени после пуска скважины основной вклад вносит дросселирование. Максимально возможный дроссельный разогрев $\varepsilon \Delta P$ устанавливается через время

$$t_y = \frac{R_k^2 - r_0^2}{2U_0} \approx \frac{\pi R_k^2}{c q}, \quad \text{т.е. когда через воронку депрессии } (r_0, R_k) \text{ пройдет}$$

несколько поровых объемов жидкости.

Для времени $t > t_y$ изменение температуры на забое определяется величиной удельного притока, радиусом скважины или величиной депрессии и коллекторскими свойствами пласта, вязкостью жидкости.

Обычно при измерениях в процессе компрессирования $t \leq t_y$, для оценочных расчетов можно пользоваться приближенной формулой

$$T(r_0, t) \approx \frac{\varepsilon \Delta P}{2 \ln R} \ln \left(1 + c \frac{qt}{\pi r_0^2} \right); \quad R = \frac{R_k}{r_0}; \quad c = \frac{C_{\text{ж}}}{C_{\text{п}}} \quad (1.13)$$

Значения входящих в (1.13) параметров при расчетах могут быть приняты следующими:

ε - коэффициент Джоуля-Томпсона;

для воды $\bar{\varepsilon}_e = 0,02 \text{ } ^\circ\text{C/атм} = 0.2 \text{ К/Мпа}$;

для нефти $\bar{\varepsilon}_n = 0,06 \text{ } ^\circ\text{C/атм} = 0.6 \text{ К/Мпа}$;

ΔP - депрессия на пласт, разность между пластовым и забойным

давлением после прорыва воздуха при компрессировании;

$R = R_k / r_0$ – отношение радиуса контура питания (внешнего радиуса воронки депрессии) к приведенному радиусу скважины. Для времен более 10 часов дренирования R_k – половина расстояния между скважинами. Для малых времен $R_k \approx 100$;

c – отношение объемных теплоемкостей флюида и насыщенного этим флюидом пласта;

для нефтенасыщенных пластов $c_n \approx 0,8$;

для водонасыщенных $c_v \approx 1,2$;

$q = Q/h$ – удельный дебит жидкости из пласта, можно оценить по данным дебитометрии или расчетным путем по формуле Дюпюи

$$q = 2\pi \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln R} \quad \text{или} \quad qh = K \Delta P$$

где k/μ – подвижность жидкости в пласте, Д/сПз;

K – продуктивность пласта, м³/сут*атм;

r_0 – приведенный радиус скважины, 0,1 м.

Из (1.13) и без расчетов видно, что дроссельная температурная аномалия при прочих одинаковых условиях:

- будет больше в интервалах притока нефти ($\varepsilon_n > \varepsilon_v$);
- растет с ростом депрессии на пласт, удельного притока, проницаемости пласта;
- уменьшается с ростом R , вязкости μ , приведенного радиуса скважины r_0 .

Для установления максимально возможного дроссельного разогрева $\Delta T = \varepsilon \Delta P$ требуется значительное время $t_y \cong \pi R_k^2 / cq$ (для $R_k = 10$ м; $q = 10$ м³/сутм; $t_y = 30$ суток), поэтому при компрессорном освоении скважины с постоянным забойным давлением предельный разогрев не достигается и температурное поле меняется во времени, зависит от коллекторских свойств пласта и свойств жидкости. В общем случае для компрессорного освоения величина изменения температуры притекающей из пласта жидкости (величина баротермического эффекта) будет определяться как

$$\Delta T = \delta(t) \varepsilon \Delta P, \quad \text{где} \quad -\Pi \frac{\eta}{\varepsilon} \leq \delta(t) \leq 1.$$

На рис.3 приведены результаты расчетов температурного поля, обусловленного баротермическим эффектом в неограниченном по простиранию пласте при притоке нефти и воды под действием одинаковой постоянной депрессии $\Delta P = 50 \text{ атм}$.

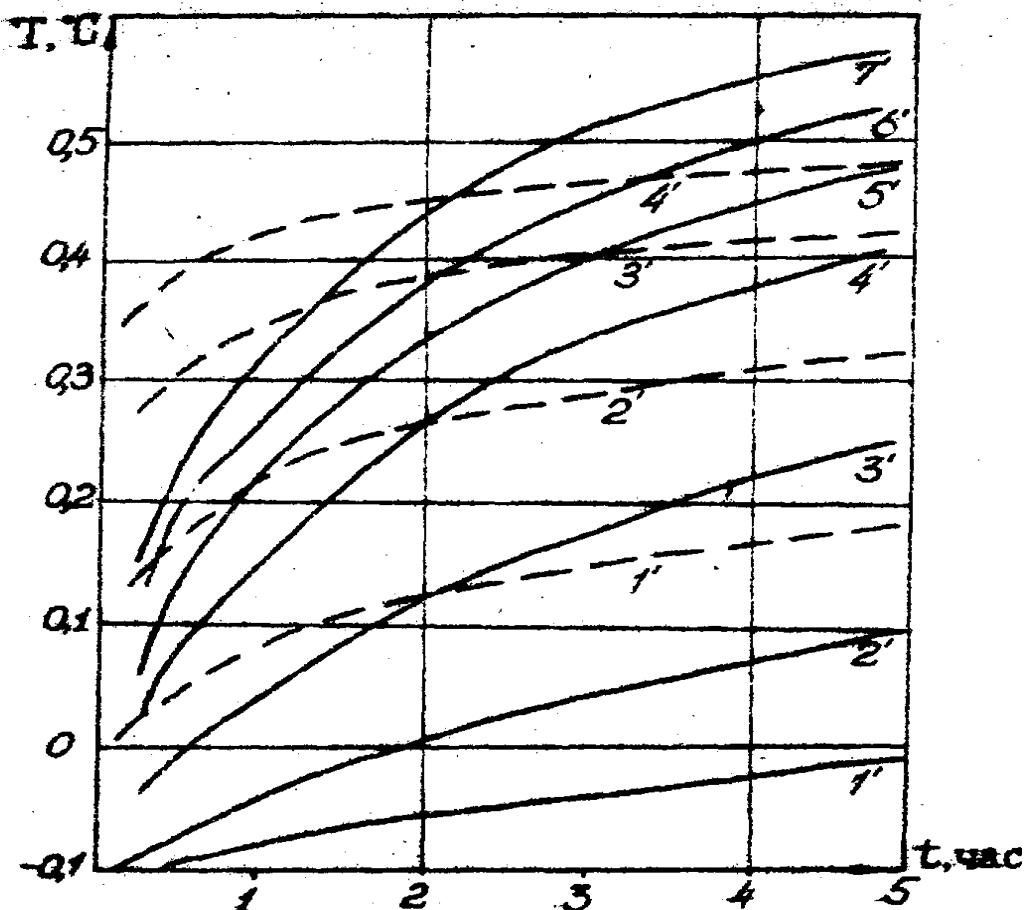


Рис. 3. Изменение забойной температуры в началь-
ный период притока воды и нефти.

Шифр кривых: вода (---) 1'- 10^{-3} ; 2'- 10^{-2} ; 3'-0,1;
нефть (—) 1- 10^{-4} ; 2'- $3 \cdot 10^{-4}$; 3'- 10^{-3} ;
4- $3 \cdot 10^{-3}$; 5- $5 \cdot 10^{-3}$; 6- $7 \cdot 10^{-3}$; 7- 10^{-2} .

Из рисунка видно, что при $\varepsilon_n > \varepsilon_e$, если (κ/μ) в интервале притока нефти меньше, чем подвижность (κ/μ) воды, в начальные моменты времени вода может разогреться сильнее нефти. Затем наблюдается нормальное изменение температуры нефти и воды ($T_n > T_e$). В этом смысле можно говорить об инверсии во времени изменения температуры нефти и воды. Объясняется это различием подвижностей нефти и воды: более подвижная вода за одно и то же время проходит большую часть воронки депрессии, чем нефть и разогревается сильнее.

На рис.4 приведены кривые для оценки времени инверсии температурных аномалий в зависимости от соотношения подвижностей нефти и воды.

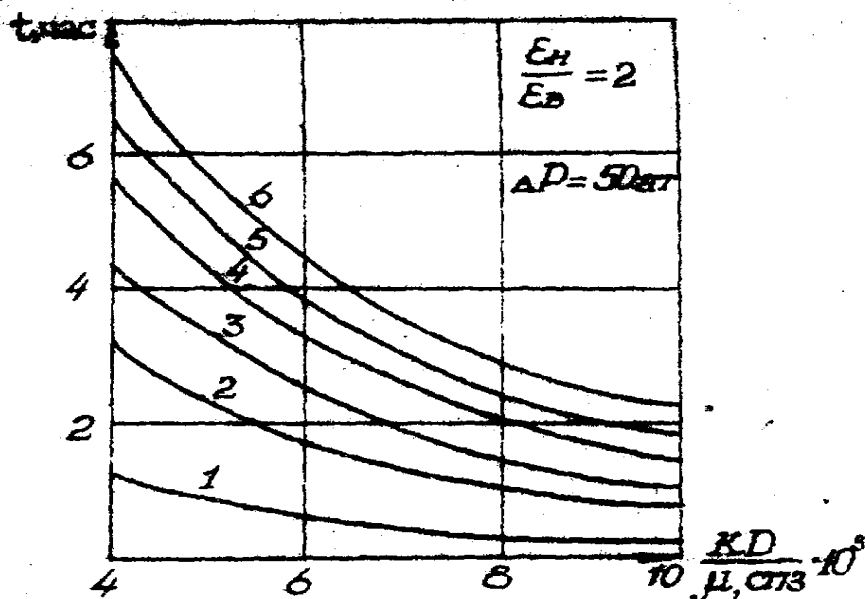


Рис. 4. Зависимость времени инверсии от (K/μ) нефти для различных K/μ воды;
Шифр кривых: 1 - 10^{-2} ; 2 - 0,05; 3 - 0,1;
4 - 0,2; 5 - 0,5; 6 - 1.

Приблизленно время инверсии дроссельных температурных аномалий можно оценить из соотношения (для $\varepsilon_n \cong 2\varepsilon_w$)

$$t_{in} \cong \pi_0^2 \frac{c_w q_w - 2c_n q_n}{(c_n q_n)^2} \quad (1.14)$$

При $c_n = 0.8$; $c_w = 1.2$, если $q_w \leq 1.33q_n$, нефть с самого начала будет разогреваться сильнее воды, инверсии не будет.

Если $q_w/q_n \leq 1.33 + 3.6q_n$ ($m^2/сут$), t_{in} будет 5 часов. Например, если $q_n = 1 m^2/сут$, то для $1.3 m^2/сут < q_w \leq 5 m^2/сут$ инверсия температурных аномалий произойдет в течение 5 часов с начала дросселирования пласта, для $q_w > 5 m^2/сут$ инверсия произойдет позже.

Явление инверсии температурной аномалии в интервалах притока нефти и воды может быть использовано при термических исследованиях для выделения интервалов нефтеводоприток в скважине.

1.3.4. Тепловое поле при компрессировании с учетом оттока жидкости.

Как было указано выше, при компрессировании скважины возможен первоначальный отток жидкости из ствола скважины в перфорированные пласты. В таких случаях начальное температурное поле пласта при притоке жидкости после прорыва воздуха будет нарушено.

Рассмотрим упрощенную модель теплового поля в однородном пористом пласте при опробовании скважины компрессором при следующих допущениях:

- до пуска компрессора в стволе скважины выше кровли пласта температура убывает линейно с глубиной, например, со средним геотермическим градиентом Γ ;

- отток жидкости в пласт соответствует мгновенному переходу столба жидкости высотой H из скважины в пласт;

- изменением температура при оттоке жидкости в пласт за счет адиабатического сжатия и дросселирования пренебрегаем.

Тогда нарушение теплового поля пласта вследствие оттока жидкости приближенно можно описать линейной функцией

$$\varphi(r) = T_{\Gamma} - \Delta T_0 \frac{r_H - r}{r_H - r_0} \gamma(r \leq r_H)$$

где T_{Γ} – естественная температура пласта;

ΔT_0 – величина аномалии против пласта к концу оттока жидкости;

r_H – глубина нарушения теплового поля пласта;

r_0 – радиус скважины;

$$r_H = r_0 \sqrt{H / ch} \cong r_0 \sqrt{\Delta T_0 / c \Gamma h}, \quad \Delta T_0 \cong \Gamma H$$

γ – единичная функция Хевисайда,

$$\gamma(x) = \begin{cases} 1, & \text{если } x - \text{верно} \\ 0, & \text{если } x - \text{неверно} \end{cases}$$

После начала дренирования жидкости профиль температуры $\varphi(r)$ выносится из пласта в скважину со скоростью конвективного переноса тепла. Тогда "добавочное" (к дроссельному полю (1.13)) температурное поле можно описать зависимостью

$$\Delta T_H = -\Delta T_0 \frac{r_H - r_t^*}{r_H - r_0} \gamma(r_t^* \leq r_H) \quad (1.15)$$

где r_t^* – радиус термозондирования, расстояние в пласте, откуда в момент времени t приходит температурный сигнал в скважину.

ΔT_H в скважине суммируется с дроссельным температурным полем.

Рисунок 5 иллюстрирует вклад ΔT_n в температурное поле на забое скважины при различных r_n и конвективном параметре $q^* = \frac{C}{\pi_0^2} q = 13.3 \text{ час}^{-1}$.

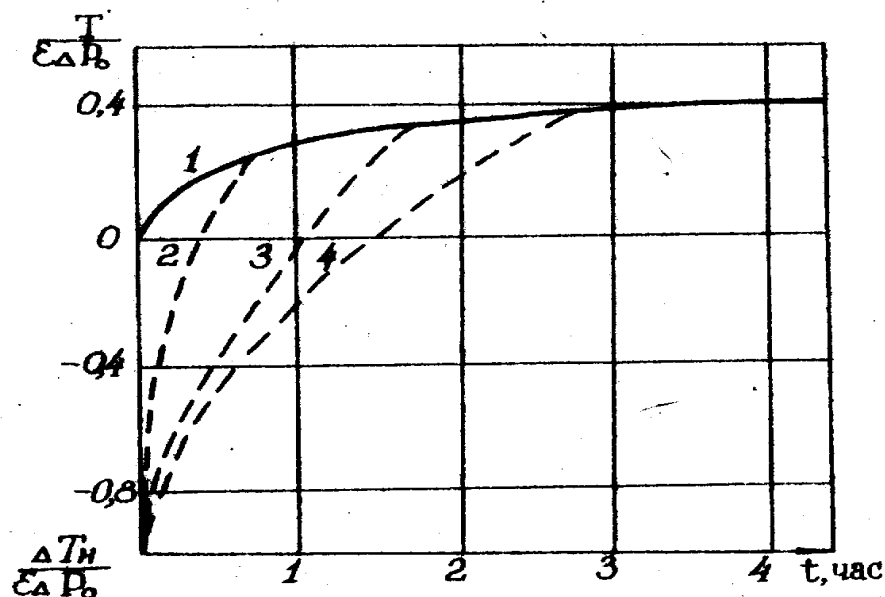


Рис. 5. Изменение забойной температуры после пуска скважины компрессором в зависимости от времени.

$$\frac{C_{ж}}{C_{н}} = 2 \quad q = q / \pi^2 r_0^2 = 13.3 \text{ час}^{-1}, \quad \frac{R_{к}}{r_0} = 100$$

для различных r_n / r_0

Как видно из рисунка, наличие первоначального оттока жидкости в пласт приводит к существенному увеличению темпа изменения забойной температуры в начальные моменты притока. Это необходимо учитывать при интерпретации как кривых изменения забойной температуры во времени, так и термограмм по стволу скважины.

На рис.6 представлена кривая изменения давления (КИД) и температуры (КИТ) против пласта при компрессировании скважины 6611 (Башкирия). В результате увеличения забойного давления в течение 30 минут после начала компрессирования наблюдается уход жидкости в пласт, что приводит к снижению температуры против паста на величину $\Delta T_0 = -0.63^\circ \text{C}$.

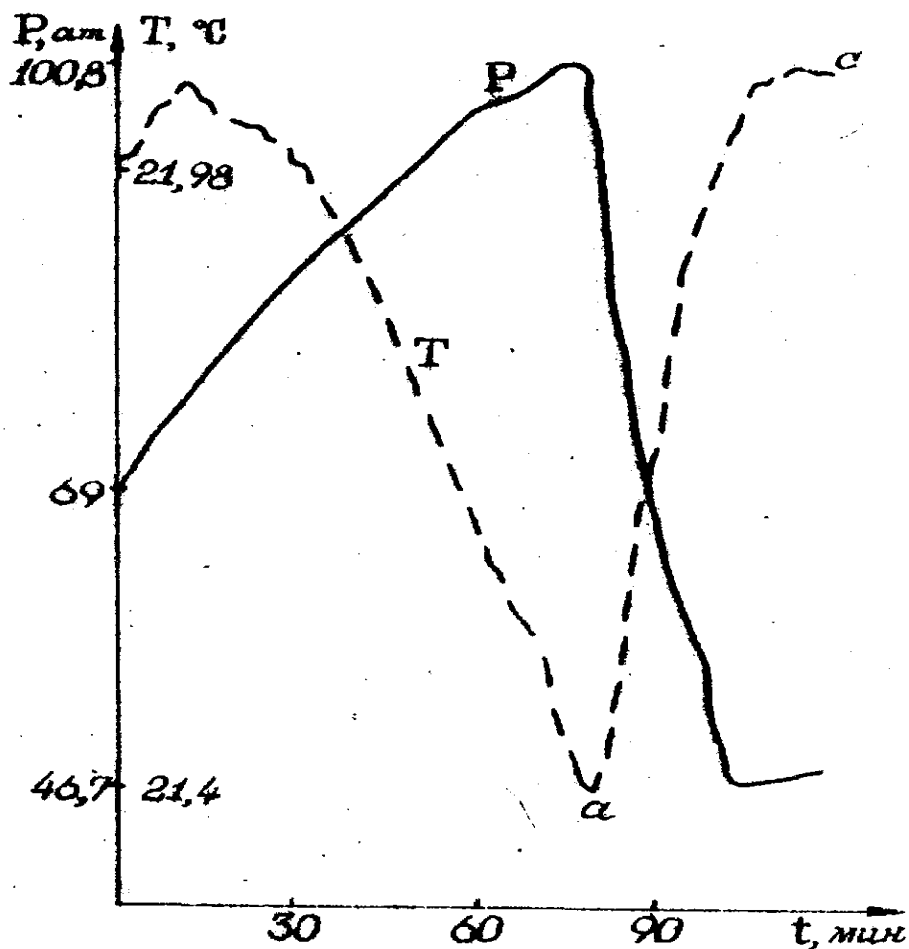


Рис.6. Кривые изменения температуры и давления в скважине № 66II.

В начальный период наблюдается повышение температуры на 0.07°C , обусловленное адиабатическим сжатием. В процессе прорыва закачиваемого воздуха через НКТ начинается приток жидкости из пласта. Температура против пласта возрастает, но практически все изменение температуры обусловлено выносом нарушенного поглощением жидкости температурного поля $\varphi(r)$. Вклад дросселирования мал, наблюдается очень слабый приток жидкости из пласта. К концу исследований против пласта устанавливается практически начальная невозмущенная температура. Надо отметить, что без регистрации всей КИТ участок **а-с** можно было бы ошибочно интерпретировать как дроссельное тепловое поле.

1.3.5. Дроссельное температурное поле в нестационарном поле давления.

При компрессировании скважины забойное давление меняется со временем. Прорыв закачиваемого воздуха сопровождается плавным уменьшением забойного давления (рис.2 и 6). Приток жидкости из пласта происходит практически в нестационарном поле давления. Поэтому, если подходить строго, то пользоваться выражением (1.13) для расчета изменений дроссельного теплового поля за весь период притока жидкости из пласта нельзя. Приведем приближенную формулу для расчета теоретического распределения КИТ для известного распределения забойного давления $P_{заб}(t) \leq P_{пл}$:

$$T(r_0, t) = -\eta^* \varphi(t) + \frac{\varepsilon + \eta}{2 \ln R} \sum_{i=0}^{n-1} \bar{\varphi}_i n \frac{r_0^2 + S(t_n) - S(t_i)}{r_0^2 + S(t_n) - S(t_{i+1})} \quad (1.16)$$

$$\text{где } S(t_n) - S(t_i) = 2C \frac{k}{\mu \ln R} \sum_{j=1}^{n-1} \bar{\varphi}_j [t_{j+1} - t_j], \quad \eta^* = \eta P$$

Выражение (1.16) получено для модели течения несжимаемой жидкости в жестком пласте. $R = \frac{R_k}{r_0}$ – относительный радиус воронки депрессии; $\varphi(t)$ – текущая депрессия ($\varphi(t) \geq 0$); интервал времени $[0, t]$ разбит на n частей, $\varphi(t) = \varphi(t_n)$ – текущая депрессия; $\bar{\varphi}_i^*$ – среднее значение депрессии в интервале $[t_i, t_{i+1}]$. Для режима постоянной депрессии $\varphi(t) = \Delta P_0 = const$ из (1.16) следует (1.12) и (1.13).

Для малых времен, характерных освоению скважин, за R_k нужно использовать радиус влияния скважины $R_k = \sqrt{r_0^2 + \pi \kappa t}$, где κ – пьезопроводность пласта.

1.3.6. Температурные эффекты при притоке из пласта газированной нефти.

При компрессорном освоении нефтяных скважин возможно снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, в результате чего может произойти разгазирование нефти в пласте и в призабойной зоне будет наблюдаться многофазная фильтрация нефтеводогазовой смеси. Формирование температурных полей в таких условиях практически не изучено. Рассмотрим несколько простых моделей, иллюстрирующие основные особенности температурных полей в пластах.

Известно, что дросселирование жидкости приводит к разогреву, а газов – к охлаждению. Очевидно, суммарный эффект от дросселирования нефтегазовой смеси будет зависеть от весовой доли свободного газа в потоке. Следуя за Лапуком Б.Б. [18], оценим величину максимально возможной температурной аномалии при притоке из пласта смеси нефти и газа. Пусть в единицу времени на забой из пласта поступают газ массой m_G и нефть массой m_H с температурами T_G и T_H . В результате их смешения устанавливается результирующая температура смеси

$$T_{см} = \frac{m_G C_G T_G + m_H C_H T_H}{m_G C_G + m_H C_H},$$

где C_G и C_H – удельная теплоемкость газа и нефти при постоянном давлении.

Далее, пусть $T_G \cong \varepsilon_G \Delta P$, $T_H \cong \varepsilon_H \Delta P$, $m_G \cong \rho_G Q_G$, $m_H \cong \rho_H Q_H$.

Тогда $T_{см} = \varepsilon^* \Delta P$; $\varepsilon^* = \frac{\varepsilon_H \rho_H C_H Q_H + \varepsilon_G \rho_G C_G Q_G}{\rho_H C_H Q_H + \rho_G C_G Q_G}$, где

ρ_H , ρ_G , Q_H , Q_G – плотность и объемный расход нефти и газа при забойных условиях. По определению эксплуатационный газовый фактор

$\Gamma = \frac{Q_{гат}}{Q_{нат}}$, где $Q_{гат}$, $Q_{нат}$ – приведенные к нормальным условиям дебит

газа (свободного и растворенного) и нефти.

$$Q_{гат} = Q_{гсв} + Q_{грат} = \frac{Q_z \rho_z}{\rho_{zo}} + SP Q_{но}$$

$\Gamma = \frac{Q_z}{Q_n} \frac{\rho_z}{\rho_{zo}} \beta_n(\rho) + SP$, $\beta_n = \frac{\rho_{но}}{\rho_n}$ – объемный коэффициент нефти,

S – коэффициент растворимости газа в нефти.

Тогда эффективный коэффициент Джоуля–Томсона нефтегазовой смеси

$$\varepsilon^* = \frac{(\Gamma - SP) \frac{\rho_{zo}}{\beta_n} C_z \varepsilon_z + \rho_n C_n \varepsilon_n}{\rho} \quad (1.17)$$

где $(\Gamma - SP)$ – имеет смысл расходного газового фактора пласта. Отрицательная установившаяся температурная аномалия при дросселировании нефтегазовой смеси $\varepsilon^* \leq 0$ возможна для газового фактора больше инверсного

$$\Gamma_{in} = SP + \frac{\rho_{no} C_n \varepsilon_n}{\rho_{zo} C_z |\varepsilon_z|} \quad (1.18)$$

Если $P = 0$ (весь газ выделяется в пласте)

$$\Gamma_{in}^c = \frac{\rho_{no} C_n \varepsilon_n}{\rho_{zo} C_z |\varepsilon_z|}$$

Если $\rho_o = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_o = 1 \text{ кг/м}^3$, $C_n = 2 \text{ кДж/кгК}$,

$C_z = 3 \text{ кДж/кгК}$, $\varepsilon_n = 0,4 \text{ К/МПа}$, $\varepsilon_z = -4 \text{ К/МПа}$, то $\Gamma_{in} = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для $S = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ Па}$ при $P_{заб} = 20 \text{ атм}$ $\Delta \Gamma = SP = 30 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Эта модель не учитывает температурный эффект разгазирования и применима лишь для установившихся температурных полей (когда через постоянную воронку депрессии прошло несколько поровых объемов нефти и газа).

Если учесть, что в начальные моменты дренирования пласта из-за большей подвижности в скважину поступает газ, прошедший в пласте большую часть воронки депрессии, чем нефть, и если учесть дополнительное охлаждение при разгазировании нефти, отрицательная температурная аномалия возможна и при меньших значениях газового фактора, чем следует из (1.18).

Кроме того, при притоке из пласта нефтегазовой смеси следует ожидать и малые (вплоть до отсутствия) температурные аномалии из-за взаимной компенсации температурных эффектов при дросселировании нефти и газа.

1.3.7. Восстановление температуры в пласте после остановки компрессора.

После выключения компрессора за счет продолжающегося притока флюида из пласта забойное давление возрастает. Изменение температуры в этот период обусловлено выносом из пласта сформировавшегося при компрессировании профиля температуры и проявлением термодинамических эффектов в фильтрационном потоке в нестационарном поле давления.

Для компрессорного опробования более реальны ситуации, когда за время дренирования пласта до остановки скважины не произошло полной стабилизации дроссельного теплового поля, т.е. $T(r_0, t) < \varepsilon \Delta P$.

Приближенный расчет восстановления температуры в скважине можно провести на основании следующей формулы, полученной для модели "несжимаемой жидкости в жестком пласте" [8].

$$\frac{T(r_0, t)}{\varepsilon \Delta P} = e^{-\alpha t} - \frac{1 + \alpha^*}{2 \ln R} \ln \frac{R^2}{1 + \lambda + a} \gamma(\lambda \leq R^2 - 1 - a) + (1 + \alpha^*) \{ \lambda - (1 + \lambda) \ln(1 + \lambda) + 2 \lambda \ln R \} / 2 B \ln R$$

Здесь $B = \frac{q^*}{\alpha}$, $q^* = \frac{Cq}{\pi r_0^2}$, $a = q^* t_0$, $b = B(1 - e^{-a})$, α^* - неопознанный в

оригинале параметр (может быть α , a или что-то еще),

$$\lambda = b\gamma(b \leq R^2 - 1) + (R^2 - 1)\gamma(b > R^2 - 1),$$

t_0 - время дренирования пласта до остановки,

q - удельный дебит из пласта при дренировании,

r_0 - радиус скважины,

$$\alpha = 2\pi \frac{Kh}{\mu} \frac{\rho g}{S \ln R}, \quad B = C \frac{S}{\pi r^2} \frac{\Delta P}{\rho g h},$$

S - сечение потока жидкости в стволе скважины.

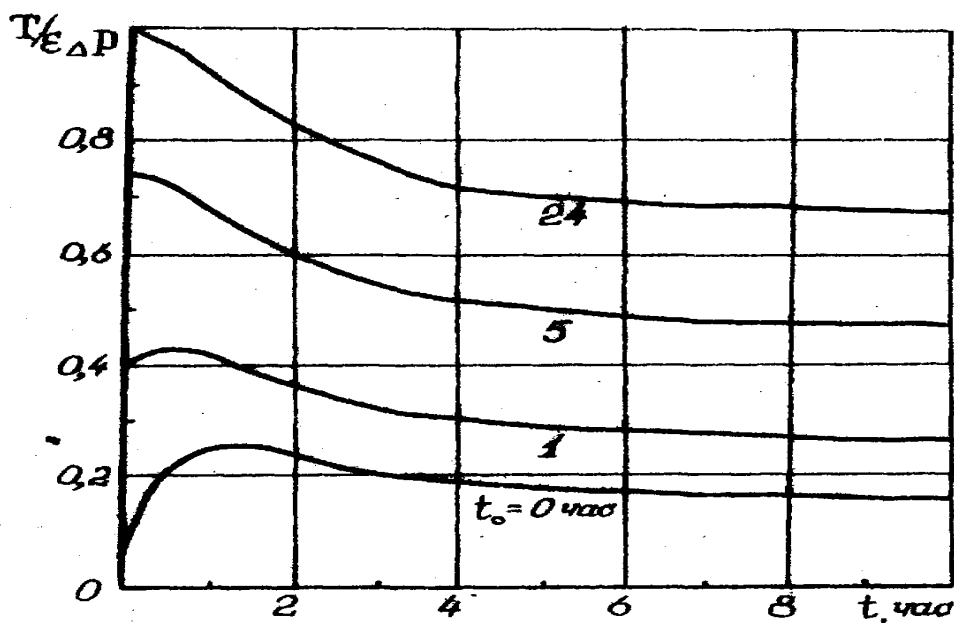


Рис. 7. Расчетные кривые восстановления температуры для различных времен предварительной эксплуатации t_0 при $\alpha = 0,01 \text{ мин}^{-1}$, $q^* = 0,1 \text{ мин}^{-1}$, $R = 10$.

На рис.7 приведены в качестве иллюстрации результаты расчетов по этой формуле. Как видно из рисунка, КВТ имеют особенность, заключающуюся в некотором повышении температуры на забое скважины после прекращения компрессирования. Например, для $t = 1$ час (кривая 2) в течение 30 минут после остановки скважины температура повышается на 10%, только затем начинается спад температуры.

Объясняется это тем, что до остановки скважины забойная температура

росла со временем, и та порция жидкости, которая поступает в скважину в первые моменты после ее остановки, в прежнем режиме имела бы температуру выше забойной в момент остановки. Поэтому и после остановки скважины вследствие медленного повышения забойного давления температура в течение некоторого времени продолжает расти: пласт как бы не сразу "чувствует" прекращение отбора из скважины. Этот эффект особенно заметен для малых времен отбора.

Чем медленнее восстанавливается уровень, тем больше изменение, температуры. Наблюдается также зависимость от R_k – радиуса зоны, в которой локализован основной перепад давления. Если со временем забойное давление стремится к пластовому, температура восстанавливается до величины остаточного разогрева, которая зависит от размеров зоны дренирования, темпа изменения уровня и др. Дальнейшее восстановление до пластовой температуры происходит путем теплопроводности в течение длительного времени.

1.4. Температурное поле в стволе скважины.

Регистрируемое по стволу скважины распределение температуры определяется первоначальным тепловым полем скважины, характером изменения давления в скважине и формируется под влиянием множества термогидродинамических факторов. Рассмотрим особенности температурного поля скважины, исходя из режимов, в которых пребывает скважина в процессе компрессорного освоения.

1.4.1. В простаивающей скважине.

Интерпретация термограмм, зарегистрированных при компрессировании скважины, основана на сравнении их с фоновой, снятой до пуска компрессора в работу. Температурное поле в длительное время простаивающей скважине определяется естественным тепловым полем Земли, обусловленным глубинными источниками тепла и характеризуется в скважине геотермическим градиентом Γ , представляющим скорость изменения температуры с глубиной. При постоянном тепловом потоке Q зависит от теплопроводности пород.

Геотермический градиент для i -го пласта можно вычислить $\Gamma_i = \frac{\Delta T_i}{\Delta Z_i}$, измерив

перепад температуры ΔT_i на отрезке глубины ΔZ_i . Геотермическое распределение температуры в длительное время простаивающей после бурения и обсадки скважине может быть зафиксировано до работы компрессора по всему стволу скважины.

Приведем для примера средние значения геотермических градиентов по некоторым нефтяным месторождениям.

В Башкирии максимальными значениями градиента (до $0.1K/м$) выделяются углистые отложения (могут служить температурными реперами). Низкие значения $0.014K/м$ характерны для песчаников. Аргиллитам соответствуют значения от 0.024 до $0.048K/м$, известнякам – $0.017K/м$.

На Узеньском месторождении по данным [11] $\Gamma_{\max} = 0.066K/м$ имеют толщи, представленные глинами майкопской свиты. Наименьшими значениями обладают верхнемеловые карбонатные толщи ($0.023 - 0.029K/м$). Отложения, представляющие переслаивания глин, песчаников и алевролитов имеют градиенты в пределах $0.03 - 0.041K/м$.

Для Самотлорского месторождения можно отметить средние градиенты для глинистых отложений $0.04 - 0.049K/м$ и пород, представленных чередующимися прослоями песков, песчаников, алевролитов $0.03 - 0.038K/м$.

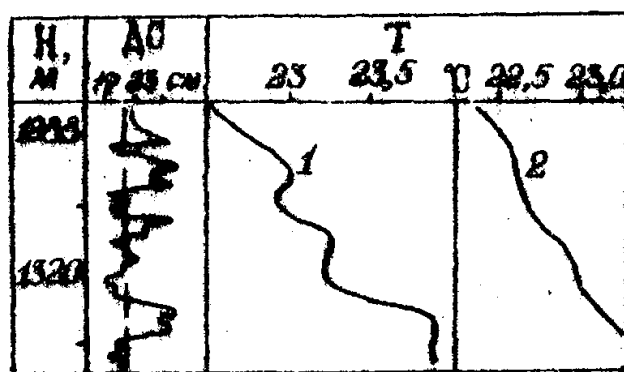
Ромашкинское месторождение характеризуется умеренными значениями геотермических градиентов. Карбонатные породы девонского каменноугольного возраста имеют $\Gamma = 0.032K/м$.

Отклонение температурного поля в скважине от геотермического может быть обусловлено следующими факторами:

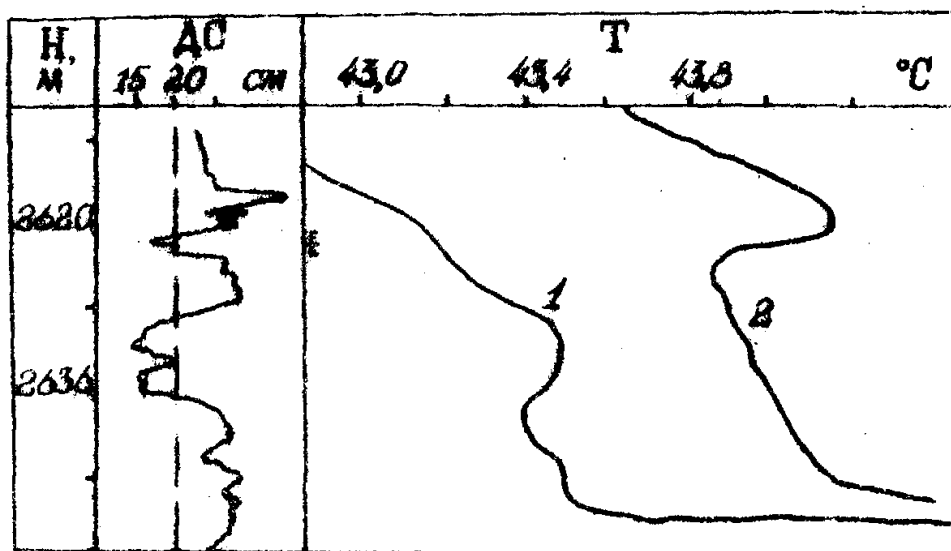
- нарушение теплового поля Земли бурением скважины;
- тепловыделение при цементировании заколонного пространства;
- промывка скважины и другие работы (предварительное освоение без геофизических исследований), связанные с движением жидкости в скважине;
- межпластовые заколонные перетоки;
- тепловыделение при перфорации.

Для восстановления температурного поля, нарушенного бурением, требуется от 10 дней до нескольких месяцев [20]. Учитывая высокие скорости проходки скважины, а также специфику бурения эксплуатационных скважин (кустовое бурение), влиянием процесса бурения на температурное поле в осваиваемой скважине можно пренебречь.

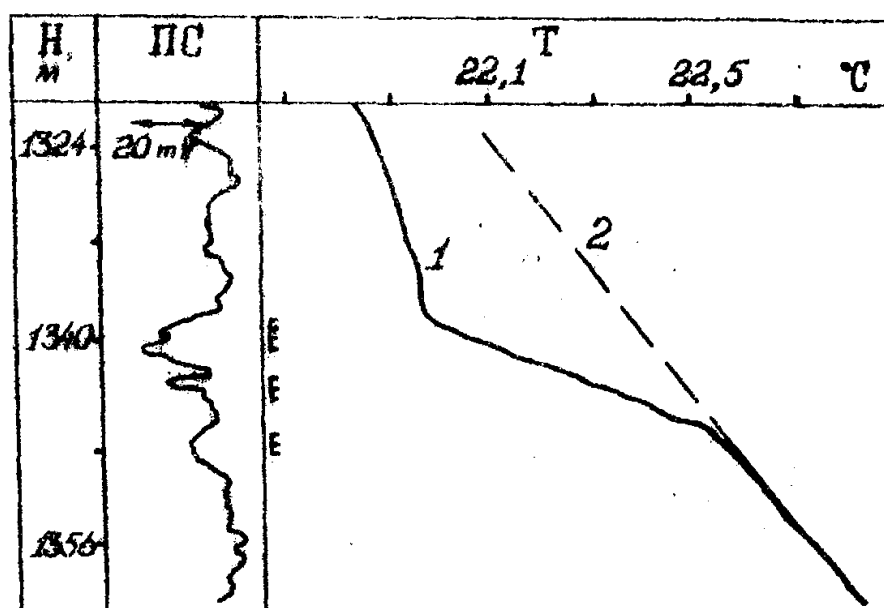
Тепловыделение, обусловленное формированием цементного камня за обсадной колонной, сопровождается общим ростом температуры в интервале цементирования на несколько градусов. При этом положительные аномалии температуры коррелируют с интервалами каверн в разрезе скважины. Указанные аномалии могут регистрироваться высокочувствительными термометрами в течение месяца и более, это следует иметь в виду при анализе термограмм.



a)



b)



b)

Рис.8. Термограммы зарегистрированные при исследованиях по работы компрессора (пояснения в тексте).

На рис.8а температурные аномалии на кривой 1 связаны с тепловыделением в цементе (бурение закончено 28.07.81, а термограмма снята 14.08.81). На кривой 2, зарегистрированной 04.11.81, произошло полное расформирование аномалии от цемента.

Степень и длительность сохранения нарушения температурного поля в скважине промывкой, спуском в скважину приборов и т.д. зависит от длительности и интенсивности воздействия. Ориентировочно можно считать, что время расформирования температурного поля, обусловленного технологическим нарушением, превышает в 2-3 раза длительность воздействия.

На рис.8б термограмма 1 зарегистрирована через 8 часов после промывки. Сравнивая с кривой 2, снятой через 12 часов, можно говорить о том, что аномалия против проницаемых пластов связана с влиянием промывки скважины и различным характером восстановления температуры пород в исследуемом интервале. Влияние промывки сказывается и на температуре призабойной части скважины.

В процессе разработки месторождений повсеместно наблюдается нарушение гидродинамического равновесия в пластах-коллекторах. Отбор и нагнетание жидкости приводит к возникновению высоконапорных либо низконапорных пластов. Отсутствие равновесия между пластами создает благоприятные условия для возникновения перетоков между ними.

Аномалия на температурной кривой 1 на рис.8в связана с существованием заколонной циркуляции без выхода в колонну (пласт – источник перетока на рисунке не приведен). Термограмма 2 зарегистрирована после проведения изоляционных работ, существенно отличается от кривой 1 и представляет собой нормальный тип фоновой кривой, близкой к геотермической.

При перфорации колонны происходит выделение тепла, что приводит к появлению аномалии температуры в интервале вскрытия. Амплитуда аномалии может достигать нескольких градусов и постепенно уменьшается вследствие теплообмена с окружающими породами. Пик аномалии в отсутствии движения жидкости в скважине приходится на середину пласта.

На рис.9 показан фоновый замер температуры в скв.4028 перед перфорацией колонны, на котором отмечается небольшое повышение температуры в интервале 1320-1340 м, обусловленное тепловыделением в цементе. Остаточная аномалия связана с наличием каверн в этом интервале. Замер температуры, произведенный через 1 час после перфорации ПКС-80, фиксирует аномалию температуры величиной около 9°C. Пик аномалии приходится на середину пласта, а сама аномалия (отклонение от геотермы) имеет симметричную форму.

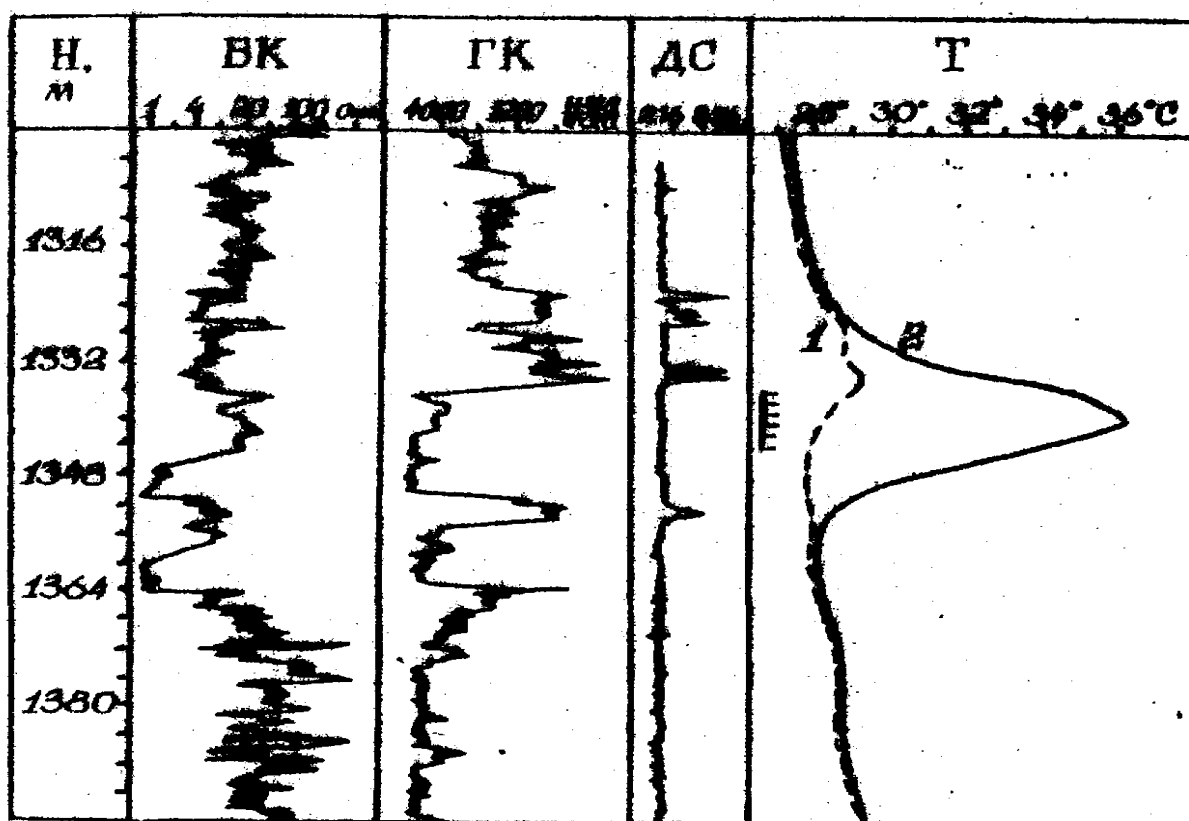


Рис.9. Термограммы, зарегистрированные до (1) и после (2) перфорации скважины.

1.4.2. В режиме нагнетания жидкости.

Как было отмечено выше, скважину после включения компрессора в течение некоторого времени условно можно рассматривать как нагнетательную. В этот период выше перфорированных пластов наблюдается практически параллельное смещение фоновой температурной кривой вниз по глубине. Для случая линейного начального распределения температуры понижение температуры по всей глубине до интервалов поглощения (величина смещения кривой) со временем описывается приближенной зависимостью

$$\Delta T(t) \approx k(t) \Gamma v t \quad (1.19)$$

где Γ - средний градиент температуры в исследуемом интервале глубин;

v - линейная скорость потока;

t - время;

$k(t)$ - коэффициент, учитывающий влияние теплообмена.

Для турбулентного потока

$$k(t) \approx \frac{1}{x} \left\{ 2\sqrt{\frac{x}{\pi}} + e^x \operatorname{erfc} \sqrt{x} - 1 \right\} \quad \text{или для } x \ll 1 \quad k(t) = 1 - 2\sqrt{x/\pi}, \quad \text{где}$$

$$x = \alpha^2 F_0, \quad \alpha = 2 \frac{C_n \rho_n}{C_{ж} \rho_{ж}}, \quad F_0 = \frac{a_n t}{R^2}.$$

Для малых времен порядка 30 мин $K(t) > 0.85$, поэтому при приближенных оценках без учета теплообмена между нисходящим в скважине потоком жидкости и окружающими породами можно положить $K(t) = 1$.

Формула (1.19) справедлива для интервалов смещения фоновой термограммы, близкой к линейной.

Если отток жидкости происходит только в один перфорированный пласт, понижение температуры против него за время оттока описывается зависимостью (1.19), где $vt = \frac{V(t)}{S}$. (1.20)

где $V(t)$ – количество поглощенной пластом жидкости;

S – сечение потока в стволе скважины.

Выражение (1.19) с учетом (1.20) можно использовать для оценки объема поглощенной пластом жидкости по величине снижения температуры против поглощающего пласта. Для получения схематической термограммы вблизи двух поглощающих пластов рассмотрим простую модель.

Пусть в скважине вскрыты два тонких пласта на расстоянии H друг от друга. С началом нагнетания жидкости верхний пласт поглощает Q_1 количество жидкости в единицу времени. При этом нижний пласт пусть не принимает в течение времени t_1 . В стволе скважины для $t < t_1$ происходит движение жидкости с линейной скоростью v_1 . Начальное распределение температуры в стволе скважины линейное $T_0 + \Gamma z$ со средним градиентом температуры Γ . К моменту времени t_1 температура против верхнего пласта, если пренебречь теплообменом с окружающими породами при условии малости t_1 , понизится на $\Gamma v_1 t_1$. С момента $t = t_1$ начинает принимать и нижний пласт. При приемистости нижнего пласта Q_2 скорость потока между пластами будет v_2 , а выше верхнего пласта станет $v_1 + v_2$. Распределение температуры между пластами для $t > t_1$ можно представить в виде

$$T(z, t) = \begin{cases} T_0 + \Gamma z - \Gamma v_1 \tau; & z > v_2 \tau \\ T_0 + \Gamma z - \Gamma v_1 \tau_1 - \Gamma(v_1 + v_2)\tau + \Gamma \frac{v_1}{v_2} z; & z < v_2 \tau \end{cases}$$

Здесь $\tau = t - t_1$, $z > v_2 \tau$ - соответствует распределению температуры перед температурным фронтом. В этой области еще не сказывается влияние поглощения в верхнем пласте и наблюдается смещение начального распределения температуры вниз. Градиент температуры по глубине между пластами

$$\frac{dT}{dz} = \begin{cases} \Gamma(1 + \frac{Q_1}{Q_2}); z < v_2 \tau \\ \infty; z = v_2 \tau \\ \Gamma; z > v_2 \tau \end{cases}.$$

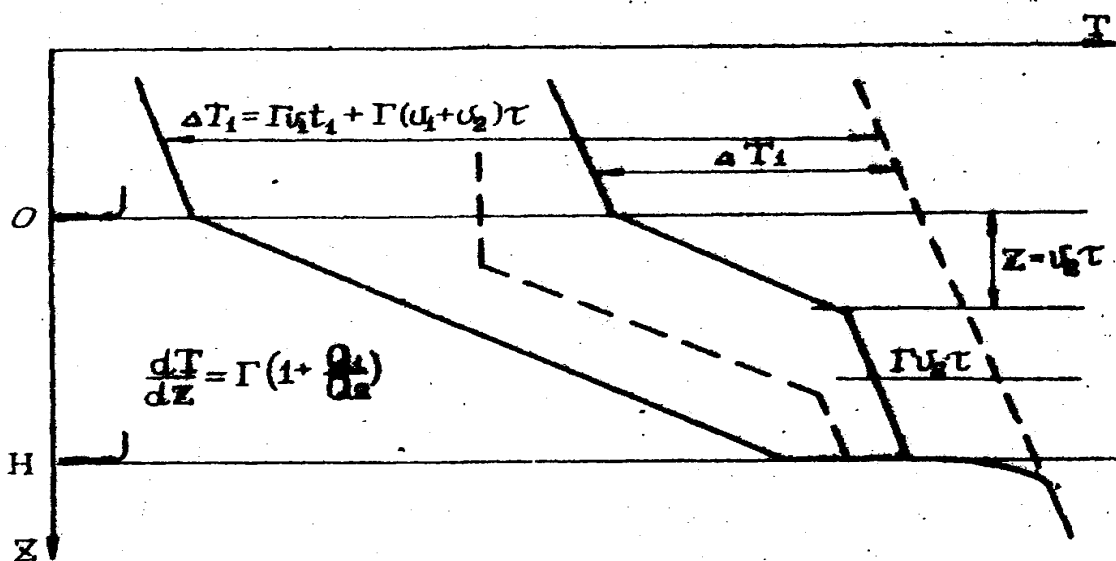


Рис. 10. Распределение температуры между пластами в начальный период нагнетания.

На рис.10 приведены схематические распределения температуры в скважине в начальный период нагнетания. Результаты верны и $t_1 = 0$.

Видно, что для $t_1 \neq 0$ (т.е. если нижний пласт начинает поглощать позже верхнего) между пластами будет наблюдаться излом термограммы в течение $\tau < H < v_2$. Наклон термограммы в области $z < v_2 \tau$ зависит от соотношения приемистостей пластов Q_1/Q_2 и остается постоянным для неизменного Q_1/Q_2 . Отрыв этого участка от подошвы верхнего и смещение его вниз возможно при стабилизации температуры против верхнего пласта. Возможное распределение температуры при этом на рис.10 нанесено пунктиром. Скачкообразное изменение градиента температуры между пластами, т.о. может наблюдаться в

начальные моменты нагнетания жидкости. Они являются своего рода ложными температурными аномалиями, осложняющими интерпретацию термограмм. Для выявления таких аномалий необходимо регистрировать по крайней мере две термограммы в этом интервале в период нагнетания.

По величине температурных аномалий против принимающих пластов ΔT_1 и ΔT_2 можно оценивать приемистость пластов, точнее, количество поглощенной пластами жидкости $Q_1(t)$ и $Q_2(t)$ к данному моменту времени. Для $t_1=0$ и $\tau < H/v_2$ они могут быть оценены по формулам:

$$Q_1(t) \cong \frac{S}{F} (\Delta T_1 - \Delta T_2); \quad Q_2(t) = \frac{S}{F} \Delta T_2$$

1.4.3. В режиме отбора жидкости.

В режиме отбора жидкости из пласта в распределении температуры в стволе скважины выше пластов можно выделить две зоны; первая - на расстоянии $z \geq z_\phi = v_n t$ от пласта, куда еще не дошел фронт вышедшей из пласта жидкости и вторая - заполнена вышедшей из пласта за время t жидкостью.

Первая зона характеризуется смещением распределения температуры, существовавшего в скважине перед началом притока, во второй сказывается влияние температуры притекающей из пласта жидкости.

Для иллюстрации сказанного рассмотрим упрощенную модель при следующих предположениях:

- к концу оттока распределение температуры в стволе линейное со средним градиентом температуры по глубине Γ_{cp} ;
- нарушенное оттоком жидкости температурное поле пласта локализовано в области $r_0 \leq r \leq r_n$

$$f(r) = \Delta T \frac{r - r_n}{r_n - r_0}$$

ΔT_n - отрицательная температурная аномалия против пласта к концу оттока жидкости;

- в результате снижения давления после прорыва воздуха через НКТ из пласта осуществляется стационарная однофазная фильтрация жидкости, сопровождаемая повышением температуры за счет дросселирования.

Тогда изменение температуры притекающей из пласта жидкости описывается зависимостью

$$T(r_0, t) = -\Delta T_n \frac{r_n - r_1}{r_n - r_0} \gamma(r_t \leq r_n) + \varepsilon \Delta P \ln \frac{r_t / r_0}{\ln R} \gamma(r_t \leq R_k)$$

где
$$r_t^2 = r_0^2 + \frac{C_{ж} q t}{\pi C_{\Pi}}; \quad R = \frac{R_k}{r_0},$$

q – удельный приток; ε – коэффициент Джоуля-Томсона жидкости; ΔP – величина депрессии на пласт; $C_{ж}, C_{\Pi}$ – объемная теплоемкость жидкости и насыщенного жидкостью пласта; $\gamma(x)$ – единичная функция Хевисайда.

Теоретические кривые распределения температуры в стволе скважины с учетом теплообмена между потоком и окружающими породами можно рассчитать по формулам:

а) для первой зоны, $z > v_{\Pi} t$

$$T(z, t) = T_0 - \Gamma_{cp} z + \frac{C_{ж} \rho Q \Gamma}{\lambda k} \left\{ 1 - \exp \left(- \frac{k \lambda t}{\pi r_0^2 C_{ж} \rho} \right) \right\}$$

б) для второй зоны

$$T(z, t) = T_0 - \Gamma_{cp} z + \frac{C_{ж} \rho Q \Gamma}{\lambda k} \left\{ 1 - \exp \left(- \frac{k \lambda z}{C_{ж} \rho Q} \right) \right\} + \exp \left(- \frac{k \lambda z}{C_{ж} \rho Q} \right) T \left(r_0, t - \frac{z}{v_{\Pi}} \right);$$

Здесь
$$k = \frac{2\pi}{\ln \left(1 + \sqrt{\pi a_{\Pi} t r_0^2} \right)};$$

λ, a_{Π} – теплопроводность и температуропроводность окружающих скважину горных пород; $C_{ж}, \rho$ – удельная теплоемкость и плотность жидкости; Q – дебит; T_0 – начальная температура на уровне кровли пласта.

На рис.11 представлены расчетные температурные кривые после начала отбора с дебитом $Q = 20 \text{ м}^3 / \text{сут}$. Пунктирные кривые рассчитаны без учета оттока жидкости в пласт, т.е. когда $\Delta T_n = 0$, сплошные кривые с учетом оттока для $\Delta T_n = -0,5 \text{ К}$. Термограмма 1 – фоновая до пуска компрессора, $\Gamma_{cp} = 0,03 \text{ К/м}$. Кривые 2, 3, 4 – соответствуют временам 0.5, 1 и 2 часа после начала отбора.

Особенностью в распределении температуры здесь является наличие излома, перемещающегося со скоростью потока. Изменение градиента температуры объясняется продвижением температурного фронта вышедшей из пласта жидкости. Выше этой границы в первой зоне наблюдается смещение вверх начального распределения температуры.

В случае $\Delta T_n = 0$ (оттока не было) излом обусловлен изменением температуры в результате дросселирования жидкости в пласте и за счет

нивелирующего влияния теплоотдачи отмечается слабо. Предварительный отток жидкости в пласт сильно изменяет температурную аномалию, т.к. вынос из пласта поглощенной жидкости обуславливает более высокий темп изменения температуры притекающей жидкости.

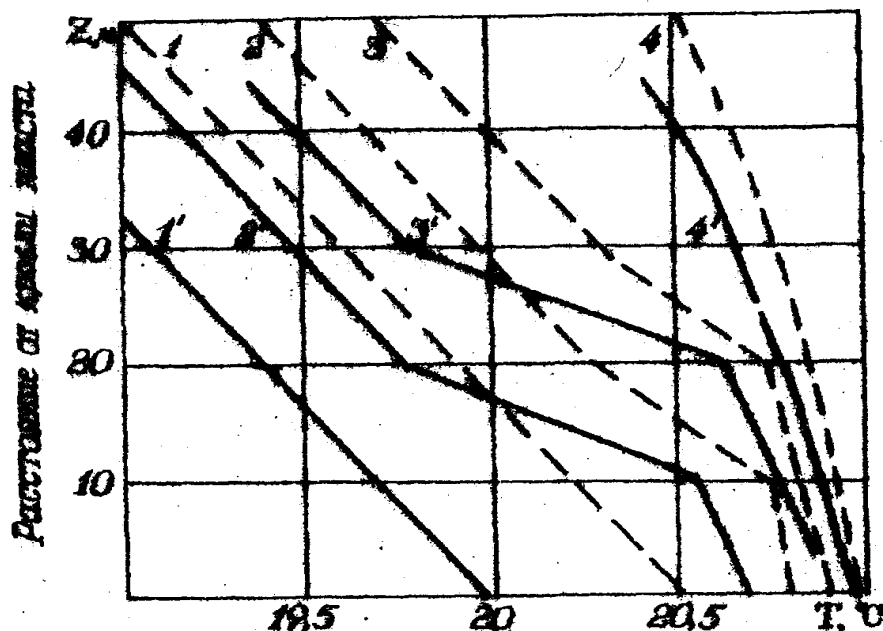


Рис. II. Характер установления температурного поля в стволе скважины после пуска с дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут.}$

--- без учета поглощения жидкости пластом,
 $\Delta T_{\text{н}} = 0$;

— с учетом предварительного поглощения,
 $\Delta T_{\text{н}} = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$;

2 — через 30 мин ; 3 — через 1 час ; 4 — через 2 часа ;

I — начальное распределение температуры ;

I' — распределение температуры (геотерма) сразу после поглощения жидкости.

После выхода из пласта поглощенного объекта жидкости и стабилизации температуры на забое наблюдается выравнивание температурных кривых вблизи кровли отдающего пласта.

1.4.4. Эффект немгновенности регистрарции.

Одной из особенностей условий измерений при компрессировании скважины является сильная нестационарность теплового поля. Очевидно, что истинная мгновенная картина распределения температуры вдоль ствола скважины может быть получена лишь при бесконечной скорости движения термометра. Конечная скорость движения термометра и сильная нестационарность

температурного поля приводят к искажению регистрируемой термограммы вследствие проявления так называемого эффекта немгновенности регистрации. Эффект немгновенности регистрации или временной эффект записи проявляется прежде всего в искажении градиента температуры. Реально регистрируемая температурная кривая представляет собой функцию температуры от глубины z и времени t . С учетом конечной скорости движения термометра (эффекта немгновенности регистрации) эта функция имеет вид

$$T(z) = T_c \left(z, \tau_1 + \frac{z}{v_1} \right) \quad (1.21)$$

где T_c - температура в скважине, τ_1 - момент времени от начала закачки до начала движения термометра.

Практические измерения показывают, что в интервале, не охваченном влиянием температуры потока жидкости, закачиваемой сверху или вышедшей из пласта, для времен $\tau < z/v_{\Pi}$ зависимость (1.21) с достаточной точностью описывается линейной функцией глубин. Считая в этом случае, что поправка к геотермическому распределению, обусловленная теплообменом, пренебрежимо мала, выражение (1.21) можно записать в виде

$$T_c(z) = T_0 + \Gamma z - \Gamma v_{\Pi} \left(\tau_1 + \frac{z}{v_T} \right) + (T_0 - \Gamma v \tau_1) + \Gamma \left(1 - \frac{v_{\Pi}}{v_T} \right) z \quad (1.22)$$

Отсюда видно, что регистрируемый градиент температуры зависит от соотношения скоростей потока и термометра как

$$\Gamma_{II} = \Gamma \left(1 - \frac{v_{\Pi}}{v_T} \right) \quad (1.23)$$

в случае отбора жидкости знак "-" заменяется на "+".

В общем случае степень искажения регистрируемого градиента определяется направлением и скоростью движения термометра (v_T) и скоростью изменения температуры в скважине. При переменной скорости потока $v_{\Pi}(t)$ и градиент температуры будет меняться во времени $\Gamma_{II}(t)$. Зарегистрированная термограмма содержит информацию об истории изменения температуры в данном интервале глубин за время прохождения его термометром. При переменной скорости изменения температуры в интервале исследования на термограммах могут отмечаться скачкообразные изменения градиента температуры по глубине, которые, как правило, при повторной регистрации термограмм не повторяются. Это своего рода ложные температурные аномалии.

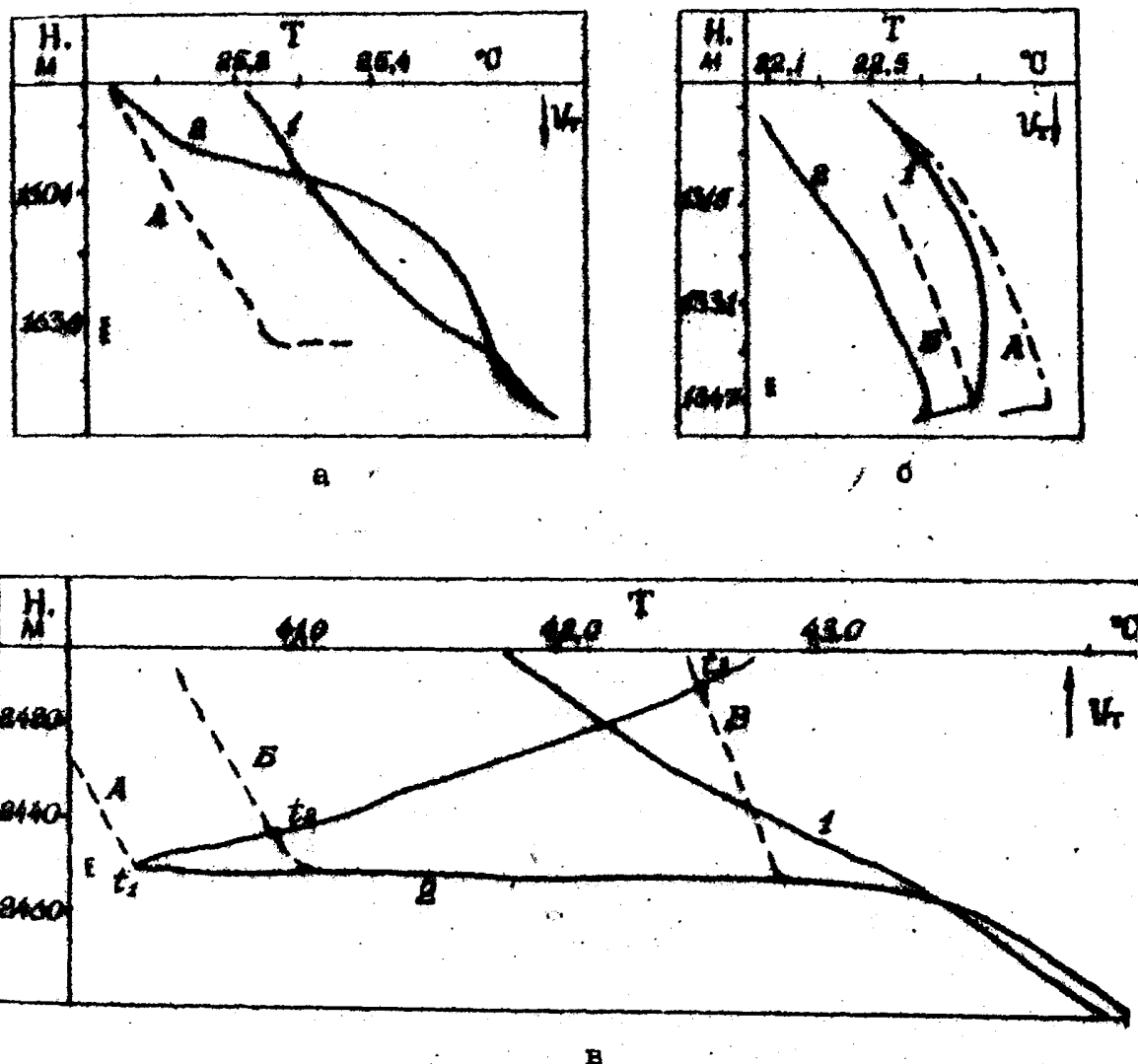


Рис.12. Влияние нестационарности температурного поля в скважине на термограммы, регистрируемые в процессе освоения и опробования;
 а — после пуска скважины; б — — после отключения компрессора; в — при отборе после быстрого поглощения жидкости,
 U_T — направление движения термометра.

На рис.12 приведены примеры по скважинам, которые хорошо поясняют природу образования аномалий, связанных с немгновенностью регистрации.

Случай а. На термограмме 2, зарегистрированной сразу после начала отбора, наблюдается как влияние нестационарности температурного поля, так и продвижение "температурного фронта" вышедшей из пласта жидкости. Кривая А соответствует термограмме, которую можно было зарегистрировать при бесконечно большой скорости движения термометра перед началом притока жидкости из пласта.

Случай б. Термограмма I зарегистрирована при возрастании давления в скважине после отключения компрессора. Термограмма А характеризует мгновенную картину в исследуемом интервале в начале записи, Б - в конце записи.

Случай в. Термограммы: I - до работы компрессора; 2 - после быстрого поглощения и отключения компрессора. Заметим, что термограмма 2 зарегистрирована при подъеме термометра, пикообразная аномалия связана в данном случае с нестационарностью температуры в интервале исследований при конечной скорости записи термометра $v_T = 200 \text{ м/час}$. Термограммы А, Б и В характеризуют мгновенные температурные картины при подъеме термометра в соответствующие моменты времени t_1, t_2 и t_3 .

Эффект немгновенности регистрации следует принимать во внимание при интерпретации термограмм, записанных в начальные моменты нагнетания и отбора жидкости. При благоприятных условиях этот эффект можно использовать для оценки расхода жидкости в скважине в соответствии с выражением (1.23).

1.4.5. Эффект калориметрического смешивания в интервалах притока.

В стволе скважины в интервалах притока поступающий из пластов флюид смешивается с восходящим потоком. Предполагается, что при этом происходит интенсивный теплообмен между потоками. Результирующая после смешения температура зависит от температуры, весового расхода и теплоемкости потоков:

$$T_{рез} = \frac{C_1 G_1 T_1 + C_2 G_2 T_2}{C_1 G + C_2 G_2}$$

Ясно, что если температуры смешивающихся потоков совпадают, температурная аномалия отсутствует.

В самом нижнем отдающем интервале при равномерном притоке по всей толщине пласта однородной жидкости распределение температуры должно описываться прямой с наклоном в $G/2$ к оси глубин независимо от величины температурной аномалии дросселирования.

В интервалах верхних отдающих пластов величина температурной аномалий калориметрического смешивания, определенная как разность температур в скважине после и до смешивания, может быть как положительной, так и отрицательной.

Положительная аномалия калориметрического смешивания свидетельствует о том, что температура поступающего из пласта флюида выше температуры восходящего потока.

В случае, когда из верхних перфорированных пластов поступает жидкость с большей плотностью, чем из нижних пластов, в стволе скважины между пластами наблюдаются характерные затяжки температурной аномалии вниз, обусловленные конвективным перемешиванием (см.рис.13).

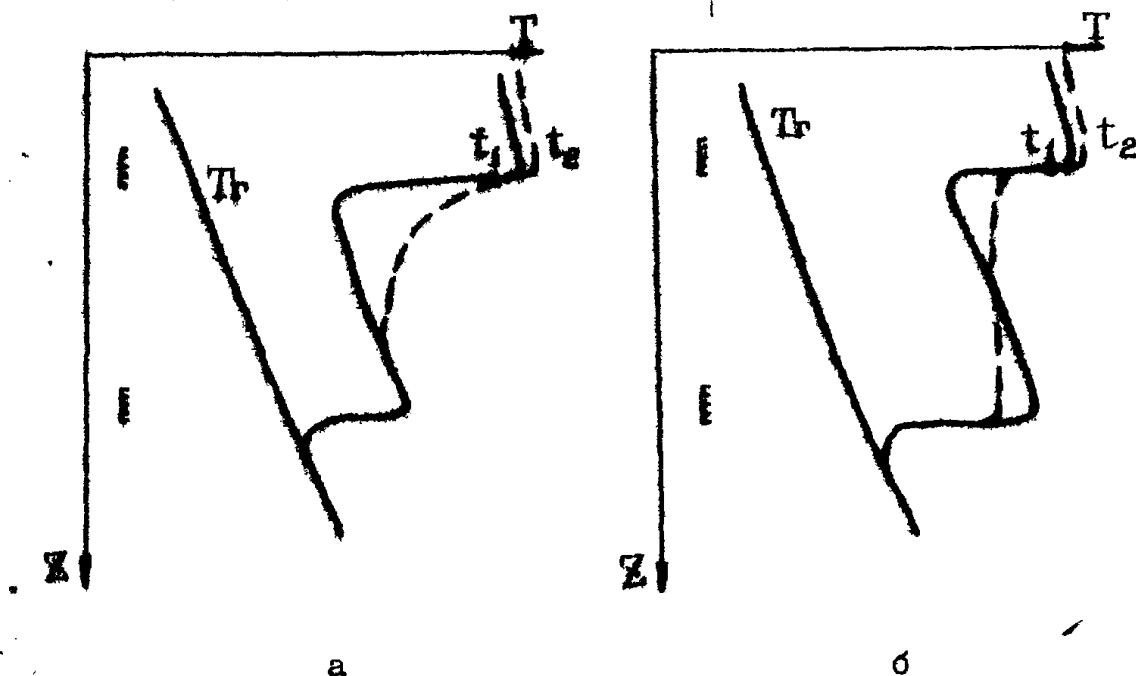


Рис. 13. Влияние конвективного перемешивания на распределение температуры между работающими пластами (схематические кривые в различные моменты времени t_1 и t_2 после пуска скважины, T_r - фоновая кривая).

Температурные аномалии, обусловленные эффектом калориметрического смешивания несут полезную информацию для выявления работающих пластов, оценки характера притока, выявления негерметичностей колонны и заколонных перетоков.

1.4.6. Вклад различных факторов в распределение температуры вблизи интервалов притоков.

Рассмотрим вклад основных физических процессов в распределение температуры в зумпфе скважины и вблизи кровли в стволе скважины в условиях компрессорного освоения.

В зумпфе скважины при отсутствии осложнений находится столб застойной воды. При работе компрессора "нормальное" изменение температуры связано

прежде всего с изменением давления. При быстрых изменениях давления наблюдается эффект адиабатического сжатия и расширения, что приводит к почти параллельному смещению первоначального распределения температуры в зумпфе вправо (при повышении давления) и влево (например, после прорыва закачиваемого воздуха в НКТ и резкого снижения забойного давления) в пределах $\Delta T_{\eta}(t) \approx \bar{\eta}_g \Delta P(t)$. После прекращения воздействия наблюдается восстановление начального распределения за счет теплообмена с окружающими породами в соответствии с зависимостью

$$\Delta T = \Delta T_{\eta} \left(1 - e^{-r^2/4at} \right).$$

В непосредственной близости от подошвы нижнего перфорированного интервала сказывается влияние теплоотдачи от работающего пласта в подстилающие породы.

Для малых времен эксплуатации скважины распределение температуры в подстилающих пласт породах зависит в основном от времени эксплуатации скважины t и температуропроводности пород. Отклонение температуры от начальной ΔT можно подсчитать по формуле

$$\Delta T = \Delta T_0 \operatorname{erfc} \left(\frac{z}{2\sqrt{at}} \right) \quad (1.24)$$

Здесь ΔT_0 – величина температурной аномалии в подошве пласта; z – расстояние от подошвы пласта до точки наблюдения в зумпфе.

Точку выхода на геотерму или распространение фронта теплового возмущения от работающего пласта в зумпфа можно оценить по формуле $z = 4\sqrt{at}$, полученной из (1.24).

Для среднего значения $a = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{час}$ и времен $t < 10 \text{ часов}$ даже с учетом стальной колонны зона влияния пласта в зумпфе при компрессировании скважины локализуется на расстоянии порядка 0.5 – 1 м от подошвы пласта.

Чрезмерная затянутость температурной аномалия и немонотонность распределения температуры могут быть связаны с заколонным перетоком.

Кроме теплопроводности в подстилавших пласт породах на распределение температуры в зумпфе скважины сильное влияние может оказать конвекция в жидкости. Она может возникнуть, когда плотность поступающей из пласта жидкости выше плотности жидкости в зумпфе (гравитационная конвекция) или когда в перфорированном пласте наблюдается значительное снижение температуры, по сравнению с температурой в зумпфе (термогравитационная конвекция). При этом происходит постепенное замещение жидкости в зумпфе пластовой водой. Скорость изменения температуры в зумпфе будет выше, чем в случае кондуктивной теплопередачи от пласта и, соответственно,

нарушение теплового поля в зумпфе может за короткое время опробования пласта распространиться на большие расстояния. Теоретически этот вопрос не изучен, на рис.14 приведены результаты экспериментальных работ на модели зумпфа скважины.

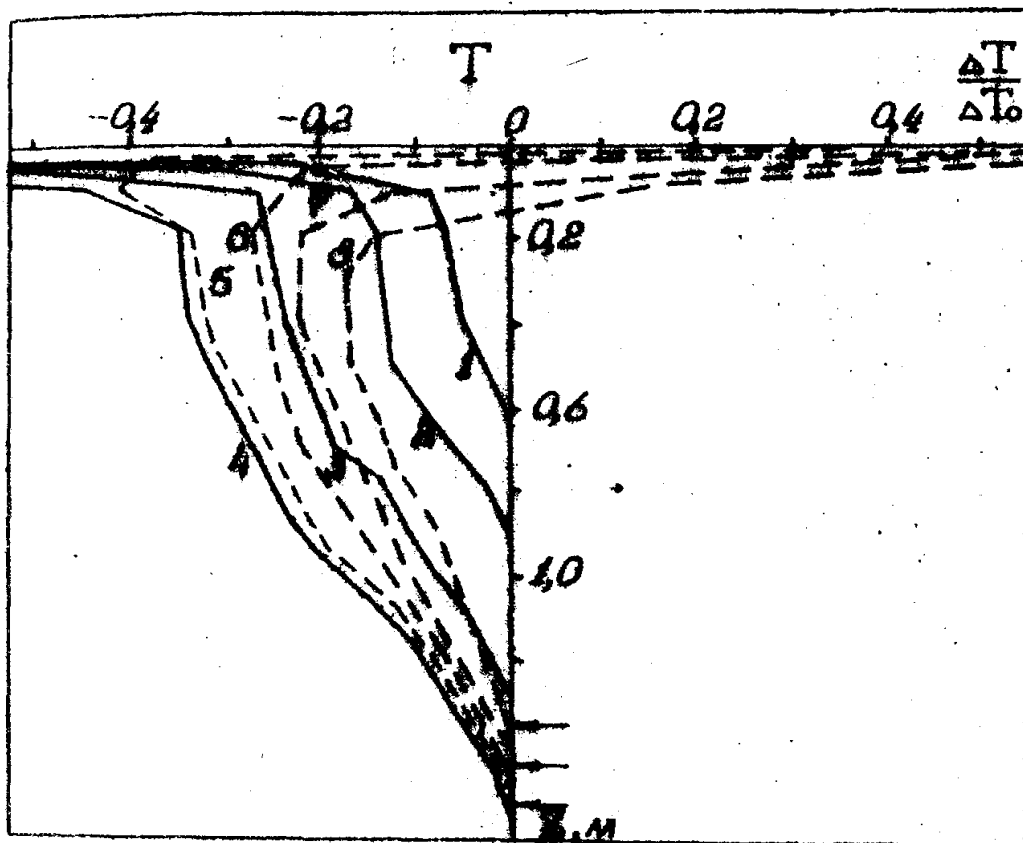


Рис. 14. Распределение температуры в зумпфе модельной скважины. Кривые 1,2,3,4 через 1, 35, 65 и 120 минут после начала снижения температуры в пласте (режим нагнетания). Кривые 5,6,7,8 через 5, 35, 120, 240 мин. после увеличения температуры в пласте (режим отбора).

Температурные кривые, представленные на рисунке, зарегистрированы при моделировании условий, соответствующих режиму нагнетания.

Поглощение жидкости пластом ведет к снижению температуры пласта, что

в свою очередь, вследствие зависимости плотности жидкости от температуры $\rho = f(T)$ приводит к возрастанию плотности. Из-за изменения плотности жидкости возникает термогравитационная конвекция, что нарушает первоначальное температурное поле в зумпфе. На рисунке температурные кривые 1, 2, 3, 4 зарегистрированы через 15, 35, 65 и 120 минут после начале нагнетания.

Смещение зоны нарушения во времени (до 2 м за 120 мин) обусловлено конвекцией.

Влияние гравитационной конвекции на температурное поле может часто проявляться также в случае промывки или заполнения ствола пресной водой (или водой низкой минерализации) перед исследованиями, когда из пласта притекает более минерализованная вода.

На рис.14 также приведены температурные кривые при моделировании условий перехода от режима нагнетания к отбору (5) и при последующем отборе жидкости (6, 7 и 8) соответственно через 35, 120 и 240 минут после начала отбора. Из анализа кривых в зумпфе видно, что здесь происходит расформирование нарушенного конвекцией температурного поля, причем расформирование (восстановление) в соответствии с законами кондуктивного теплообмена.

Выше кровли пласта распределение температуры при притоке жидкости из пласта зависит от: скорости потока, его структуры, состава, свойств окружающих скважину пород, состояния цемента и т.д. При притоке из пласта нефтегазовой смеси основными факторами, влияющими на распределение температуры в стволе скважины, являются теплообмен между потоком и окружающими породами, расход и термодинамические эффекты в самом потоке.

Разработано несколько математических моделей теплового поля в стволе скважины для случая нефтегазового потока, которые учитывают конвективный перенос тепла, теплообмен с окружающими породами, температурные эффекты разгазирования нефти, расширения фаз по мере подъема по стволу скважины, трения.

В случае, когда температура поступающего из пласта флюида выше геотермической, градиент температуры вблизи кровли пласта всегда положительный, растет с уменьшением дебита и с увеличением температурной аномалии на уровне кровли.

Если температура поступающего из пласта флюида ниже температуры пород, расчеты показывают, что при малых расходах (до 0,1 кг/с) основное влияние на распределение температуры оказывает теплообмен с окружающими породами – выше кровли пласта наблюдается отрицательный градиент

температуры, температура потока с уменьшением глубины возрастает (до пересечения с геотермой). Если отрицательная температурная аномалия была обусловлена поступлением из пласта холодной жидкости, эта закономерность не зависит от дебита, с увеличением дебита лишь уменьшается абсолютная величина градиента. Если же отрицательная температурная аномалия в пласте была обусловлена поступлением нефтегазовой смеси с увеличением дебита вклад теплообмена уменьшается и, за счет эффектов разгазирования и расширения газовой фазы, может наблюдаться и положительный градиент температуры. Несмотря на то, что температура смеси на кровле пласта ниже температуры пород, по мере подъема температура потока будет падать.

Для примера на рис.15 приведены расчетные термограммы в стволе скважины для пузырькового режима течения нефтегазовой смеси.

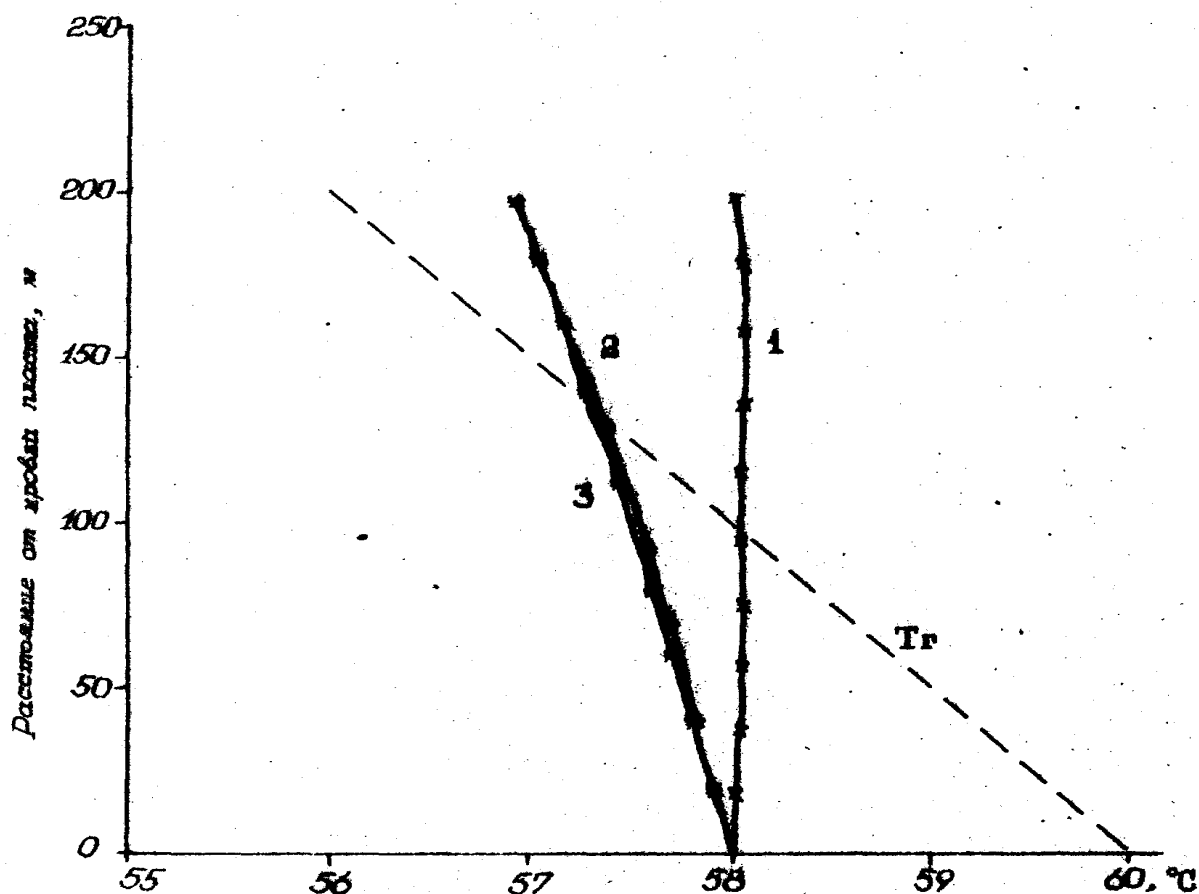


Рис.15. Расчетные термограммы в стволе скважины для нефтегазового потока с массовым расходом 90 т/сут.

Шифр кривых: T_g – геотерма; 1 – только с учетом теплообмена; 2, 3 – дополнительно учитывается эффект разгазирования и расширения.

1.4.7. Температурные аномалии вблизи приема (низа) насосно-компрессорных труб (НКТ).

На практике часто встречаются случаи, когда прием НКТ попадает в интервал исследований. Различные направления движения потоков жидкости в межтрубном пространстве, обсадной колонне и НКТ в процессе освоения приводят к возникновению различных по величине и знаку температурных аномалий в этом интервале. Поэтому рассмотрим возможные температурные аномалии в этой области на различных этапах компрессорного освоения.

Предположим, что после спуска НКТ в скважину прошло достаточно времени для установления теплового равновесия и термометр по всему стволу скважины регистрирует нормальное линейное распределение температуры, что наблюдается в скважине до включения компрессора в работу. С началом нагнетания воздуха в межтрубное пространство уровень жидкости здесь понижается, в НКТ повышается и возможен отток части жидкости из ствола скважины в пласт. Таким образом нисходящий в межтрубье поток жидкости раздваивается на приеме НКТ: часть продолжает с меньшей линейной скоростью двигаться вниз в перфорированные поглощающие пласты, а часть - внутри НКТ поднимается вверх.

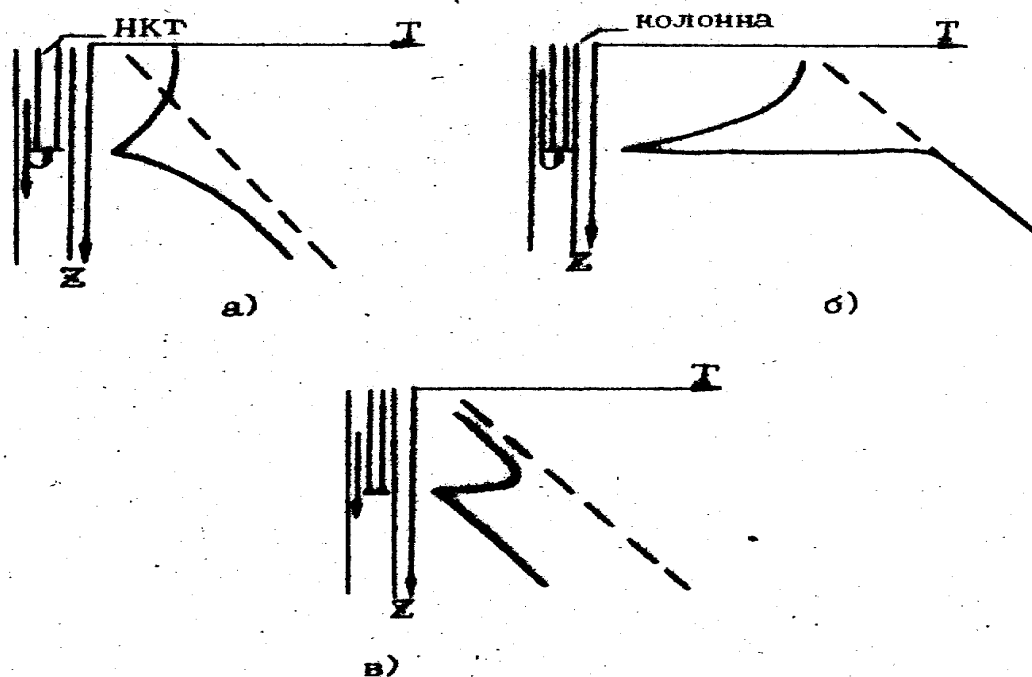


Рис. 16. Схематическое распределение температуры вблизи приема НКТ при работе компрессора в режиме нагнетания.

При этом вблизи приема НКТ возникает температурная аномалия, которая схематически изображена на рис.16. Кривая а соответствует случаю, когда в процессе повышения забойного давления часть жидкости поглощается пластами, а часть поднимается по НКТ. Кривая б иллюстрирует случай, когда поглощение пластами практически отсутствует, а кривая в – когда пласты поглощают интенсивно, а в НКТ жидкость практически не поступает.

После прорыва закачиваемого воздуха и начала дренирования флюида из пластов прием НКТ можно рассматривать как место уменьшения диаметра ствола (здесь увеличивается линейная скорость потока) и аэрирования потока закачиваемым воздухом. Причинами изменения температуры в этом интервале могут быть изменение структуры потока, режима течения, радиальный градиент температуры в стволе скважины и изменение условия теплообмена с окружающими породами. Следовательно, температурные аномалии на приеме НКТ в этот период так же возможны, но они обычно нестабильны и малы по абсолютной величине.

После выключения компрессора и стравливания воздуха из междурбья прием НКТ на термограммах практически не отмечается. Небольшие температурные аномалии могут быть вызваны радиальным градиентом температуры в стволе скважины, когда при переходе приема НКТ датчик термометра меняет расстояние от стенки скважины.

Температурные аномалии, возникающие на приеме НКТ при компрессировании скважины, обычно используют для привязки диаграмм по глубине, выявления глубины приема НКТ. Они же при близком расположении НКТ от исследуемых пластов могут осложнить интерпретацию термограмм.

1.4.8. Температурное поле в стволе скважины после выключения компрессора.

После дренирования пласта и выключения компрессора в течение некоторого времени продолжается приток жидкости из пластов. Депрессия на пласты падает. Если при повышении забойного давления не происходят изменения фазового состояния потока флюида из пласта, температурная аномалия против пластов падает. К концу притока против пластов сохраняются температурные аномалии, дальнейшее их расформирование происходит в течение длительного времени за счет кондуктивного восстановления.

На рис.17 приведена термограмма скв.483 после ее компрессирования. Видно, что температура постепенно стремится к первоначальной. Через 20 часов наблюдается практически первоначальный градиент температуры, но полного восстановления температуры еще не происходит.

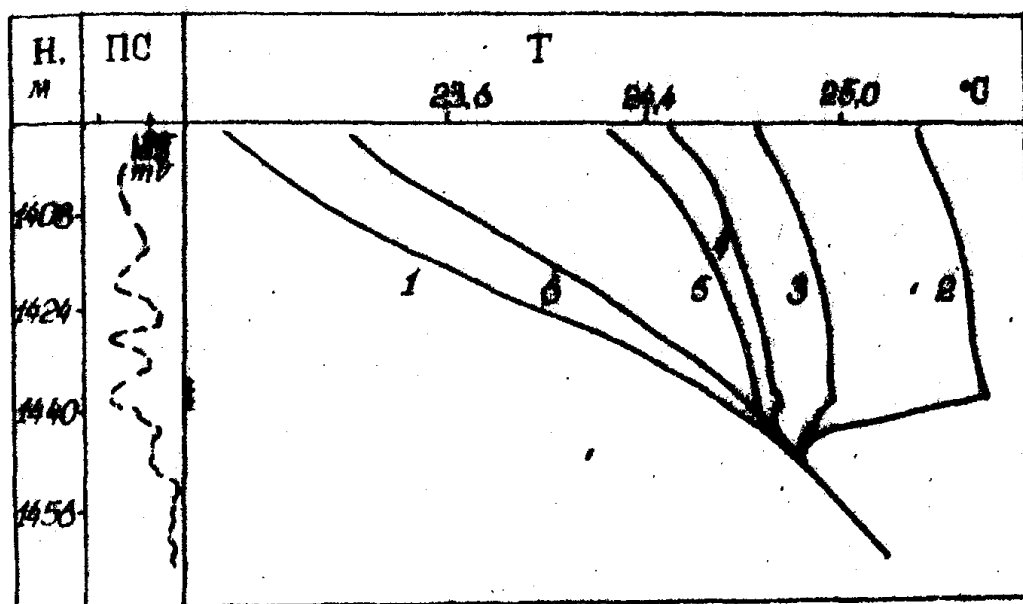


Рис. 17. Температурные кривые в скважине после прекращения работы компрессора.

Если при компрессировании скважины забойное давление было ниже давления насыщения нефти газом, согласно п.1.3.6 температурная аномалия против пласта может быть отрицательной. После выключения компрессора забойное давление может превысить давление насыщения. При этом поток флюида из пласта становится однофазным, забойная температура повышается. Против отдающих пластов может наблюдаться инверсия температурной аномалии.

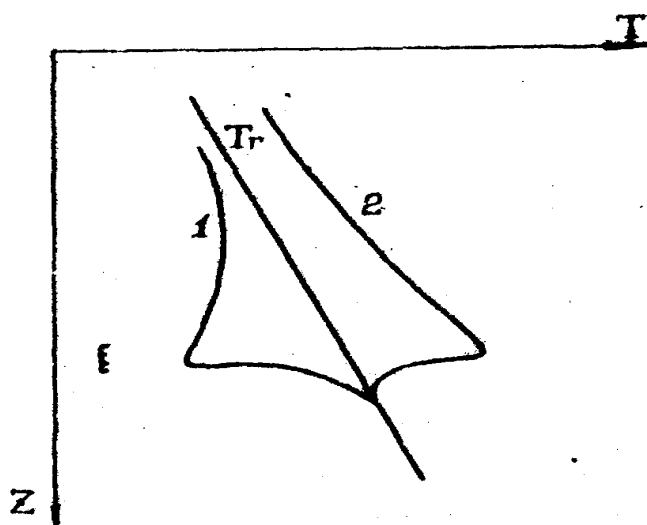


Рис. 18. Схематические температурные кривые при изменении забойного давления от $P_{заб.} < P_{нас.}$: (1) до $P_{заб.} > P_{нас.}$: (2), T_r - фоновая кривая.

На рис.18 приведены схематические температурные кривые, поясняющие такой характер изменения температуры в пласте. В период конвективного восстановления температура в скважине меняется интенсивно, поэтому на зарегистрированных термограммах может сказываться эффект немгновенности регистрации термограмм (см. рис.12б).

Если же отрицательная температурная аномалия против пластов была обусловлена поступлением охлажденной жидкости (обводненный пласт), после выключения компрессора с уменьшением депрессии должно наблюдаться дальнейшее понижение забойной температуры, т.к. уменьшается вклад разогрева, обусловленного дросселированием.

Поскольку падает линейная скорость потока жидкости в стволе скважины, в этот период на распределение температуры в скважине заметное влияние оказывают процессы в заколонном пространстве скважины (перетоки жидкости, движение охлажденных вод и т.д.).

При восстановлении уровня забойное давление может превысить давление в некоторых пластах, это приводит к появлению внутриколонных межпластовых перетоков.

2. ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН, ОСВАИВАЕМЫХ КОМПРЕССОРОМ.

2.1. Общие положения.

Технология (методика) исследований скважин определяется обычно арсеналом измерительных средств (методов), имеющихся на вооружении геофизических партий и конкретными задачами, которые необходимо решать в той или иной ситуации. Исходным при этом должно быть получение максимума информации при минимуме затрат средств и времени.

Конкретность в постановке задачи геологическими службами, достоверность и полнота информации о проведенных на скважине работах, предшествующих исследованиям, наличие комплекса геофизических методов и выполнение методических условий предопределяет эффективность решения поставленных задач. Но заказчиком (добывающими и буровыми предприятиями, службами КРС) должна ставиться перед геофизиками только задача, а геофизики, в зависимости от поставленной задачи, сами определяют технологию и методы исследования скважин.

Как правило, после бурения и обсадки исследованию подлежат все скважины, давшие при освоении нефть с водой или воду при нефтенасыщенности пласта по электрокаротажу. Часто исследуются пласты для проверки геофизических характеристик при насыщенности пласта нефтью с водой или только водой. При опробовании разведочных скважин надо исследовать и скважины, давшие безводную нефть, поскольку необходимы сведения о принадлежности этой нефти испытываемому пласту.

Следует так же помнить, что геофизические материалы, полученные в период освоения и опробования скважины, могут оказаться единственными на длительный период ее эксплуатации и значительно облегчат диагностику скважины при последующих геофизических исследованиях. Скважины, обводнившиеся в процессе эксплуатации, исследуются для ориентации ремонтно-изоляционных работ. После проведения последних рекомендуется проводить геофизические измерения для оценки качества выполненных работ.

Исходя из физических основ термометрии, а также из информативности метода в различные периоды работы скважины (компрессора) при освоении (см.п.п. 1.3 и 1.4), для уменьшения затрат средств и времени на исследования методики решения нефтепромысловых задач базируются на существующей технологии компрессорного освоения скважины. Такой подход к методике исследований позволяет наиболее полно использовать особенности и достоинства переходных процессов, возникающих в скважине и пласте в период освоения, для получения геофизической информации.

2.2. Выбор интервала исследований.

Интервал исследований обычно выбирается из их назначения. При этом различают общие или поисковые и детальные исследования.

Общие исследования проводят, как правило, по стволу от динамического (статического) уровня до продуктивных горизонтов. Регистрацию осуществляют в масштабе глубин 1:500, записи температуры 0.1° С/см.

Детальные исследования осуществляются в интервалах продуктивных горизонтов и возможных заколонных перетоков, в также в интервалах температурных аномалий, отмеченных при поисковых исследованиях. Производят детальные исследования в масштабе глубин 1:200, масштаб записи температуры 0.05° С/см или 0.02° С/см выбирается, как правило, опытным путем в зависимости от конкретных условий. Рекомендуется регистрировать термограммы с дублированием вторым каналом гальванометра 1:5.

Исследования скважин при их освоении проводят скважинной аппаратурой, пропускаемой через насосно-компрессорные трубы. При этом низ НКТ должен быть на 20 м выше интервала детальных исследований, включая и неперфорированные водоносные пласты – потенциально возможные источники обводнения. Невыполнение этого условия (перепуск НКТ ниже перфорированных интервалов, или же чрезмерная близость к ним) резко снижает эффективность исследований термометрии и других методов, связано это с наличием движения жидкости в трубах и за ними в процессе освоения и возникновением здесь значительных температурных аномалий (см. п.1.4.6), которые могут маскировать процессы, происходящие в интересующих нас интервалах.

В общем случае глубина спуска НКТ рассчитывается и определяется типом компрессора и должна обеспечивать прорыв воздуха через НКТ и излив жидкости из скважины на поверхность.

2.3. Регламентирование измерений в скважине.

Соблюдение регламента измерений позволяет наиболее полно использовать особенности переходных режимов скважины для обеспечения информативности геофизических методов при решении следующих задач:

- выделение работающих перфорированных пластов;
- определение нефте-водопритоков в скважину;
- оценка гидродинамических параметров пласта и расхода жидкости в скважине;
- определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины;

- выявление межпластовых заколонных и внутриколонных перетоков;
- оценка характера насыщенности пластов.

При комплексном подходе к решению нефтепромысловых задач основной упор в вопросах исследований и интерпретации результатов в работе сделан на термометрию, поскольку интерпретация данных расходомерии, методов состава и т.п. существенно не зависят от режима работы скважины (в смысле стационарного и нестационарного режима) и основные подходы к методике исследований и интерпретации достаточно полно изложены в литературе [19]. Кроме того, данные термометрии часто являются основой для выбора интервала детальных исследований другими методами. Поэтому вначале упорядочим число и порядок проведения температурных измерений в процессе освоения, опираясь, как уже отмечалось выше, на существующей технологии компрессорного освоения скважины.

При использовании комплекса геофизических методов для исследований во избежание нарушений температурного поля не следует непосредственно перед регистрацией термограмм спускать в интервал исследований другие приборы. В особенности это касается исследований, проводимых в простаивающей до включения компрессора скважине.

Первый замер термометром производится в скважине, простаивающей в покое не менее 10-18 часов (в зависимости от диаметра скважины), после работ, связанных с ее промывкой. На практике геофизическая партия должна вызываться на скважину на другой день после ее промывки. Это связано с необходимостью исключения влияния на регистрируемые температурные кривые возможных радиальных градиентов температуры в скважине и различия теплофизических свойств пород. Контрольный (фоновый) замер температуры является первым из всех геофизических методов, проводимых непосредственно перед освоением и опробованием, и строго обязателен. Его обычно рекомендуется проводить по всему стволу скважины для получения общего представления о ее состоянии. Часто термограмма этого периода дает информацию для выбора интервалов детальных исследований как термометрии, так и других методов.

Второй замер температуры производится при снижении уровня жидкости в межтрубном пространстве, т.е. при работе компрессора в режиме нагнетания. Знание факта ухода жидкости из скважины в пласт необходимо для интерпретации последующих кривых, полученных в режиме отбора. Кроме того, помимо выявления мест поглощения жидкости (нарушение колонны, перфорированные пласты) установление оттока жидкости имеет и самостоятельное значение: оно учитывается при определении оптимального времени дренирования пласта, необходимого для полного извлечения из

пласта поглощенной в этот период жидкости. Понятно, что в случае излива жидкости из простаивающей скважины режим нагнетания отсутствует (см. п. 1.2) и измерения в этот период можно не проводить.

В режиме отбора (притока) жидкости из пласта регистрируют по крайней мере три термограммы. Причем первый замер производят сразу после начала притока, второй – через 1–1.5 часа после первого и следующий замер через 2–3 часа. Время между замерами может быть увеличено при необходимости регистрации в этот период других параметров. Такой порядок исследований в период отбора позволяет определить причины и источники обводнения продукции скважины, выявлять места малых негерметичностей обсадной колонны, определять эксплуатационные характеристики перфорированных пластов.

После отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства регистрация термограмм осуществляется следующим образом: первый замер непосредственно после отключения компрессора и разрядки, затем – через 1 час и через 4–5 часов после первого замера. При таком порядке замеров температуры полезную информацию несут как конвективное, так и кондуктивное восстановление температуры, что является благоприятным для определения технических осложнений, расположенных выше перфорированных интервалов (заколонные перетоки сверху и т.д.); определения насыщенности пластов по эффекту разгазирования и т.д.

Рассмотренная технология представляет полный цикл термических исследований скважины при компрессорном освоении. Однако следует помнить, и это важно, что для решения конкретной задачи число измерений может быть сокращено. Например, в исключительных случаях для выявления отдающих интервалов или выявления заколонного перетока сверху могут быть зарегистрированы лишь фоновая термограмма и несколько термограмм после отключения компрессора, т.е. исключая режим отбора при работе компрессора. В некоторых случаях (несоответствие глубины спуска НКТ и мощности компрессора) может отсутствовать и прорыв воздуха. Однако достоверность и полнота информации в таких случаях не гарантируется. В общем случае количество температурных замеров, время между ними и интервал исследований при освоении, должны уточняться начальником геофизической партии непосредственно на скважине после предварительной интерпретации первых диаграмм.

Измерения температуры обычно производят на спуске скважного прибора. При чрезмерной затянутости температурной аномалии от нижнего работающего пласта в зумпфе для учета влияния инерционности температурного датчика на показания рекомендуется одну термограмму регистрировать при подъеме

термометра.

При затруднениях регистрации температурных кривых на спуске (большая кривизна скважины, неравномерное движение прибора, остановка прибора) допускается проведение исследований при подъеме. При этом на каждой диаграмме дается информация о направлении движения зонда при регистрации кривой.

Рассмотренная выше методика исследований базируется на использовании серийно выпускаемых скважинных термометров с высокой разрешающей способностью (СТЛ-28, Напор, К-2, К-4 и др.). Термометрами такого типа оснащены практически все геофизические предприятия. Единственным условием их применимости является необходимость регулярных проверок в соответствии с ОСТ 39-174-84 [5].

2.4. Выбор скорости регистрации термограмм.

Скорость записи термограмм влияет на их качество и длительность исследования.

Как было отмечено в п.1.4.4, при термических исследованиях мгновенная температурная картина в стволе скважины зарегистрирована быть не может: на разных глубинах она измеряется в различное время. Поэтому нестационарность распределения температуры в скважине при малых скоростях движения термометра приводит к искажению термограмм, регистрируемых в процессе освоения. Из рисунка 19 видно, что для уменьшения такого рода искажений необходимо, чтобы скорость записи температуры v_m была намного больше скорости потока v_n . Практика показывает, что естественное стремление сократить время измерений привело в ряде случаев к завышению скорости записи в ущерб качеству термограмм. В случае осваиваемой скважины завышение скорости движения термометра может приводить к чрезмерной затянутости аномалии дроссельного эффекта в зумпфе скважины тепловой инерцией аппаратуры. Такая затянутость аномалии, зарегистрированная на термограмме, может привести к неправильной интерпретации полученных материалов.

При детальном исследовании в качестве критерия для выбора скорости записи целесообразно принять величину затянутости температурной аномалии в зумпфе ΔZ .

На рис.20 показана скачкообразная аномалия температуры, имитирующая аномалию дроссельного эффекта (сплошная линия), и соответствующее искажение профиля температуры тепловой инерцией аппаратуры, (пунктирная линия).

Рис.19. Влияние скорости движения термометра на регистрируемую термограмму в начальной стадии нагнетания жидкости. 1 - в простаивающей скважине; 2 - в процессе нагнетания жидкости при различных скоростях движения термометра.

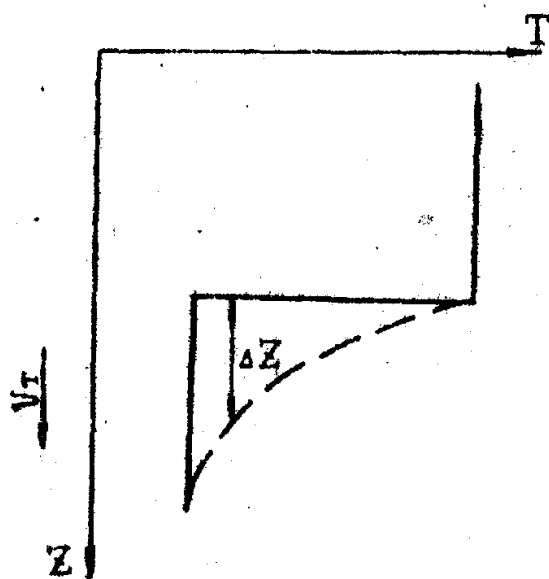
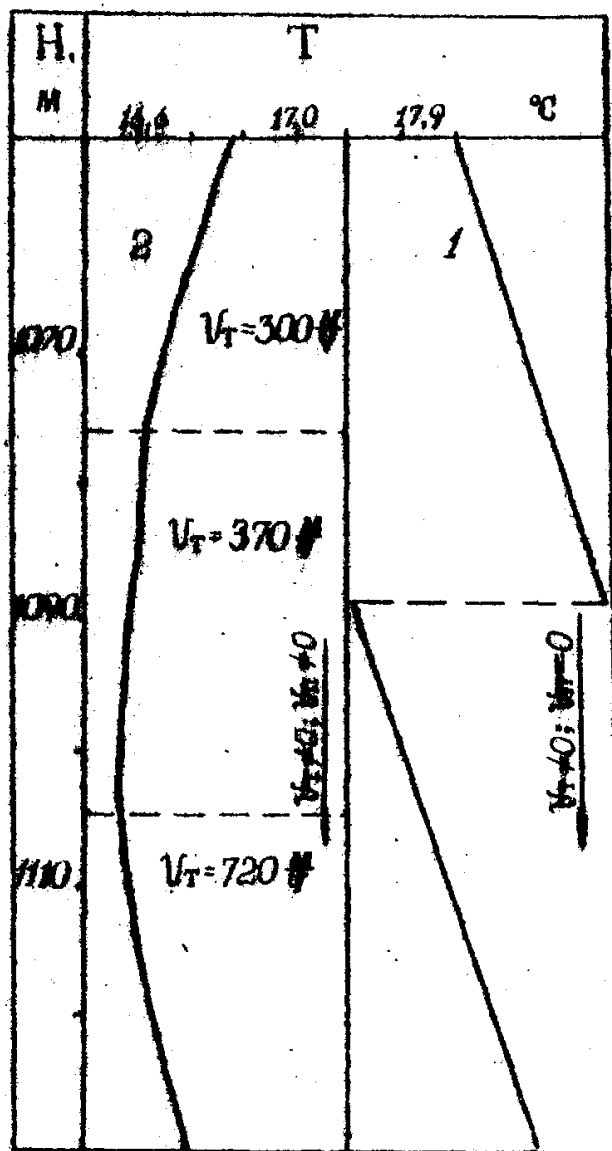


Рис.20. К искажению профиля температуры тепловой инерцией аппаратуры.

Относительное изменение показаний термометра, нормированное к амплитуде скачка, описывается выражением

$$\delta T = \exp\left(-\frac{\Delta Z}{v_m \tau}\right).$$

Отсюда для скорости записи можно получить

$$v_m = -\frac{\Delta Z}{\ln(\delta T) \tau}.$$

По методическим соображениям величину ΔZ можно измерять на уровне $\delta T = 0.1$. Тогда, принимая в качестве допустимого значения $\Delta Z \leq 0.3 \text{ м}$, получаем для детальных исследований

$$v_m [\text{м/час}] \leq \frac{500}{\tau [\text{с}]}.$$

При исследовании скважины до включения компрессора (поисковые исследования), когда распределение температуры близко к линейному со средним градиентом температуры G_{cp} , исходя из чувствительности термометра Δ_m , допустимую скорость можно определить как [20]

$$v_m [\text{м/час}] \leq \frac{3600 \Delta_m}{G_{cp} \tau [\text{с}]}.$$

Под τ выше подразумевается действительное значение постоянной времени термометра при регистрации очередной термограммы. Оно должно быть определено непосредственно в скважине, т.к. паспортное значение τ , оцененное в лабораторных условиях, часто не соответствует действительному, например, из-за загрязнения датчика. Действительное значение τ может быть определено путем кратковременной остановки термометра в интервале с квазистационарным, близким к линейному распределением температуры. При этом значение инерционности термометра рассчитывается как

$$\tau = \Delta T / G v_m,$$

где ΔT - величина искажения измеряемой температуры,

а G - градиент температуры в интервале исследований.

Следует заметить, что динамическая погрешность измерения температуры связана с тепловой инерцией термометра и в зависимости от скорости движения прибора ведет себя не одинаково. На рис.21 представлен характер изменения этих параметров от скорости движения по результатам измерений в простаивающей скважине.

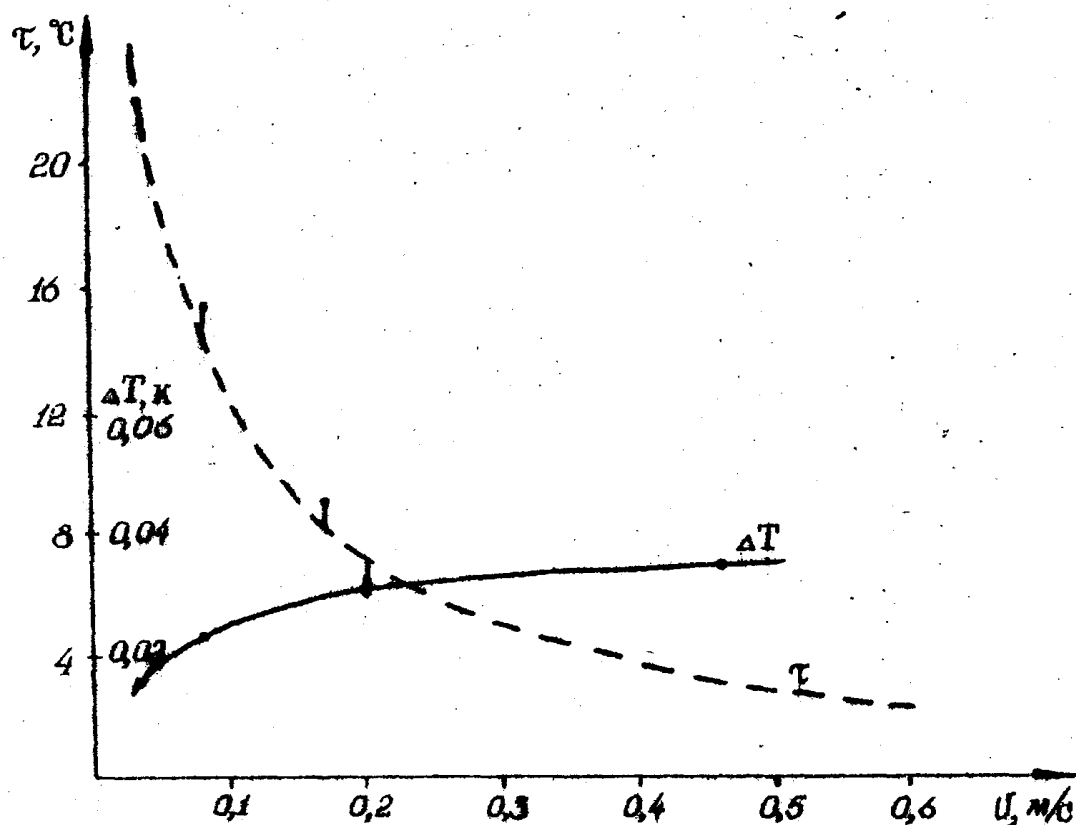


Рис. 21. Тепловая инерция термометра τ и динамическая погрешность измерения температуры ΔT в зависимости от скорости движения прибора в воде при регистрации геотермограммы с $\Gamma = 0,02$ К/м.

В скважинных условиях можно производить и прямую, последовательную коррекцию скорости регистрации термограмм, исключая при этом определение тепловой инерции скважинного прибора. Для этого следует исходить из допустимой погрешности измерения температуры δT , и необходимую скорость регистрации термограммы определять из соотношения

$$v_{i+1} = \frac{\delta T}{\Delta T_i} v_i, \quad i = 1, 2, 3, \dots$$

Здесь ΔT_i - значение изменения температуры, зарегистрированное при остановке термометра, двигавшегося со скоростью v_i . При этом коррекция скорости записи осуществляется до выполнения условия $\Delta T_i \leq \delta T$.

2.5. Оформление и оценка качества зарегистрированных термограмм.

Для правильной интерпретации материалов, полученных при исследовании скважин, важное значение имеют исчерпывающие и достоверные сведения об условиях измерения, состоянии скважины на момент измерения и точные сведения о временах измерения и типе применяемой аппаратуры.

Поэтому при оформлении термограмм следует указывать: дату исследований; номер, скважины и площадь; цель исследований; условия проведения измерений; продолжительность простоя скважины до работы компрессора; время и характер проведения последних (перед исследованиями) работ на скважине; глубину спуска НКТ; наличие и глубину расположения пусковых муфт (клапанов); тип компрессора, время включения компрессора в работу; время срабатывания муфт; время прорыва воздуха через НКТ; время окончания работы компрессора; полное время работы компрессора; время начала каждого замера температуры в скважине; тип термометра; значение постоянной времени термометра; скорость записи и направление движения термометра для каждого замера; масштаб записи температуры.

Окончательно результаты термических исследований представляют в форме, зависящей от вида и целей исследований.

Термограммы, зарегистрированные при детальном исследовании, копируют с оригинала, устраняя имеющиеся сносy. При этом за величину сноса принимают расстояние между линиями стандарт-сигналов "0" и "1", которые обычно записывают на оригинале в начале и конце диаграммы. Всем термограммам присваиваются порядковые номера. Полученный комплекс термограмм копируют на один лист (устраняя сносy), совмещая их в зумпфе скважины на участке с геотермическим (не возмущенным движением жидкости при освоении) распределением температуры и указывая при этом начальные и конечные абсолютные значения температуры каждой термограммы.

Для оценки качества зарегистрированных термограмм можно использовать простые критерии, позволяющие применять их прямо на скважине. К таким критериям следует отнести наклон температурных кривых (градиент температуры) в зумпфе и в стволе скважины, значение абсолютной температуры, масштаб регистрации термограмм (по температуре) и повторяемость температурных кривых при основном и контрольном замерах.

Все перечисленные критерии тесно увязаны между собой, но тем не менее их можно использовать независимо. Для оценки качества термограмм, зарегистрированных в процессе освоения, служит зумпф скважины, поскольку

в этом интервале не нарушается тепловое поле при закачках, отборах жидкости и т.д.

Наклон температурной кривой. Вскрытые скважиной пласты различаются друг от друга значениями тепловых сопротивлений (теплопроводности). Каждому пласту соответствует свой наклон температурной кривой или градиент температуры. Хорошее качество термограмм в соответствии с этим позволяет провести корреляцию зарегистрированных градиентов температуры с литологическим разрезом в зумпфе.

Масштаб регистрации термограмм. Несоответствие фактического (аппаратурного) масштаба температуры с проектным, который записан в заголовке кривой может быть причиной неправильной интерпретации. Выдержка масштаба при регистрации или качество термограмм проверяется путем сопоставления зарегистрированного градиента температуры в зумпфе со средним градиентом для данного разреза по месторождению. Занижение зарегистрированного градиента будет свидетельствовать о "загрублении" масштаба и наоборот.

Значение абсолютной температуры. Показаний поверенного нормально работающего термометра на данной глубине в зумпфе длительно простаивающей или работающей скважины могут отличаться от известной средней температуры для данного района в пределах погрешности используемой аппаратуры. В процессе исследований скважины расхождения абсолютных значений температур в конечной точке записи в зумпфе (необъяснимые известными физическими процессами, проявляющимися при освоении) не должны превышать величины временного дрейфа показаний термометра, указанной в паспорте.

Повторяемость температурных кривых. Данный критерий тесно связан с предыдущим. В зумпфе скважины основной и контрольный замеры (или повторные замеры) должны совпадать как по форме, так и (с учетом предыдущего критерия) по температуре.

Невыполнение указанных выше критериев, необъяснимое известными явлениями и процессами, свидетельствует о низком качестве зарегистрированных термограмм.

2.6. Общие положения интерпретации результатов термометрии при компрессорном освоении.

Основными источниками информации, используемыми при интерпретации, являются диаграммы различных методов ГИС, зарегистрированные в процессе освоения скважины. Конечным итогом интерпретации является заключение по результатам этих исследований. Но полное заключение составляется на

основании комплексной интерпретации не только результатов работ, выполненных в процессе освоения и опробования, но и данных по исследованиям после бурения и обсадки. При этом принимаются во внимание сроки окончания бурения и цементации, сведения о коллекторских свойствах изучаемых пластов и о их насыщенности по данным электрометрии, о газосодержании и давлении насыщения нефти газом, о температуре и минерализации закачиваемых вод, геолого-промысловые данные по соседним скважинам и т.д.

Анализ термограмм начинается с фоновой. По сопоставлению со сводным геотермическим распределением для данного региона (площади) выделяются температурные аномалии, которые могут быть связаны с цементом, промывкой, техническими осложнениями в скважине, с процессами в пластах. На интервалы расположения этих аномалий следует обращать внимание на последующих термограммах.

Далее выделяют на термограммах в зумпфе участок, не подвергшийся воздействию результата компрессорного освоения, т.е. закачки и отбора жидкости, и совмещают все кривые в этом интервале.

На термограммах режима нагнетания, зарегистрированных до прорыва воздуха через НКТ, по отрицательным аномалиям и изменению наклона термограммы выделяют интервалы поглощения. По возможности оценивают объем поглощенной жидкости.

Сопоставление термограмм облегчает анализ процесса формирования теплового поля в скважине после вызова притока из пласта. По дроссельному разогреву, аномалии смешивания на термограммах и данным других методов выделяют отдающие интервалы, интервалы нефтеводопритоков, места негерметичности, оценивают дебит жидкости в скважине. Анализируют характер формирования теплового поля в зумпфе скважины и, сравнивая с теоретическим распределением, с учетом данных других методов выделяют заколонный переток, нарушение герметичности колонны и забоя скважины.

При анализе температурных кривых, зарегистрированных после отключения компрессора, следует обращать особое внимание на "поведение" термограммы выше отдающих пластов, т.к. этот период благоприятен для выявления заколонных перетоков сверху. В случае возникновения внутриколонных перетоков возможна оценка соотношения давлений в различных пластах.

При интерпретации термограмм, зарегистрированных в стволе скважины при ее компрессировании, необходимо учитывать возможность регистрации ложных температурных аномалий, обусловленных эффектом немгновенности регистрации. В отличие от аномалий, связанных с техническими осложнениями в скважине, ложные аномалии не локализованы по глубине.

Полная интерпретация базируется на совокупном анализе всех температурных кривых. При этом учитывают сведения о времени и условиях регистрации каждой из них. При необходимости используют расчетные данные, сравнение с теоретическими термограммами.

Заключение выдается на основе анализа всех геолого-промысловых данных, указанных в начале, а также данных других геофизических методов, используемых наряду с термометрией при исследовании скважины в процессе освоения. Достоверность выдаваемых заключений базируется именно на комплексном подходе к решению нефтепромысловых задач. Чтобы у читателя не сложилось впечатление об исключительности термометрического метода исследования скважин, ниже даются некоторые сведения о других геофизических методах, рекомендуемых в комплекс для исследования скважин в процессе освоения и опробования.

2.7. О комплексе геофизических методов, рекомендуемых при исследованиях осваиваемых скважин.

Опыт показывает, что для эффективного решения задач нефтепромысловой геологии, возникающих при освоении и опробовании, наряду с термометрией необходим следующий комплекс геофизических методов: гамма-каротаж, барометрия, локация муфт, расходометрия, методы состава, акустическая шумометрия.

Нет необходимости в рамках данной работы приводить полные сведения о физических и методических основах этих методов. Поэтому рассмотрим кратко, для решения каких задач используется каждый геофизический метод и на каком этапе компрессорного освоения рекомендуется проводить исследования.

Гамма-каротаж. Используется для привязки геофизического материала к литологическому разрезу скважины, а также для определения обводненных интервалов по радиогеохимическому эффекту (РГЭ). Запись диаграммы ГК осуществляется в простаивающей скважине до работы компрессора. Тип аппаратуры, масштаб регистрации и скорость записи выбираются так, чтобы была возможность проводить сопоставление зарегистрированной кривой с первоначальной для выделения аномалии РГЭ.

Локация муфт. Регистрацию диаграммы ЛМ производят для привязки диаграмм по глубине по положению муфтовых соединений колонны; для отбивки глубины забоя; для определения положения низа НКТ; в благоприятных случаях и для определения положения перфорированных интервалов в колонне. Регистрацию осуществляют, как правило, при подъеме приборе, при этом совершенно не принципиально, когда проводить измерения

в процессе исследований. Поэтому время регистрации выбирают из удобства. Скорость записи должна обеспечивать максимальную амплитуду сигнала локатора.

Барометрия. Используется для контроля за гидродинамическим состоянием скважины в процессе исследований при переходных процессах. Возможно применение метода и для определения гидродинамических параметров пласта. Исследования обычно проводят двумя способами. Первый заключается в регистрации распределения давления по стволу скважины, второй – в регистрации изменения давления как функции времени на фиксированной глубине.

В первом случае основным информационным параметром является градиент давления, который определяется по наклону диаграммы (в аппаратуре "Напор" предусмотрен канал для регистрации дифференциальной кривой давления). По таким замерам можно определить плотность жидкости в стволе скважины, положение динамического уровня и глубину забоя скважины, контролировать посадки прибора при спуске. Запись в такой форме рекомендуется осуществлять до включения и после отключения компрессора для контроля за забойным давлением и положением уровня жидкости в этот период.

Для регистрации изменения давления, как функции времени, прибор периодически устанавливают на одну и ту же глубину (выше осваиваемого объекта на 20–30 м, по возможности, на глубине, соответствующей магнитной метке) и фиксируют изменение давления во времени в журнале. Регистрировать показания можно и на фоторегистраторе в режиме непрерывной протяжки диаграммной ленты. Запись изменения давления осуществляют между измерениями других параметров. Наличие такой информации ($P_{заб} = f(t)$) значительно повышает достоверность интерпретации других методов ГИС и в первую очередь термометрии.

Если решается задача оценки гидродинамических параметров пласта, то одновременно с кривой изменений давлений (КИД) в той же точке производится запись температуры (КИТ) и дебита. Регистрация параметров на участках плавного монотонного изменения может прерываться для проведения исследований по стволу. При этом в рабочем журнале фиксируется время начала и окончания участков непрерывной протяжки с тем, чтобы в дальнейшем восполнить пропущенные участки путем интерполяции, используя точки из термограмм и барограмм.

Расходометрия. Исследования могут осуществляться как термokonдуктивными (ТД), так и механическими (пакерными) дебитомерами

(МД). По данным расходомерии определяют места притоков жидкости в ствол скважины, включая и негерметичность колонны, и строят профили притока.

Обычно измерения осуществляются в интервале детальных исследований, а также в интервалах выделенных по термометрии аномалий.

Измерения ТД осуществляют при работе скважины в режиме притока жидкости. При этом для определения первоначально вступающего в работу интервала первое измерение ТД осуществляют после первого измерения температуры в режиме притока. Следующий замер ТД производят после отключения компрессора и стравливания воздуха. Регистрируют дебитограммы обычно при подъеме и затем при спуске прибора. Вследствие сравнительно высокой чувствительности в диапазоне низких и средних дебитов, позволяющих фиксировать малые радиальные притоки, метод термодебитометрии можно использовать в одном цикле освоения с другими методами.

Измерения механическими дебитомерами-расходомерами осуществляются после прорыва воздуха при работе компрессора в режиме отбора при устойчивом потоке жидкости. Обычно выполняют поточечные (в единицу времени) измерения через 0,4 м в интервалах перфорации и прилегающих к ним участках (не более 4 м) и в интервалах, выявленных с подозрением на нарушение герметичности колонии. Результаты измерений заносятся в журнал. По данным измерений на точках строят интегральную и дифференциальную дебитограммы.

Исследования в интервале пласта осуществляются только в том случае, если при предварительном измерении дебита в точке над перфорированными пластами при открытом пакере отмечается устойчивый счет импульсов дебитомера. В противном случае дальнейшие исследования МД не проводятся. Опыт показывает, что при использовании механического дебитомера часто метод не может быть использован в одном цикле освоения скважины с другими методами. Поэтому после проведения всех измерений, если существует необходимость, исследования МД могут быть проведены после повторной отработки компрессора.

Такое решение может принять только начальник геофизической партии непосредственно на скважине.

Методы состава. Включают методы: влагометрию, резистивиметрию и гамма-гамма-плотностнометрию. Исследования проводятся для определения состава поступающей жидкости из пласта, состава жидкости, находящейся в стволе скважины, и наличия осадка (грязи) на забое, для выявления возможной гравитационной конвекции в зумпфе, а также для контроля за изменениями НВР и динамического уровня жидкости в стволе скважины.

Измерения проводят в двух режимах: в простаивающей скважине до включения компрессора и при работе скважины в режиме отбора (притока) жидкости после отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства в промежутках между температурными измерениями. Кроме того, в этот же период (после отключения компрессора) производят временное прослеживание (серия замеров) динамического уровня и нефтеводораздела для оценки состава и количества поступающей жидкости.

Акустическая шумометрия. Используется для общей диагностики состояния скважины – определения нарушения герметичности колонны, мест притоков жидкости в скважину и для выявления интервалов заколонных перетоков.

Регистрация относительного уровня акустических шумов возможна в режиме непрерывной протяжки и в дискретном режиме.

Первый режим обеспечивает сравнительно высокую скорость регистрации, рекомендуется к применению лишь в редких случаях при поисковых исследованиях, поскольку значительны шумы, создаваемые трением прибора и кабеля о стенки колонны.

Предпочтительным является дискретный режим, когда уровень шумов измеряется лишь в моменты остановки прибора. Такого рода исследования производятся либо в перфорированном интервале, либо в интервалах, предварительно отмеченных как подлежащие детальным исследованиям по результатам термометрии. Дискретную регистрацию проводят при спуске прибора с остановками через заданный шаг, выбираемый исходя из решаемой задачи и требуемого разрешения по глубине. Отсчет уровня шумов и глубину заносят в виде таблицы в журнал.

Исследования шумомером проводят: вначале в простаивающей скважине до включения компрессора, а затем после отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства.

После окончания исследований проводится комплексная интерпретация по схеме "контроль технического состояния – определение работающих толщин – определение состава поступающего флюида – оценка расхода". Составляется полное заключение по результатам исследований.

3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ, ВСКРЫТЫХ ПЕРФОРАЦИЕЙ.

Применение термометрии для исследования перфорированных пластов при компрессорном освоении и опробовании фактически сводится к изучению эксплуатационных характеристик пластов. Здесь обычно рассматривают такие задачи: выделение работающих пластов (пропластков) и сравнительная оценка их давлений; определение состава поступающей жидкости; оценка продуктивности и гидродинамических параметров пласта. Несмотря на неустановившийся, переходный характер процессов в осваиваемых скважинах, термометрия в комплексе с другими геофизическими методами в основном позволяет решать эти задачи.

Действительно, геофизические исследования в скв. 938 (Башкирия) первоначально, были проведены при компрессорном освоении (в режиме отбора), а затем измерения повторили при глубиннонасосной эксплуатации через межтрубное пространство. Сопоставление полученных результатов (рис. 22) показывает, что температурные эффекты против работающие интервалов практически одинаковы и позволяют выделять их, результаты измерений гидродинамическим расходомером также идентичны друг другу.

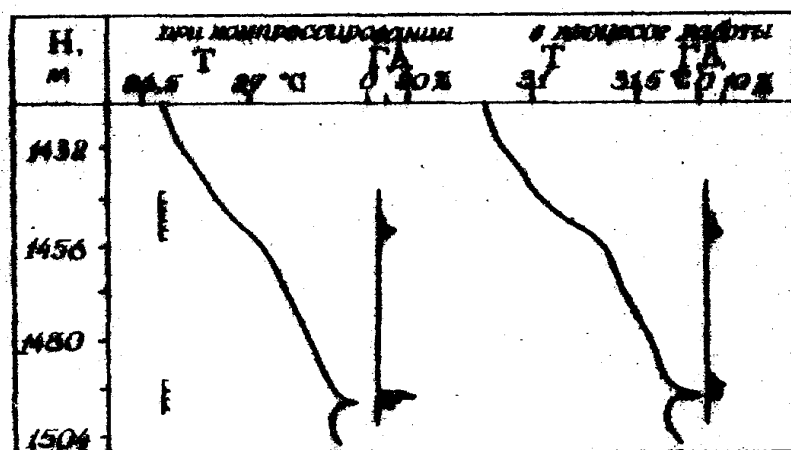


Рис. 22. Сопоставление результатов исследований, полученных при компрессорном освоении и в процессе работы скважины с ШН.

Понятно, что из-за нестационарности процессов в скважине достоверность решения той или иной задачи, по сравнению с добывающими

скважинами, может быть разная. Но использование естественно возникающих при компрессорном освоении переходных режимов часто значительно повышает информативность геофизических методов (и в первую очередь термометрии) при исследовании пластов, вскрытых перфорацией.

3.1. Выделение работающих пластов.

Регистрируя температурную кривую при работе компрессора в режиме нагнетания, в принципе уже в этот период можно выделять интервалы, имеющие гидродинамическую связь со скважиной.

Признаком, по которому выделяются принимающие зоны в скважине, служит снижение температуры относительно первоначальной в подошве пласта.

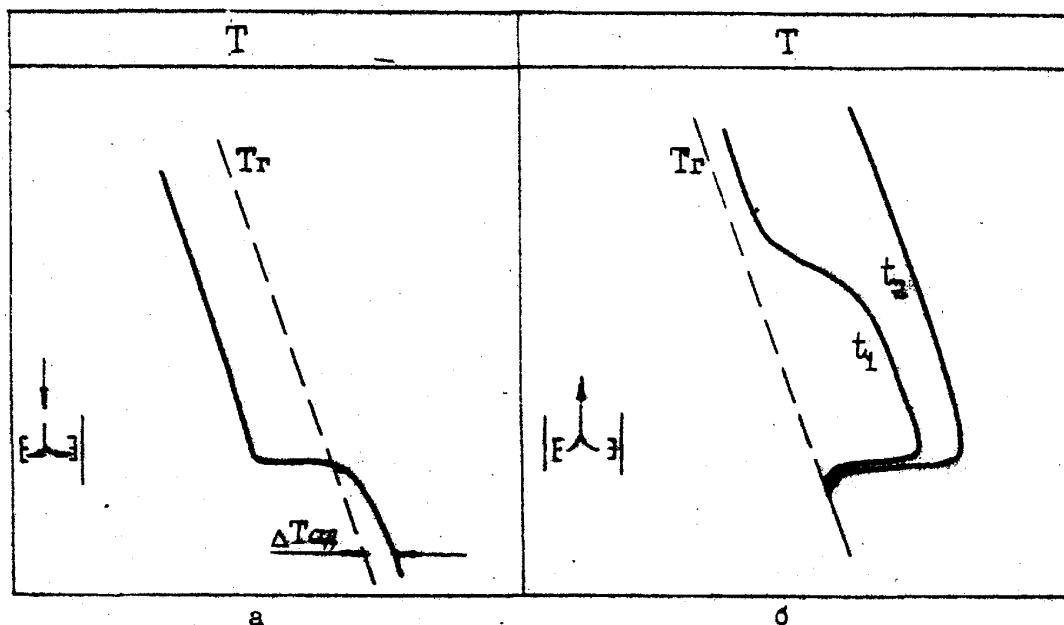


Рис. 23. Схематические температурные кривые при выделении работающих пластов: а - в режиме нагнетания, $\Delta T_{ад}$ - изменение температуры из-за адиабатического сжатия; б - в режиме отбора, ($t_2 > t_1$).

Причем термограмма на участке разреза выше подошвы принимающей зоны располагается ниже, чем первоначальное распределение температуры. Нижняя граница зоны отмечается четким изломом термограммы (см.рис.23-а). Если имеется второй поглощающий интервал, расположенный вверху, то он отмечается также либо снижением температуры (отрицательной температурной аномалией), либо изломом температурной кривой на уровне поглощающего слоя. Ниже последнего по глубине поглощающего пласта температура резко

(ввиду кратковременности этого периода) приближается к первоначальной температуре горных пород. После прорыва воздуха через НКТ начинается приток жидкости из перфорированных пластов.

Признаками работы перфорированных интервалов в этот период являются дроссельный и калориметрический эффекты. При пуске скважины компрессором обычно создаются значительные (несколько единиц МПа) депрессии на пласт, что, в свою очередь, отражается на термограммах большими (до единиц К) температурными аномалиями. Нижняя граница отдающего интервала в случае отсутствия заколонных перетоков соответствует наибольшему наклону температурной кривой к оси глубин (см.рис.23-б).

Время начала притока жидкости из пласта после прорыва воздуха, равно как и начала оттока жидкости в пласт, определяют следующим образом. Устанавливают термометр в скважине выше исследуемого интервала (но ниже НКТ) и наблюдают за изменением температуры жидкости в точке по блику гальванометра каротажного фоторегистратора. Момент начала уменьшения температуры после включения компрессора характеризует начало смещения столба жидкости в скважине вниз и соответственно начало процесса поглощения жидкости пластом. Момент начала увеличения температуры после прорыва воздуха через НКТ свидетельствует о возникновении притока жидкости из пласта.

Для выделения работающих пластов и построения профиля притока наряду с термометрией обычно используют данные расходомерии. Достоинством термометрии здесь является возможность выделения слабых, не отмечаемых другими методами, притоков жидкости из пластов.

В случае нескольких перфорированных интервалов в скважине поступление жидкости из верхних пластов после вызова притока приводит к скачкообразному изменению температурного градиента в результате смешения потоков.

При совпадений температур смешивающихся потоков калориметрический эффект, как правило, не проявляется на термограмме. Это может привести к пропуску работающего интервала. Использование особенностей исследования скважин, возбуждаемых компрессором (использование условий перехода от режима нагнетания к отбору), позволяет устранить этот недостаток выбором соответствующего времени проведения измерения. Для этого устанавливают термометр выше верхнего перфорированного пласта и регистрируют термограмму сразу после начала притока жидкости из пласта. Такой методический прием позволяет зарегистрировать термограмму в такой момент, когда жидкость, вышедшая из нижнего пласта ("температурный фронт") не дошла до верхнего и на термограмме проявляется преобладающий

эффект дросселирования в верхних пластах, что позволяет на фоне первоначального наклона кривой выделять и слабые притоки жидкости в ствол скважины. В этом смысле, выбирая соответствующее время проведения измерения, можно говорить о возможности "регулирования" величины аномалии калориметрического эффекта. На рис.24 приведены схематически кривые для различных моментов времени после начала отбора, поясняющие изложенное.

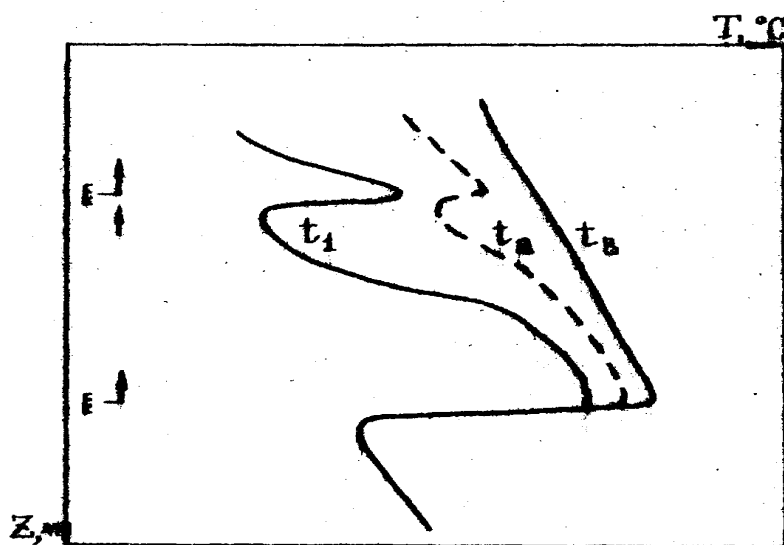


Рис. 24. К пояснению возможности "регулирования" аномалии калориметрического смешивания в верхнем перфорированном пласте выбором времени измерения термограммы после пуска скважины (схематические кривые).

Вследствие зависимости величины разогрева пласта в начальной стадии эксплуатации скважины от многих параметров (R_k, G, h, μ и т.д.) судить по термограмме против перфорированного пласта о величине депрессии затруднительно. Проведение измерений температуры после отключения компрессора позволяет иногда судить о соотношении давлений в соседних по разрезу скважины пластах. Изменение забойного давления в скважине в этот период, как правило, приводит к изменению температурной аномалии против отдающих пластов. Возрастание забойного давления часто является причиной возникновения межпластовых перетоков, что, в свою очередь, по направлению перетока позволяет судить о соотношении давлений между пластами.

Примеры интерпретации результатов исследований.

1. В скважине 269 (Башкирия) перфорирован интервал 1974.2 – 1976.0 м (см.рис.25). Насосно-компрессорные трубы с воронкой спущены до глубины 700 м. Термические исследования в скважине охватывают I (кривая I), II (кривая 2) и III (кривые 3 и 4) периоды. Термограммы в зумпфе совмещены (хотя значения температур их из-за адиабатического эффекта различны), это облегчает анализ и интерпретацию.

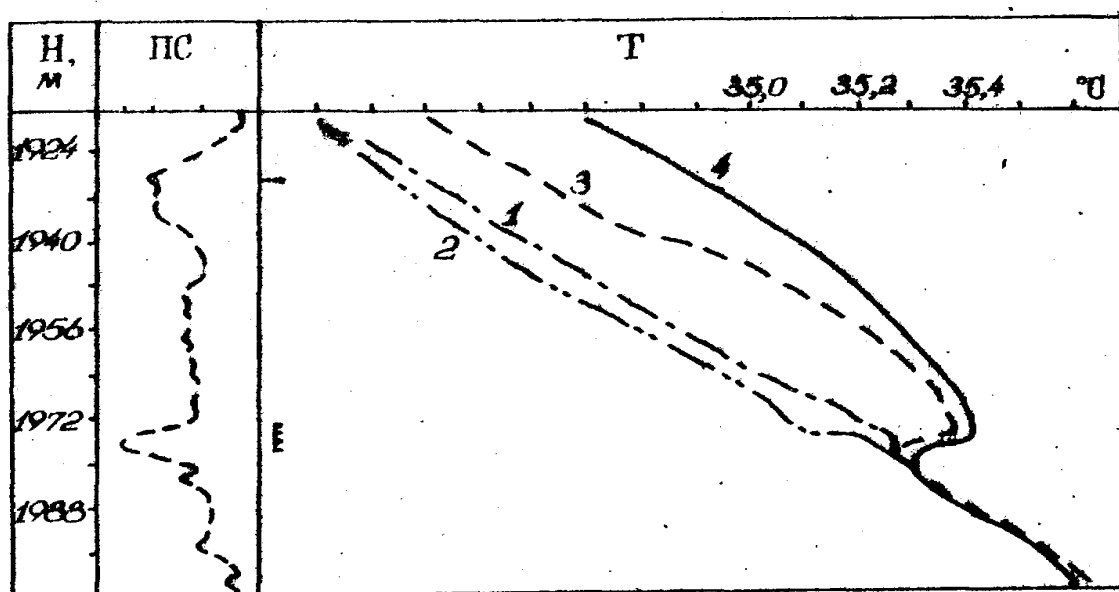


Рис.25. Выделение работающего перфорированного пласта по сочетанию режимов нагнетания и отбора жидкости. Термограммы: 1 – фоновая, 2 – через 1,5 часа после начала работы компрессора (до прорыва воздуха в НКТ), 3,4 – соответственно через 2,5 и 3,5 часа после начала работы компрессора (после прорыва воздуха в НКТ).

На термограммах отмечается гидродинамическая связь перфорированного пласта со скважиной как в режиме нагнетания, так и в режиме отбора. Аномалия на кривой 2 (снижение температуры относительно первоначальной на $\Delta T = 0,2$ °C) в интервале перфорации связана с оттоком жидкости в пласт вследствие повышения забойного давления при работе компрессора. На кривых 3 и 4 работа перфорированного пласта отмечается разогревом вследствие проявления дроссельного эффекта при поступлении жидкости из пласта после прорыва воздуха через НКТ. Величина разогрева в данном

случае растет с увеличением времени эксплуатации ($\Delta T_3 = 0,33^\circ\text{C}$, $\Delta T_4 = 0,40^\circ\text{C}$).

Изменение градиента температуры на кривой 3 в интервале 1938-1944 м (излом температурной кривой) объясняется передвижением объема жидкости, вышедшей из пласта в первые моменты времени при переходе к режиму отбора и эффектом немгновенности регистрации.

2. Следует знать, что даже при значительном возрастании давления в скважине, перфорированные пласты могут не принимать, т.е. работа и местоположения пластов в этот период не отмечаются. Но тогда в этот период в стволе скважины проявляется эффект адиабатического сжатия, позволяющий по изменению температуры контролировать состояние пластов.

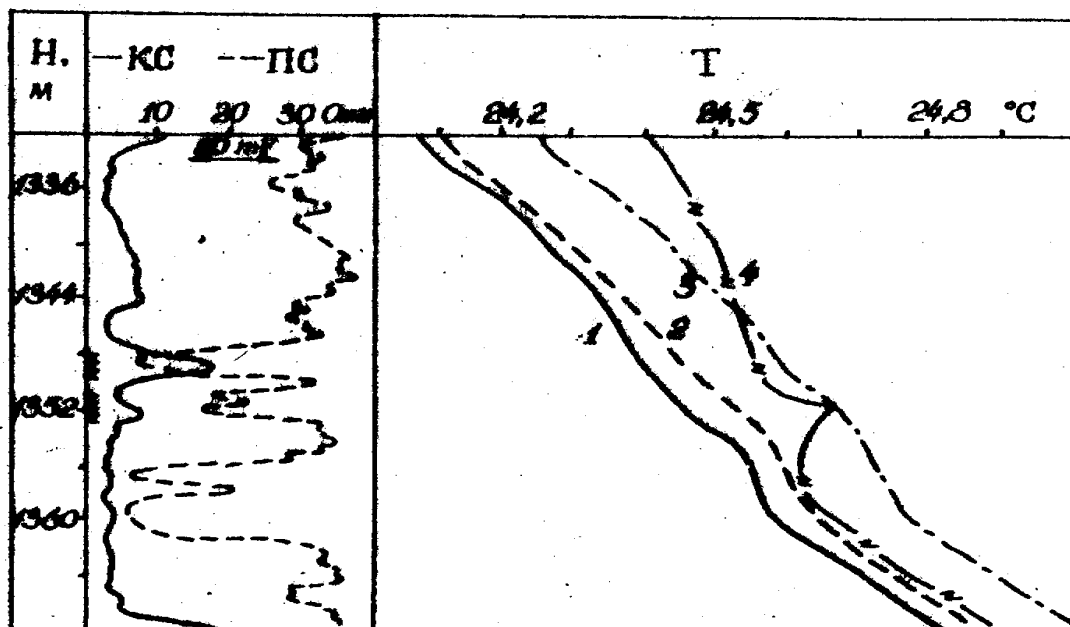


Рис. 26. Использование адиабатического эффекта для контроля за происходящими в скважине процессами.
Термограммы: 1, 2 и 3 – через 1,5 ; 2,5 и 3,5 часа работы компрессора ; 4 – через 1 час после отключения компрессора и разрядки скважины.

На рис.26 приведены результаты исследований скв.5484 (Башкирия), в которой перфорированы песчаники угленосной толщи в интервалах 1347.6 – 1349.6 м и 1350.8 – 1352.8 и м. Насосно-компрессорные трубы спущены до глубины 1300 м.

В данном случае термограммы в зумпфе не совмещались, а, скопированы с учетом значений температуры в зумпфе. Анализ температурных кривых показывает, что, несмотря на продолжительное время работы компрессора (3.5 часа), в скважине не наблюдается ни поглощения, ни прорыва воздуха, ни какого-либо движения жидкости в этот период. Параллельное смещение температурных кривых вправо связано лишь с проявлением эффекта адиабатического сжатия вследствие увеличения забойного давления. Общий разогрев жидкости в стволе скважины достигает $0,2^{\circ}\text{C}$, что соответствует повышению давления на величину порядка 70 атм. Отметим, что фоновая термограмма практически совпадает с 1-ой кривой.

Результаты исследования скважины в этот период практически не эффективны, но в данном случае учет адиабатического эффекта позволяет контролировать процессы, происходящие в скважине, и получить новые выводы.

По термограмме, зарегистрированной через 1 час после отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства (кривая 4) можно отметить достаточно слабую работу перфорированных пластов.

3. Если в скважине несколько перфорированных интервалов, то поступление жидкости из верхних пластов отмечается аномалией калориметрического смешивания. Характер такой аномалии определяется температурой поступающей жидкости и ее дебитом. На рис.27 приведены результаты термических исследований скважины 5476 (Башкирия).

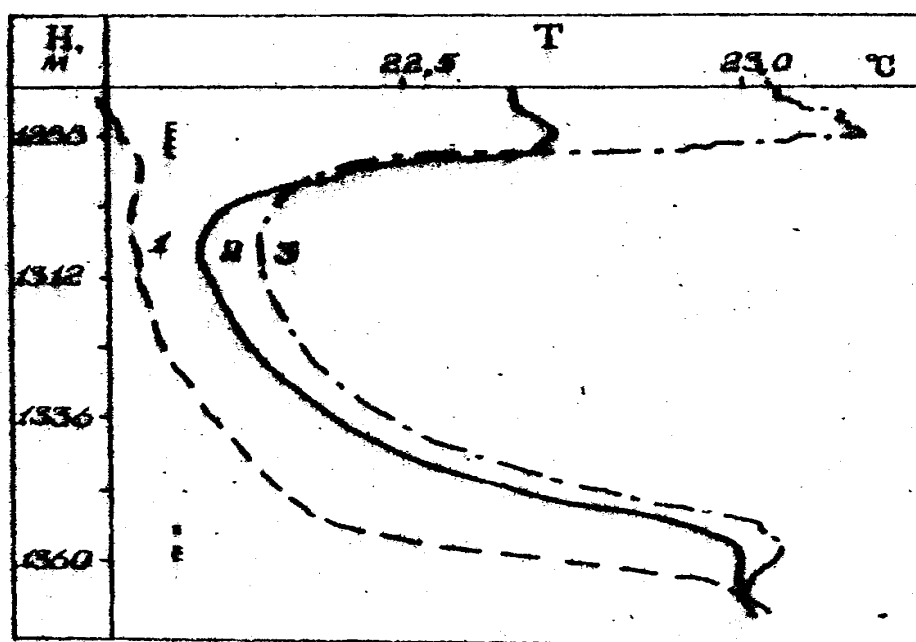


Рис. 27. Вытеснение высоконапорного перфорированного пласта. Термограммы: 1 – до начала работы компрессора; 2 и 3 – через 1 и 2 часа после отключения компрессора и разрядки скважины.

В скважине три интервала перфорации. Анализ термограмм показывает, что до включения компрессора в скважине происходит внутриколонный переток из верхнего пласта в нижние перфорированные горизонты. Поглощение нижними пластами отмечается характерным изменением наклона температурной кривой. После создания депрессии на пласты наблюдается приток жидкости из всех пластов. Причем нижние интервалы оба работают, но слабо (см. кривую между пластами). Верхний же пласт отдает очень интенсивно, и работает при этом вся перфорированная мощность пласта (см. кривую 3). Более того, очевидно, что верхний пласт является высоконапорным (пластовое давление его выше) по сравнению с двумя нижними. Связано это с тем, что в этот интервал осуществляется закачка воды.

3.2. Определение интервалов притока нефти и воды.

Выделение интервалов притока нефти и воды из пластов в скважину по термометрии при компрессорном освоении основано на зависимости величины изменения температуры в начальной стадии отбора жидкости от значения коэффициента подвижности k/μ флюида в пласте.

Различие фазовых проницаемостей и меньшая вязкость воды, как правило, при прочих равных условиях приводят к тому, что абсолютная величина температурной аномалии в начальный период отбора в интервале притока воды превышает аномалию в интервале притока нефти.

С увеличением времени отбора разогрев нефти начинает превышать разогрев воды, т.е. здесь происходит инверсия аномалии калориметрического смешивания в пределах перфорированного пласта. Для выделения интервалов притоков нефти и воды необходимо регистрировать изменения температуры после пуска скважины, причем по крайней мере одну термограмму следует зарегистрировать после инверсии аномалии калориметрического смешивания. Максимальное время, в течение которого может наблюдаться инверсия, составляет 5 часов.

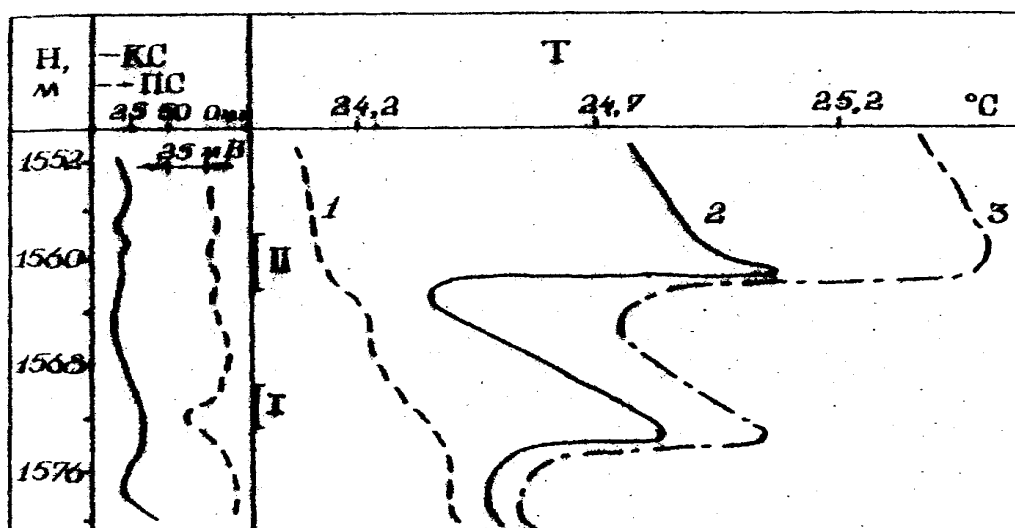
Наиболее благоприятным для выделения интервала притока воды этим способом является случай поступления нефти из нижнего пласта (пропластка) (см. п. 1.3.3).

Использование методов "притока-состава" также позволяет определять в пределах перфорированных пластов места поступления нефти и воды. Эффективность термометрии значительно повышается, если одновременно с термическими исследованиями используются методы состава и, в частности, осуществляют контроль за положением динамического уровня и нефтеводораздела при компрессорном освоении.

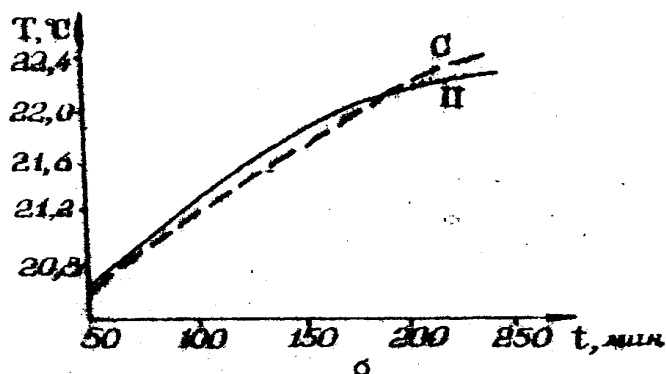
Примеры интерпретации результатов исследований.

1. Первоначально в скважине 6527 (Башкирия) был перфорирован пласт в интервале 1568.6 – 1572.4 м (1 интервал) и скважина давала чистую нефть ($3 \text{ м}^3/\text{сут}$). После дополнительной перфорации пласта в интервале 1555.2 – 1559.2 м (2 интервал) количество нефти возросло, но появилась в продукции и вода плотностью 1.06 г/см^3 . Согласно промысловым данным источником обводнения является верхний перфорированный пласт (2 интервал).

Для определения притоков нефти и воды из второго перфорированного интервала были проведены исследования при компрессорном опробовании (см. рис. 28). Термограмму 1 зарегистрировали в простаивающей скважине, термограммы 2 и 3 через 1,5 и 3,5 часа после начала отбора жидкости соответственно.



а



б

Рис. 28. Определение нефте-водопритокков в скважину по инверсии аномалии калориметрического смешивания;
а – термограммы: I – до работы компрессора; 2 и 3 – через 1,5 и 3,5 часа после начала отбора;
б – кривые установления температуры в подошвенной (II) и средней (С) частях второго пласта.

Температурная аномалия калориметрического смешивания против верхнего пласта имеет инверсионный характер. Нагляднее инверсия проявляется, если построить кривые установления температуры во времени (кривые зондирования). Для этого выберем две отметки по глубине, характеризующиеся сильным различием температуры: 1559.2 м (подошвенная часть пласта) и 1558.0 м (середина пласта по мощности). Из кривых установления температуры (рис.28-б) видно, что вначале разогрев против подошвенной части пласта больше, а при дальнейшем увеличении времени отбора меньше, чем в кровельной части, т.е. происходит инверсия температурной аномалии. Отмеченное явление характерно для зоны 1558.0 – 1559.2 м, т.е. именно в этом интервале и находится обводнившийся пропласток, который является причиной обводнения скважины. Нижний пласт, работая нефтью, проявляет себя очень слабо.

2. На рис.29 приведены результаты исследований в скважине 984 (Западная Сибирь), которая в процессе эксплуатации полностью обводнилась и была переведена в капитальный ремонт. Для определения источника обводнения были проведены геофизические исследования при вызове притока жидкости компрессором: термометрия, влагометрия, ГК. В скважине перфорирован пласт в интервале 2661.0 – 2668.0 м.

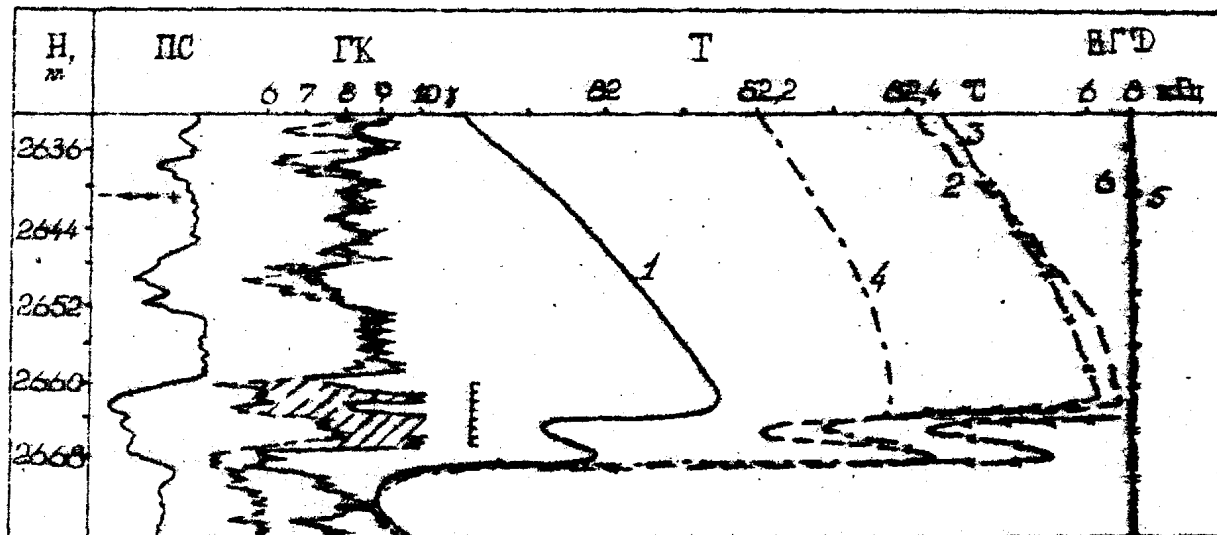


Рис.29. Определение мест поступления воды в скважину комплексом геофизических методов.

Термограммы: 1 – фоновая; 2,3 – при отборе жидкости;
4 – в остановленной скважине.

Влагометрия: 5 – фоновая; 6 – при отборе жидкости.

При термических исследованиях зарегистрированы термограмма 1 – до работы компрессора и термограммы 3,4 – при отборе жидкости из пласта после снижения уровня жидкости (низ НКТ на глубине 900 м). На фоновой

кривой 1 в пределах перфорированного пласта отмечаются две температурные аномалии послеэксплуатационного эффекта, т.е. аномалии, связанные с остаточным разогревом пласта. Верхняя часть пласта разогрета в процессе эксплуатации больше, чем нижняя. На термограммах, зарегистрированных при отборе жидкости, также наблюдается опережающий рост аномалии дросселирования в кровельной части пласта по сравнению с подошвенной. Анализ изменения аномалия калориметрического смешивания во времени показывает отсутствие инверсии. Это может свидетельствовать (на основании изложенного выше) о притоке воды из перфорированного пласта в скважину. Аномалия калориметрического смешивания в данном случае связана только с различием проницаемостей пропластков. Об отсутствии в продукции нефти при освоении свидетельствует данные влагометрии в интервале продуктивного пласта и прослеживание уровня жидкости во времени после компрессирования. Кроме того, на кривых ГК, выполненных для привязки к разрезу, наблюдается аномалия радиогеохимического эффекта (РГЭ), что также свидетельствует об обводнении пласта. Причем поступление воды в скважину происходит из подошвенной и кровельной частей пласта.

3. Аналогичный минимальный комплекс при сходных ситуациях с приведенной выше скважиной был применен в скв.7549 (Западная Сибирь). В скважине перфорирован пласт в интервале 2776–2780 м, работающий нефтью с водой. Результаты исследований приведены на рис.30.

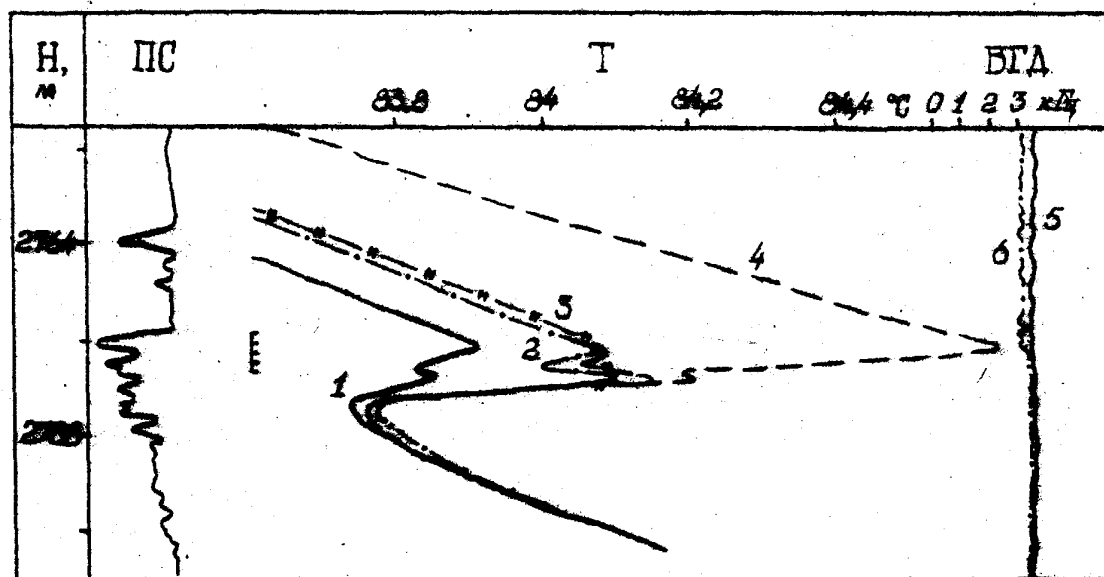


Рис. 30. Выделение обводненного пропластка в перфорированном пласте.

Термограммы: 1 – фоновая по работе компрессора; 2, 3, 4 – в процессе отбора жидкости.

Влагометрия: 5 – до работы компрессора; 6 – в процессе отбора жидкости из пласта.

Термограмма I зарегистрирована до работы компрессора и характеризуется также наличием остаточного разогрева после эксплуатации. Причем, как и в случае рассмотренной ранее скважины, в верхней части отмечается превышение температурной аномалии над аномалией в нижней части пласта. Однако анализ термограмм 2, 3, и 4, зарегистрированных в процессе отбора жидкости из пласта, свидетельствует о совершенно ином ходе формирования аномалии калориметрического смешивания. После начала притока жидкости в подошвенной части пласта аномалия дросселирования (разогрев) опережает аналогичную аномалию в верхней части пласта. Затем характер установления температуры меняется, и жидкость, притекающая из верхнего пропластка, разогревается сильнее. В пределах перфорированного пласта отмечается инверсия аномалии калориметрического смешивания.

Исходя из этого, можно говорить о том, что из верхней пласта поступает нефть, а вода притекает из его подошвенной части. Об этом же свидетельствуют данные влагометрии в интервале пласта (кривые 5 и 6), анализ состава жидкости в интервале динамического уровня свидетельствует о наличии нефти в продукции.

3.3. Оценка расхода жидкости.

Расход жидкости в стволе скважины при компрессорном освоении обычно оценивают по изменению уровня после отключения компрессора. В условиях низких дебитов скважин при компрессорном освоении и при ограниченном комплексе методов представляет определенный интерес возможность оценки расхода жидкости в стволе скважины по данным термометрии.

Учитывая кратковременность процесса нагнетания, можно производить приближенную оценку объема поглощенной жидкости и расхода по величине отрицательной температурной аномалии ΔT_n , зарегистрированной против пласта. Для этого определяют средний температурный градиент по термограмме, зарегистрированной в простаивающей скважине, и определяют величину столба жидкости, ушедшего в пласт как $H = \Delta T_n / \Gamma_{cp}$, а затем оценивают и объем поглощенной жидкости в соответствии с формулой (1.17) из п.1.4.2. Зная длительность процесса нагнетания жидкости в пласт t_n , можно оценить и расход жидкости.

Прямой пропорции между величиной изменения температуры притекающей из пласта жидкости и дебитом нет. Но при поступлении жидкости одинакового состава из двух пластов с одинаковым пластовым давлением дроссельный разогрев в интервале притока с большим удельным дебитом выше.

Определение дебита жидкости, поступающей из пласта, а следовательно и

объема извлеченной жидкости из пласта $V_{ж}$ для небольших времен после пуска можно производить как по скорости перемещения излома температурной кривой (тепловой метки), так и по величине изменения температуры ΔT в интервале ствола скважины, неохваченного влиянием температуры потока жидкости, вышедшей из пласта. При этом дебит жидкости можно оценить из формулы (1.17), где ΔT – разность между температурой, сформированной в процессе нагнетания, и температурой потока после пуска.

В интервале исследований, не охваченном влиянием температуры потока жидкости, вышедшей из пласта (при отборе) или закачиваемой сверху (т.е. в интервале, где наблюдается смещение первоначального распределения температуры), для оценки расхода жидкости в скважине можно использовать эффект нестационарности (эффект немгновенности регистрации) [9].

Для этого после регистрации фоновой кривой в простаивающей скважине осуществляется запись термограммы сразу после начала отбора или нагнетания (начало отбора или нагнетания определяется в соответствии с изложенным в п.3.1). Выбирая небольшой интервал обработки термограмм, для определения скорости потока v_n в скважине можно пользоваться выражением (1.23) из п.1.4.4. Для определения объемного расхода жидкости G можно получить из (1.23) обобщенную формулу

$$G = \pi r_0^2 v_m \left(\frac{\Gamma_u}{\Gamma} - 1 \right) (-1)^k \quad (3.1)$$

где $k=1$ для нагнетания и $k=2$ для случая отбора жидкости; .

v_m – скорость движения термометра;

Γ_u – зарегистрированный в процессе нагнетания или отбора градиент температуры;

Γ – градиент температуры по глубине, определенный по фоновой термограмме в простаивающей скважине.

На рис.31 приведены температурные кривые, зарегистрированные в скважине 1919 (Башкирия) в период нагнетания жидкости. Анализ термограммы свидетельствует об оттоке жидкости в перфорированный пласт, что отмечается снижением температуры ($\Delta T_n = 1.2^{\circ}\text{C}$) против зоны поглощения жидкости. Причем по практически нулевому градиенту температуры против пласта можно говорить о том, что принимает вся перфорированная толща. Выше принимающей зоны наблюдается смещение температурной кривой относительно первоначальной с градиентом, отличающимся от фонового, что связано с немгновенностью регистрации термограммы. Используя формулу (1.23), оценим скорость потока жидкости в скважине.

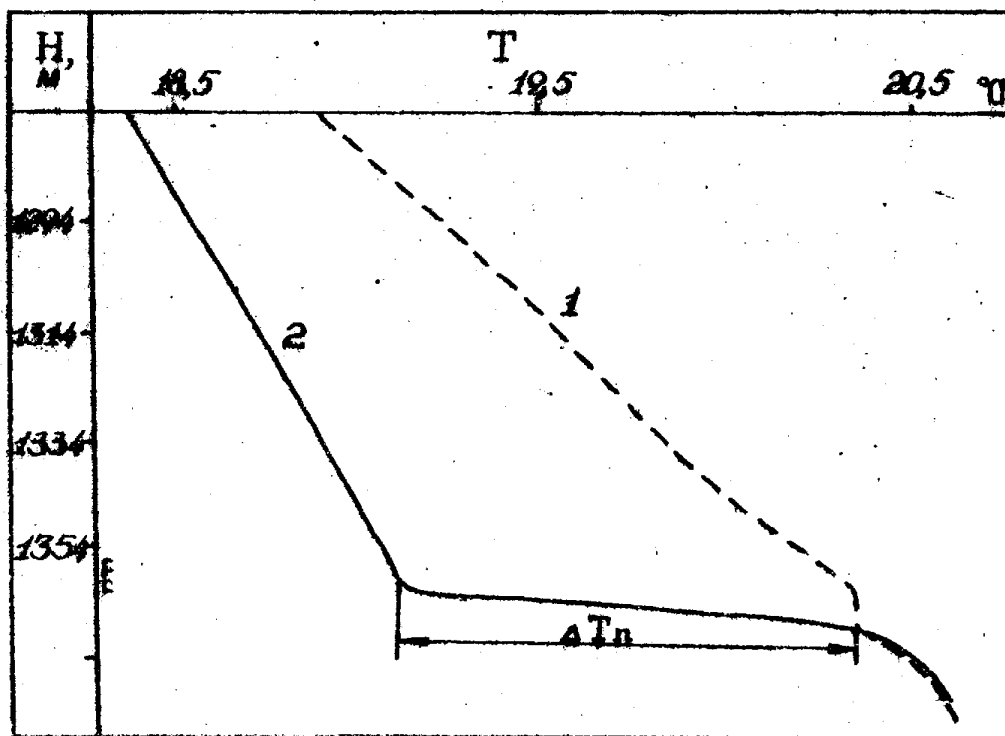


Рис. 31. Выделение принимающего интервала и оценка расхода жидкости в скважине по эффекту немгновенности регистрации.

Термограммы: 1 – фоновая; 2 – через 20 минут после начала нагнетания жидкости.

Из термограмм получим $G_1 = 0.016^\circ\text{C}/\text{м}$, $G_2 = 0.09^\circ\text{C}/\text{м}$, следовательно, скорость потока (при $v_m = 500\text{м}/\text{час}$) $v_n = 219\text{м}/\text{час}$. Скорость, оцененная по данным барометрии, составляет величину того же порядка. Объем поглощенной жидкости на момент регистрации составил 0.9м^3 .

Для обеспечения возможности оценки расхода жидкости при освоении глубоких скважин и поинтервальной определении в многопластовых скважинах можно использовать так называемый способ "температурной петли". Способ также основан на эффекте немгновенности регистрации при проведении исследований в интервале, неохваченном влиянием температуры потока жидкости, закачиваемой сверху или вышедшей из пласта. Для оценки расхода устанавливают термометр выше перфорированных пластов и пускают скважину в эксплуатацию (начинают нагнетание или отбор жидкости). После этого начинают регистрацию температурной кривой на спуске термометра, при этом в выбранных интервалах ствола скважины в 10–20 м (где ожидается изменение расхода жидкости: участок выше верхнего перфорированного пласта, а также между пластами) регистрируют "температурную петлю" по схеме "спуск-подъем-спуск". Определяют изменения температуры

соответствующих термограмм (ветвей) "петли". Принимая во внимание соответствующие скорости движения термометра при регистрации на спуске - v_1 , при подъеме - v_2 , при спуске - v_3 , определяют расход жидкости на исследуемых участках по соотношению

$$G = \frac{\pi \cdot d_0^2}{2} \left[\frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\frac{\Delta T_1}{v_2} + \frac{\Delta T_2}{v_1}} + \frac{\Delta T_2 - \Delta T_3}{\frac{\Delta T_2}{v_3} + \frac{\Delta T_3}{v_2}} \right] \quad (3.2)$$

где $\Delta T_i = T_i(z_n) - T_i(z_v)$, $i = 1, 2, 3, \dots$ - изменение температуры соответствующего участка ветви "температурной петли";

z_n, z_v - нижняя и верхняя точки интервала исследований. Данная зависимость получена без учета теплообмена потока жидкости с окружающими горными породами. Но погрешность определения при этом не превышает 2%.

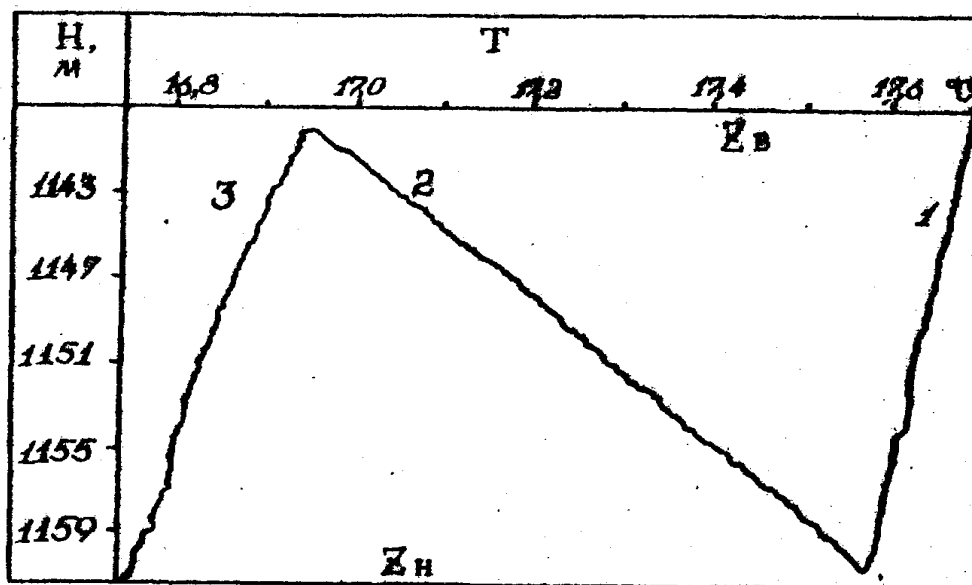


Рис. 32. К оценке расхода жидкости в скважине по методу "температурной петли".

Термограммы: 1 - на спуске ($v_1 = 350$ м/час);

2 - на подъеме ($v_2 = 300$ м/час);

3 - на спуске ($v_3 = 300$ м/час).

На рис.32 приведены результаты исследований скв.6083 (Башкирия). В скважине один перфорированный пласт. Исследования проводились в режиме нагнетания. Зона влияния температуры потока жидкости, закачиваемой сверху, значительно выше интервала исследования. Регистрация термограмм производилась в интервале 1163-1139 м. В соответствии с полученной термограммой изменения температуры на участках "петли" составляют $\Delta T_1 = 0.11^{\circ}C$, $\Delta T_2 = 0.63^{\circ}C$, $\Delta T_3 = 0.20^{\circ}C$. Внутренний радиус колонны $r_0 = 0.074 м$. Оценка расхода по выражению (1.23) дает $G = 9.5 м^3 / час$.

Определение количества поглощенной пластом жидкости может иметь и самостоятельное значение. При хорошей проницаемости пласт может почти полностью поглотить всю вытесняемую компрессором из межтрубного пространства жидкость. Знание количества поглощенной жидкости необходимо для последующего выбора времени отбора, достаточного для извлечения из пласта поглощенной жидкости, т.к. неучет поглощения пластом может привести к неправильному толкованию результатов опробования. Кроме того, представление о возможной приемистости пласта и сопоставление ее с фактически полученной позволяет судить о возможных заколонных перетоках в скважине.

4. ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ.

При компрессорном освоении и опробовании скважин их диагностика связана в основном с поиском причин и источников обводнения продукции скважины. Она сводится к выявлению:

- мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины;
- интервалов межпластовых заколонных перетоков жидкости.

Решение этих задач, их дифференциация основаны на использовании комплекса геофизических методов, где основным является термометрия, поскольку позволяет оперативно проводить поисковые исследования по стволу скважины.

4.1. Определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины.

Признаком нарушения герметичности обсадной колонны на термограмме, как и в длительное время работающих скважинах, являются температурные аномалии, обусловленные дроссельным и калориметрическим эффектами. Выявление таких дефектов в скважине не отличается от выявления отдающих перфорированных пластов. Единственным исключением из этого является непредсказуемость места нарушения герметичности колонны в ствола скважины. Поэтому особую важность здесь приобретают температурные измерения по стволу простаивающей скважины (поисковые исследования).

При выполнении условия $P_{заб} > P_{пл}$ положение места нарушения герметичности колонны можно определить и по замерам температуры в процессе снижения уровня в межтрубном пространстве после включения компрессора.

Если нарушение герметичности обсадной колонны расположено в зумпфе скважины, то приток жидкости после прорыва воздуха через НКТ обычно отмечается острой положительной аномалией разогрева. Формирование такой температурной аномалии происходит непосредственно с пуском скважины и быстро достигает значительной величины. Это приводит к практически мгновенному нарушению распределения температуры, зарегистрированного в скважине. Темп установления дроссельной аномалии против места нарушения герметичности колонны часто выше, чем против перфорированного пласта, т.к. он (темп) зависит от размеров зоны локализации перепада давления R_k , и удельного дебита q . При притоке жидкости из места нарушения колонны обычно основной перепад давления локализуется на дефекте в колонне, т.е. R_k определяется толщиной колонны, а удельные дебиты

жидкости здесь велики. Сформировавшаяся сразу же после прорыва воздуха дроссельная температурная аномалия определяет, таким образом, размеры зоны нарушения первоначального распределения температуры в зумпфе. Точка выхода зарегистрированной кривой на геотерму (z_z) в процессе освоения и опробования не смещается по глубине.

Место нарушения герметичности обсадной колонны, расположенное выше перфорированных интервалов, отмечается на термограмме аномалией калориметрического смешивания. Недостатки использования аномалии калориметрического эффекта при определении отдающих интервалов известны. Поэтому для однозначного определения нарушения герметичности обсадной колонны в таких условиях следует использовать особенности переходных процессов при освоении и опробовании скважины (см. п.3.1 "регулирование" аномалии калориметрического смешивания). Измерение температуры в начальные моменты притока позволяет практически всегда определять места нарушения герметичности колонны по преобладающей аномалии дросселирования, включая и случаи слабых притоков (малых негерметичностей) не регистрируемых другими методами.

Негерметичность забоя скважины обычно определяется по нарушению первоначального (фоновое) распределения температуры, которое хорошо видно при сопоставлении с термограммой, зарегистрированной после пуска компрессора. При этом характерным является монотонное изменение температуры с глубиной, что не наблюдается обычно при нарушении герметичности обсадной колонны. Наклон температурной кривой в зумпфе в этом случае определяется линейной скоростью (дебитом) восходящего потока жидкости. Поэтому возможный наклон температурной кривой при наличии негерметичности забоя скважины заключен между первоначальным распределением температуры и распределением с нулевым градиентом температуры. Изменение температуры в зумпфе скважины с герметичным забоем в режиме нагнетания и отбора согласуется с эффектом адиабатического сжатия (при увеличении давления, период II работы компрессора) и расширения (после прорыва закачиваемого воздуха через НКТ).

Примеры интерпретации результатов исследований.

1. На рис.33 приведены результаты геофизических исследований скважины 1553 (Башкирия). К перфорации были рекомендованы известняки турнея. Первоначальный интервал перфорации 1638-1652 м. При получении воды при первичном опробовании этот интервал был зацементирован, и вновь

перфорирована кровельная часть известняков (1638 - 1646 м). При опробовании этого интервала проведены исследования высокочувствительным термометром СТИ-28, механическим расходомером РН-26 и термокондуктивным дебитомером СТИ.

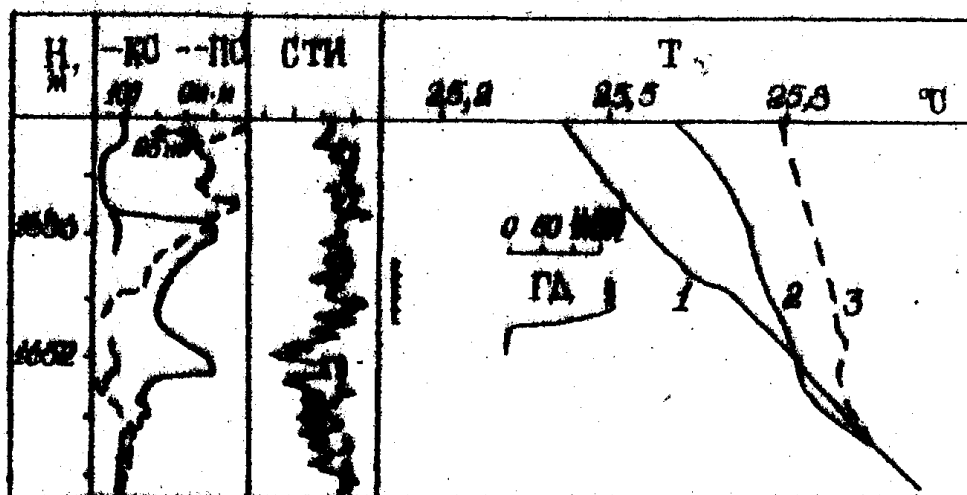


Рис. 33. Выявление места негерметичности колонны в зумпфе скв.1553. Термограммы: по работы компрессора - I ; при работе компрессора-2 и 3 - сразу после прорыва воздуха и через I час после этого.

По данным термометрии ниже перфорированного интервала на кривых 2 и 3 отмечается небольшая положительная аномалия. Механический дебитомер показывает отсутствие счета (притока), тогда как по диаграммам СТИ приток в этом интервале существует. Таким образом, форма температурной кривой и данные термо-дебитомера свидетельствуют о наличии здесь негерметичной колонны (очевидно, результат некачественной заливки первоначального интервала перфорации).

Следует отметить, что при значительном притоке жидкости из перфорированного объекта (см. данные РН-26) работа его по термограммам практически не отбивается, несмотря на сравнительно слабый приток из места нарушения колонны.

2. В простаивающей скважине 3302 (Башкирия) зарегистрировали термограмму (рис. 34). Характер установившегося температурного распределения свидетельствует о существовании межпластового перетока с глубины 3136 м в перфорированный пласт. При этом из кривой совершенно не ясно, где осуществляется переток - за колонной или через ствол скважины. Термограмму 2 зарегистрировали в соответствии с п.3.1 непосредственно после вызова притока жидкости из пласта.

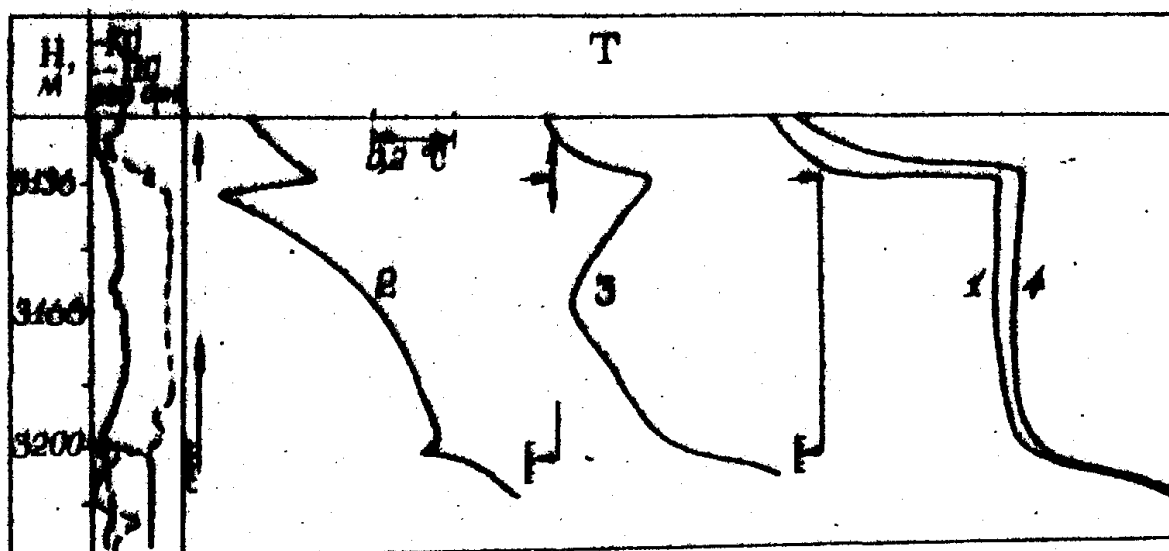


Рис. 34. Использование особенности проявления переходного режима при выявлении места нарушения герметичности колонны и внутриколонного перетока в скв.3302.

Термограммы: 1 – до работы компрессора ; 2 – сразу после вызова притока жидкости ; 3 – через 2 часа и 4 – через 10 часов после отключения компрессора.

На ней отмечаются аномалия дроссельного разогрева против перфорированного пласта и на глубине 3136 м. На этой глубине острая температурная аномалия связана с поступлением жидкости через место нарушения герметичности колонны. Вследствие кратковременности отбора жидкости в данном случае удалось эффективно использовать особенность проявления переходного режима в начальный период эксплуатации. Четкость тепловой аномалии в интервале негерметичности связана с тем, что температурный фронт жидкости, вышедший из перфорированного пласта еще не достиг за время дренирования отметки 3136 м. Кроме того и темп установления дроссельной температурной аномалии в месте нарушения колонны (малые зазоры) опережает аналогичный темп в перфорированном пласте. Именно по этим причинам место нарушения герметичности колонны определяется здесь по преобладающей аномалии дросселирования.

Термограмма 3 на рис.34 зарегистрирована через 2 часа после отключения компрессора и так же характеризует переходный режим скважины: переход от режима отбора к первоначальному состоянию. Из анализа температурной кривой следует, что при продолжающемся небольшом движении жидкости из нарушения герметичности колонны вверх возникает и внутриколонный переток в перфорированный пласт. На термограмме 4 отмечается установление практически первоначального распределения температуры. Очевидно, что водоносный пласт в рассматриваемом интервале

высоконапорный по сравнению с перфорированным.

3. Величина дроссельного разогрева при фильтрации жидкости определяется депрессией на пласт, а темп установления этой аномалии удельным дебитом жидкости. Именно на этом основана возможность эффективного применения термометрии для поисков и обнаружения малых негерметичностей эксплуатационных колонн, которые не удастся обнаружить другими методами, например, расходометрией.

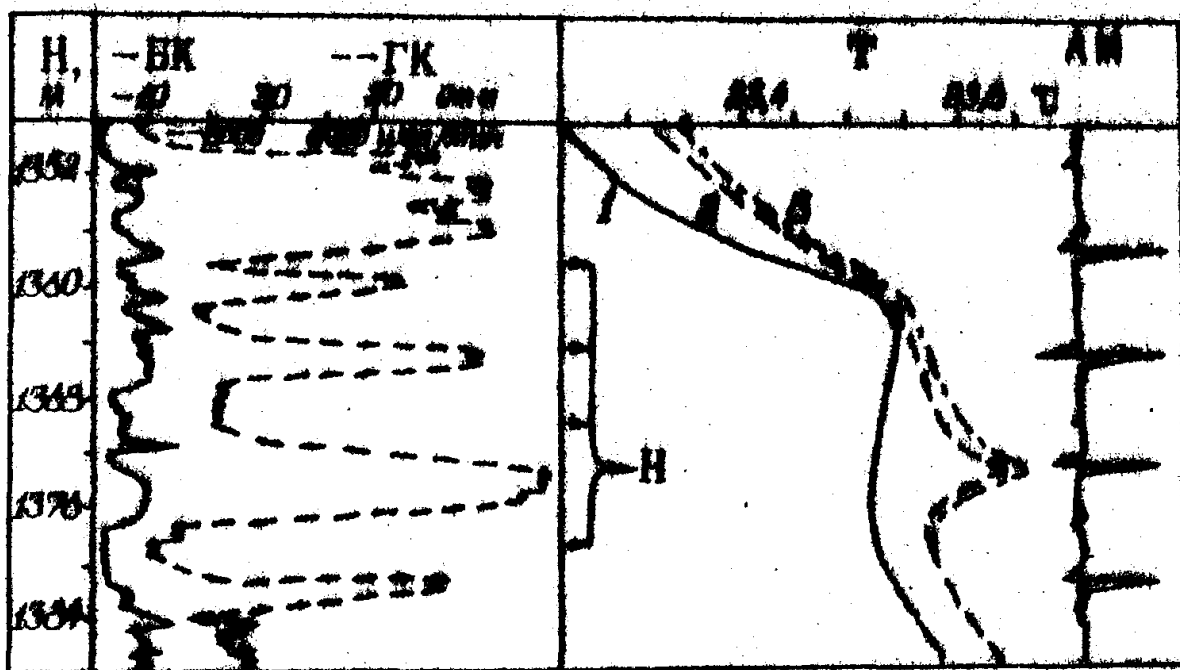


Рис. 35. Выявление слабого ($Q < 1 \text{ м}^3/\text{сут}$) притока жидкости через нарушение герметичности обсадной колонны (Н) скв.391.

В процессе опробования скважины 391 (рис.35) получен приток воды плотностью $1.18 \text{ г}/\text{см}^3$ с дебитом порядка $1 \text{ м}^3/\text{сут}$. Несмотря на малую величину дебита термические исследования при опробовании оказались информативными. На контрольной термограмме (см. кривую 1 на рис.35) в интервале 1356-1384 м отмечается температурная аномалия, которая в данном случае не связана с тепловыделением в цементе. Перфорированный пласт расположен в интервале 1408.4-1420.0 м, т.е. ниже глубин, приведенных на рисунке. По характеру зарегистрированной аномалии можно говорить о гидродинамической связи между водоносными песчаниками, расположенными в рассматриваемом разрезе скважины. Термограммы 2 и 3 зарегистрированы после вызова притока компрессором и позволяют произвести однозначную интерпретацию. Аномалия дросселирования, отмечаемая на глубине 1374 м, связана с поступлением жидкости в скважину

через место нарушения герметичности обсадной колонны, причем перфорированный пласт проявляет себя очень слабо. Таким образом, заколонный переток из водоносных пластов (см. схему перетока на рис.35) и поступление воды в скважину через нарушение в колонне и является причиной ее обводнения. Сопоставление термограмм с диаграммой локатора муфт позволяет определить причину образования дефекта в колонне – некачественное соединение муфты.

Следует заметить, что эффективность выделения слабых притоков или малых негерметичностей колонны может быть повышена при одновременной регистрации градиент-термограмм (дифференциальной формы записи кривой).

4. При освоении и опробовании скважин нередким техническим осложнением является и нарушение герметичности цементного стакана или забоя скважины. В особенности такой дефект возможен при пообъектном испытании снизу вверх.

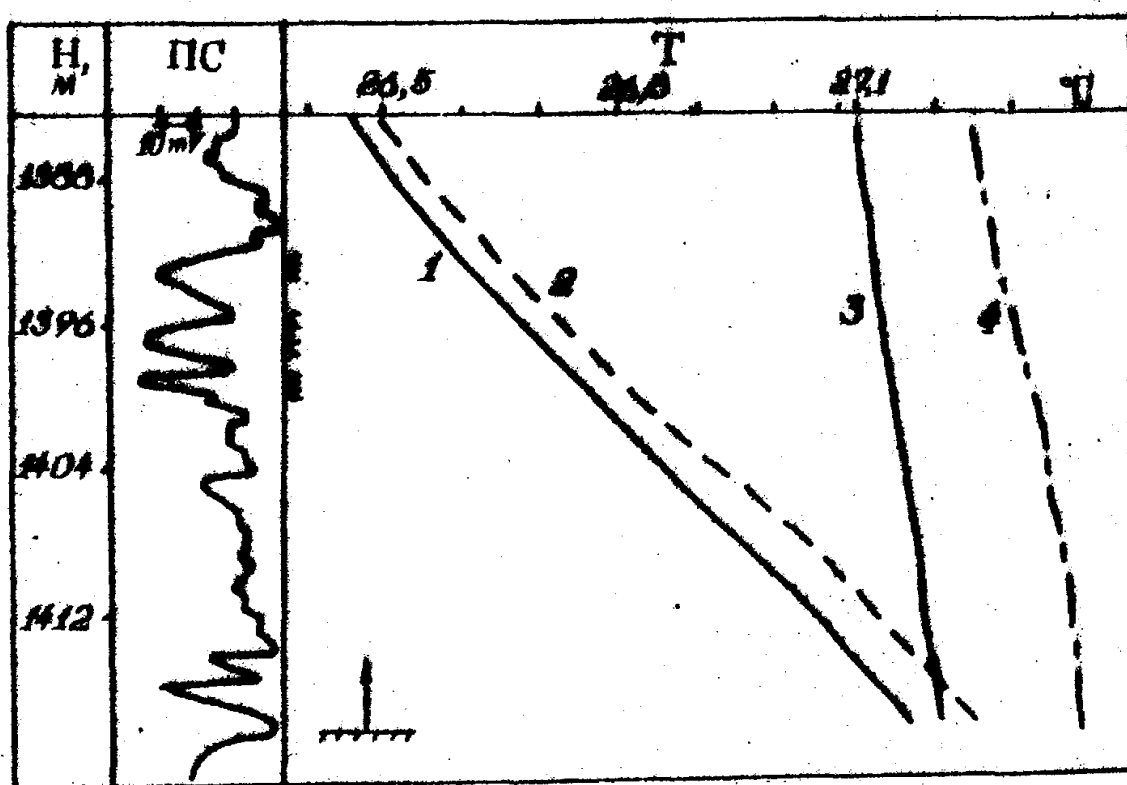


Рис. 36. Определение негерметичности забоя скв.6681.

На рис.36 приведены результаты исследований скважины 6681 (Башкирия). Искусственный забой отбит на глубине 1418 м. Из анализа температурных кривых видно, что сразу после включения компрессора происходит увеличение забойного давления, однако движение жидкости в скважине не отмечается, а практически параллельное смещение термограммы 2 относительно первоначальной связано с проявлением эффекта адиабатического сжатия.

После отключения компрессора наблюдается приток жидкости с забоя, причем, судя по наклону температурной кривой 3, приток значителен. Дальнейший рост температуры жидкости на забое связан с ее дроссельным разогревом. Работа перфорированных пластов и в данном случае практически не проявляется на термограммах.

Негерметичность забоя скважины можно определять также и при работе компрессора в режиме нагнетания.

4.2. Выявление межпластовых перетоков жидкости в скважине.

Возникновение межпластовых перетоков связано с различием давлений в пластах по разрезу скважины. При этом различают внутриколонные и заколонные перетоки жидкости. Для последнего случая выделяют несколько возможных путей движения жидкости: по трещинам в цементе; между породами и цементным кольцом вследствие размыва рыхлой глинистой корки; между цементом и обсадной колонной; по пласту вследствие подтягивания конуса подошвенной воды. При выявлении заколонных перетоков обычно различают два случая, когда неперфорированный пласт расположен ниже перфорированного (переток снизу) и когда переток осуществляется из вышележащего водоносного пласта (переток сверху). Учитывая методические особенности в исследовании и интерпретации, рассмотрим эти случаи отдельно.

4.2.1 Определение заколонных перетоков жидкости снизу.

Применение термометрии для выявления заколонных перетоков жидкости основано на регистрации температурных аномалий, возникающих в интервале перетока и в подошвенной части интервала перфорации. Характер нарушения геотермического (первоначального) распределения в зумпфе определяется конвективным переносом тепла и дроссельным эффектом, проявляющимся по пути движения жидкости. Время стабилизации температурного поля определяется в этом случае, как $\tau = \frac{H - z}{u}$, где z - расстояние от подошвы перфорированного пласта до точки наблюдения, м; H - интервал перетока, м; u - скорость движения флюида за колонной. Например, при $H = 10 \text{ м}$, $u = 20 \text{ м/ч}$ это время составит 30 мин (для реальных случаев оно еще меньше). Нарушение геотермического (первоначального) распределения при этом наблюдается на всем пути заколонного движения флюида. При отсутствии заколонного перетока такое нарушение за счет только вертикальной кондуктивной теплопередачи может сформироваться за время порядка 8000 часов.

Таким образом, темп распространения температурного поля или темп формирования зоны нарушения геотермы в зумпфе является определяющим признаком при выявлении заколонного перетока в начальной стадии эксплуатации скважины. При этом надо быть уверенным в том, что такая затяжка (зона нарушения) температурной аномалии не связана с методическими погрешностями: с превышением скорости записи температурной кривой, с загрязнением датчика, гравитационной конвекцией, промывкой и т.д.

Многообразие существующих путей движения воды за обсадной колонной и конструктивные особенности скважинного термометра (датчик температуры не может быть приближен к стенке колонны ближе чем на радиус прибора) свидетельствуют о том, что температурный сигнал от перетекающего потока, возникшего после пуска скважины, достигает датчика температуры не мгновенно, а с некоторым запаздыванием. В этом заключается влияние так называемой инерционности датчика на формирование температурного поля в скважине. Расчеты показывают, что время установления температурной аномалии в скважине зависит от ее диаметра. Для диаметров обсадных колонн 0.127 и 0.146 м и собственно скважины 0.20 м при использовании высокочувствительных термометров с разрешающей способностью порядка $0.01^{\circ}K$ заколонную циркуляцию (при кольцевом симметричном канале перетока) даже на оси скважины можно обнаружить уже через время порядка 0,7 – 1,7 часа. Полное установление температуры в стволе скважины происходит через 8–20 часов. В случае заколонного движения жидкости по отдельным, несимметричным относительно оси скважины, каналам возникновение перетока регистрируется также в течение первого часа в зависимости от расположения термометра [15]. Обусловлено это влиянием стальной обсадной колонны, выполняющей в данном случае роль шунта.

В общем случае температурная кривая в зумпфе, зарегистрированная непосредственно после пуска, может мало отличаться от термограммы при отсутствии перетока. Но на последующих термограммах, зарегистрированных при отборе жидкости, интервал заколонного перетока уже будет отмечаться полностью.

Величина и форма температурных аномалий при перетоке определяются характером распределения давления по пути движения жидкости, коллекторскими свойствами пласта-источника обводнения и, соответственно, могут сильно различаться [9]. Объяснение особенностям распределения температуры в интервалах перетоков можно получить на основе главных факторов, участвующих в формировании теплового поля. К таким факторам относятся разогрев движущейся жидкости вследствие эффекта

дросселирования, конвективный перенос тепла по пути движения и теплообмен с окружающими породами и скважиной. Обычно указанные факторы участвуют в формировании температурной аномалии одновременно, но на том или ином участке проявление одного фактора может преобладать над другими. Из анализа профилей температуры, полученных в интервале перетока, отмечается преобладающее проявление дроссельного эффекта на участках, соответствующих глинистым пропласткам, и во многих случаях отсутствие значительного разогрева в интервалах проницаемых пластов. Такая закономерность свидетельствует о наличии вертикальных каналов высокой проницаемости в прискважинной зоне коллекторов или каналов в глинистой корке. На рис.37 приведены схематические термограммы, иллюстрирующие влияние различных физических процессов на изменение температуры в интервале перетока.

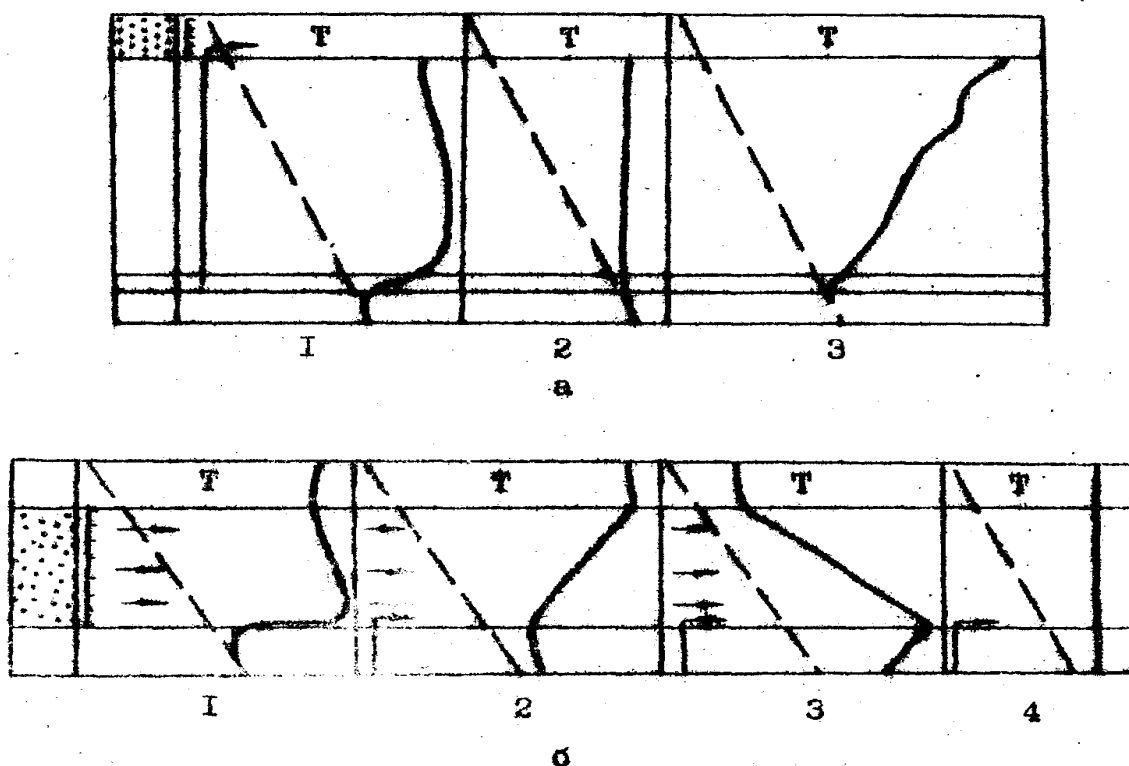


Рис. 37. Признаки заколонного перетока снизу.

- а — нарушение первоначального распределения температуры в зумифе ; 1 — проявление дроссельного эффекта пласте источника перетока ; 2 — конвективный перенос тепла потоком воды ; 3 — проявление дроссельного эффекта по пути движения жидкости ;
- б — аномалия калориметрического смешивания в подомвенной части пласта ; 1 — проявление дроссельного эффекта в отсутствии перетока ; 2,3 — проявление эффекта смешивания при заколонном перетоке ; 4 — перфорированный пласт не работает, поступает только перетекающая жидкость.

Помимо нарушения первоначального распределения температуры в зумпфе признаком заколонного перетока снизу является калориметрический эффект в подошвенной части перфорированного пласта, возникающей в результате смешивания потоков жидкостей, поступающих из перфорированного пласта и по заколонному пространству снизу. Применение этого признака наиболее эффективно при различии давлений в перфорированном и неперфорированном водоносных пластах (между которыми имеется заколонный переток) после отключения компрессора, т.к. именно в этот период происходит непрерывное перераспределение соотношения депрессий в пластах вследствие непрерывного увеличения давления в скважине. Изменение забойного давления меняет соотношение дебитов жидкости, поступающей из пласта и перетекающей за колонной. При этом можно добиться прекращения работы пласта с меньшим пластовым давлением, например, перфорированного, тогда как приток вследствие заколонной циркуляции будет продолжаться, и наоборот. На рис.37 приведены схематические кривые, характеризующие влияние перетекающей жидкости на аномалию в перфорированном пласте.

Фильтрация жидкости за обсадной колонной создает шумы в интервале перетока. Применение скважинной акустической шумометрии наряду с термометрией позволяет повысить однозначность выделения межпластовых заколонных перетоков. Косвенным признаком циркуляции жидкости снизу может служить интенсивная работа перфорированного пласта (по данным расходометрии) в подошвенной части.

Примеры интерпретации результатов исследований.

1. На рис.38 приведены результаты исследований скважины 108Р (Западная Сибирь). В скважине перфорирован интервал 2836–2840 м. Исследования проведены с целью выявления источника обводнения. На фоновой кривой 1 отмечается температурная аномалия, связанная с остаточным разогревом после предварительного испытания пласта. Сопоставление температурных кривых 2 и 3 с фоновой позволяет однозначно говорить о наличии заколонного движения жидкости в интервале 2840–2848 м и о наличии притока жидкости из перфорированного пласта. В интервале перетока распределение температуры немонотонное. Аномалии разогрева (скачки температуры) очевидно связаны с дросселированием жидкости на зазорах против глинистых отложений. Причиной обводнения, следовательно, является заколонное движение жидкости.

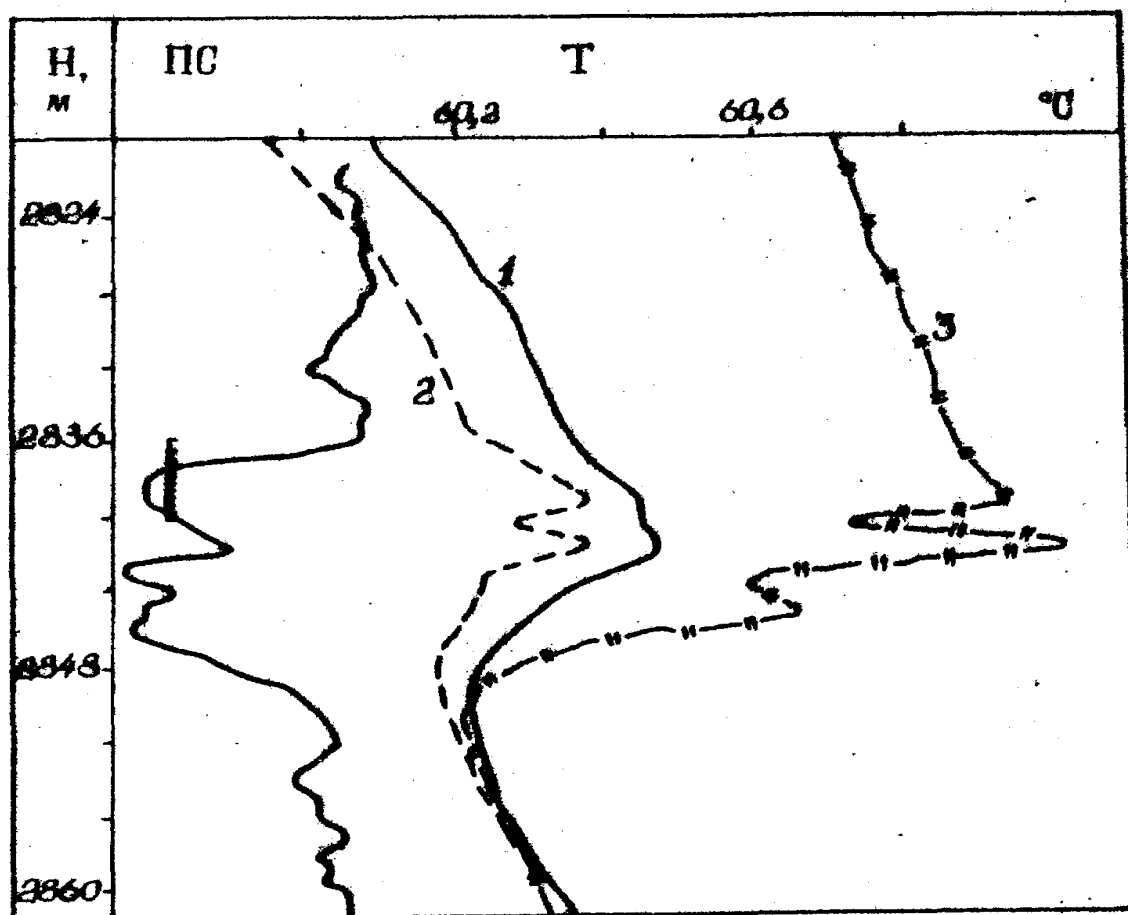


Рис. 38. Выявление движения жидкости за колонной по немонотонному профилю температуры в интервале перетока. Термограммы: 1 – фоновая; 2 – через 1 час после начала компрессирования; 3 – через 3 часа после окончания компрессирования.

2. В случае немонотонного профиля температуры в зумпфе интерпретация термограмм обычно не вызывает особых затруднений. Сложность могут представлять аномалии, сходные с аномалиями, возникающими при притоке жидкости из мест нарушения герметичности колонны. Однозначность в таких случаях достигается при использовании наряду с термометрией методов притока. На рис.39 приведены результаты геофизических исследований скважины 798 (Западная Сибирь). Анализ материалов термометрии и термодобитометрии однозначно свидетельствует, что в зумпфе скважины наблюдается приток жидкости в скважину через место нарушения герметичности колонны (глубина 2832,5 м). Но ниже места притока отмечается заколонное движение жидкости (в интервале 2842,0 – 2832,5 м).

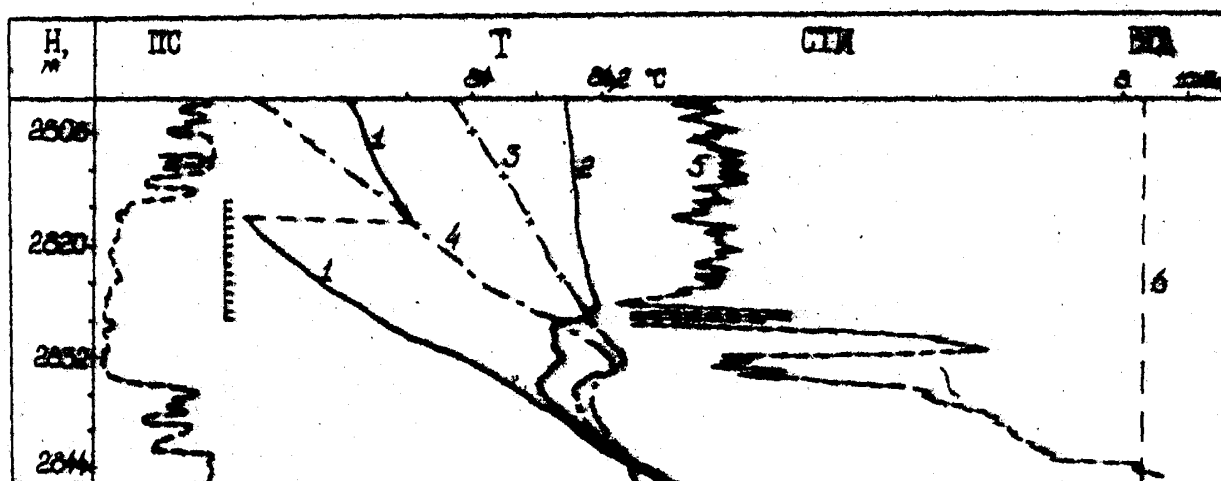


Рис. 39. Комплексные геофизические исследования в зумфере скважины для разделения случаев заколонного прижима и нарушения герметичности колонны.

3. Опыт показывает, что часто при освоении и опробовании в интервале перетока регистрируется и монотонное распределение температуры. Последнее может вызвать затруднения в интерпретации термограмм и, более того, привести к ошибочным заключениям.

На рис.40 приведены результаты исследований скважины 8179 (Башкирия). Первоначально здесь был перфорирован один пласт в интервале 1258,0 – 1259,2 м.

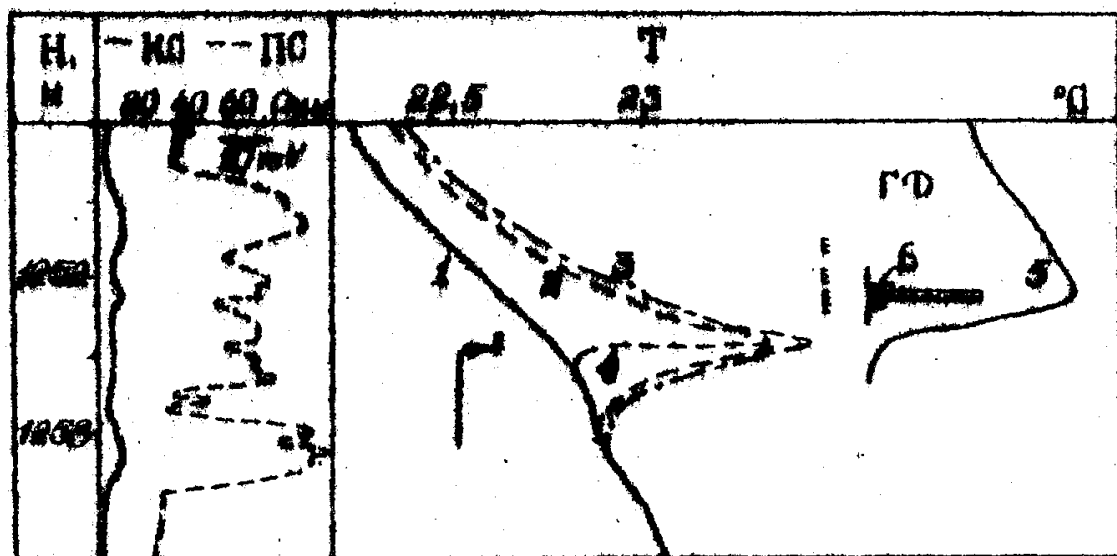


Рис. 40. Материалы исследований скв.8179.

Термограммы: 1 – фоновая; 2 и 3 – через 2 и 4 часа после компрессирования; 4 – расчетная; 5 – в процессе глубиннонасосной эксплуатации; 6 – дебитограмма.

При опробовании получили приток воды без признаков нефти. Для выяснения причины обводнения в скважине проведены термические исследования до (кривая 1) и после (кривые 2 и 3) компрессирования. При сопоставлении с расчетной кривой 4 видно, что зона нарушения теплового поля в зумпфе охватывает интервал более 10 м. Однако распределение температуры здесь монотонное, поэтому сделали заключение об обводнении перфорированного пласта. Пласт был отключен цементной заливкой и перешли на верхние объекты. Термограмма 5 зарегистрирована через межтрубное пространство в процессе эксплуатации скважины штанговым глубинным насосом. Результаты исследования свидетельствуют, что изоляционные работы выполнены некачественно, в скважине существует заколонный переток, т.е. заключение было дано ошибочное. Определяющим признаком здесь является темп изменения теплового поля в зумпфе.

4. В скважине 196 (Башкирия), материалы которой приведены на рис. 41, перфорирован пласт в интервале 1318,4-1320,8 м. При освоении получен приток минерализованной воды. Для определения причины обводнения скважины были проведены термические исследования при возбуждении компрессором. Видно нарушение первоначального распределения в зумпфе, причем зона нарушения составляет величину порядка 10 м. Такое нарушение нельзя объяснить теплоотдачей от перфорированного пласта, так как скважина возбуждалась лишь на 4 часа. Поэтому отмечаемое нарушение первоначального распределения температуры в зумпфе может быть связано с заколонным движением жидкости из нижележащих водоносных пластов.

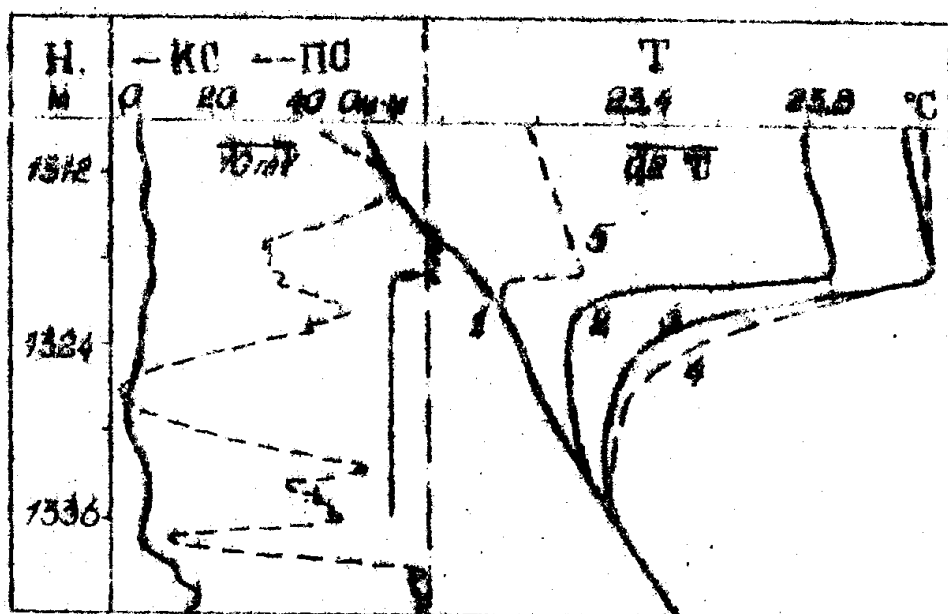


Рис. 41. Определение заколонного перетока по величине и соотношению зоны нарушения первоначального распределения температуры в зумпфе скв.196.

При анализе термограмм отметим, что зона нарушения первоначального распределения сформировалась уже на первой кривой после пуска (кривая 2). Точка z_2 , находится на глубине 1332 м. На последующих кривых 3 и 4 эта точка не смещается по глубине. При этом отмечается лишь количественное изменение температуры в этом интервале. Такой характер установления аномалии, как следует из 3.2 и 3.3 объясняется инерционностью скважины. Очевидно, что если зарегистрировать термограмму непосредственно после пуска (после прорыва воздуха), то кривая в зумпфе будет аналогичной случаю отсутствия заколонного движения. Кривая 5 на рисунке восстановлена теоретически, характеризует состояние скважины непосредственно после пуска.

5. Если в процессе отбора жидкости из пласта профиль температуры в зумпфе сформировался полностью (с учетом инерционности скважины), то после прекращения работы компрессора в этом интервале начинается процесс восстановления температуры. На рис.42 приведены результаты исследования скв.30.

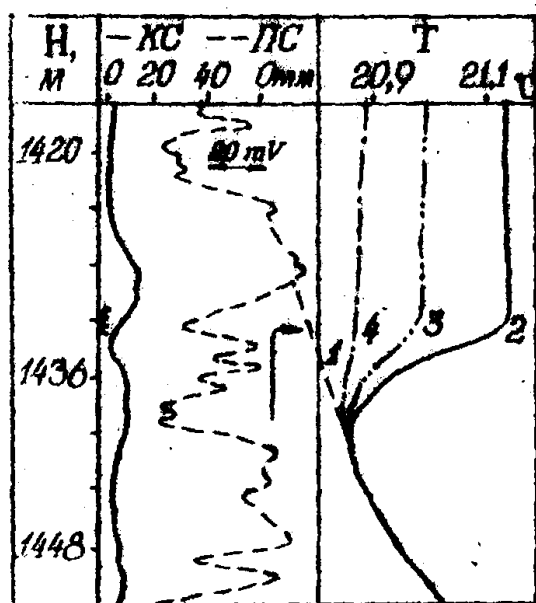


Рис.42 Определение заколонного перетока по веерообразному расхождению температурных кривых в зумпфе после отключения компрессора (кривые 2, 3 и 4 через 2, 3 и 4 часа); I – контрольная термограмма.

Нарушение первоначального распределения температуры в зумпфе вблизи перфорированного пласта, как и в предыдущем случае является признаком заколонного движения жидкости с глубины 1440.0 м в подошву интервала перфорации. Дополнительным признаком перетока жидкости за колонной в данном случае является расхождение кривых (в интервале 1240.0 – 1232.0 м).

Но данным замера АКЦ в интересующем нас интервале глубин отмечается хорошее сцепление цемента с колонной. По-видимому переток жидкости осуществляется между цементом и породой.

6. Сложности при выделении заколонных перетоков снизу по увеличенному темпу формирования зоны нарушения (с монотонным распределением температуры) связаны с возможностью появления такого рода аномалий за счет гравитационной конвекция (и это является ограничением метода). Поэтому здесь важны данные плотнометрии и сведения о минерализации жидкостей в скважине поступающей из пласта, данные резистивиметрии. Кроме того, однозначность повышается и при комплексном использовании термометрии и акустической шумометрии.

На рис.43 приведены данные опробования скважины 1654 (Западная Сибирь) компрессорным способом. Исследования проведены термометром и шумомером. На термограммах отмечаются признаки заколонного движения ниже перфорированного интервала, диаграммы уровня шумов 4,5, зарегистрированные по точкам в тот же период, подтверждают факт движения жидкости за обсадной колонной ниже интервала перфорации.

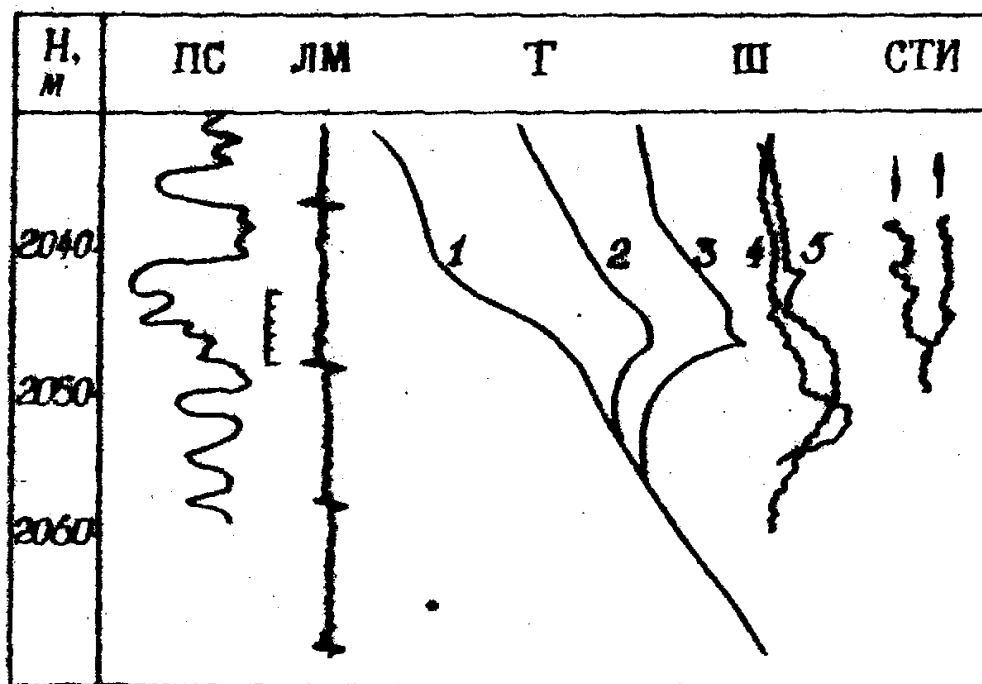


Рис. 43. Выявление заколонного перетока в скважине 1654 по комплексу геофизических исследований.

7. На рис.44 приведены результаты исследований в процессе освоения скважины. Перед исследованием в скважине была произведена промывка ствола, что привело к значительному снижению температуры системы (см. кривые на забое). Кривые 1 и 2 зарегистрированы в простаивающей скважине с интервалом в 2 часа.

Наблюдающееся изменение температуры здесь связано с кондуктивным восстановлением температуры после прекращения промывки.

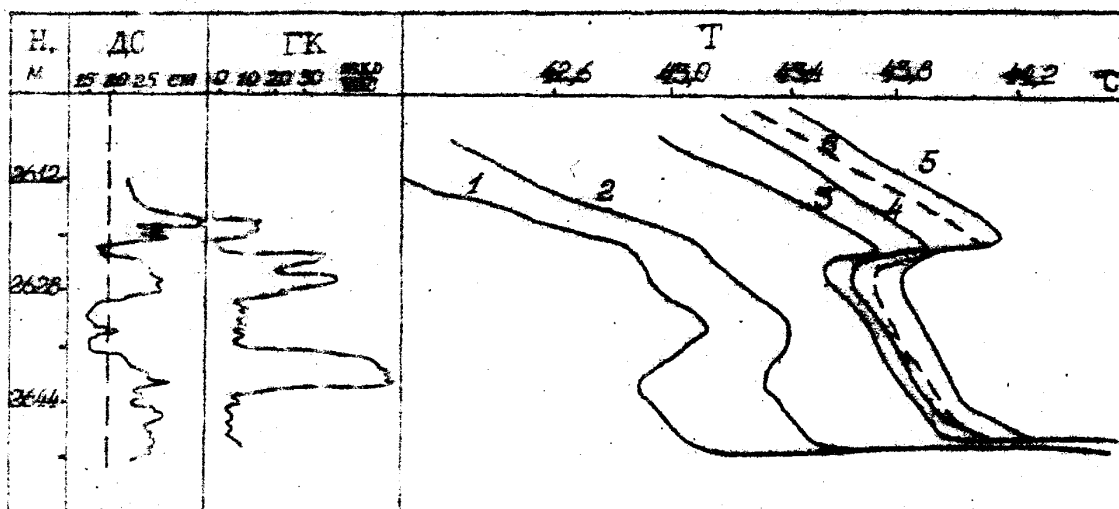


Рис. 44. Термические исследования после промывки скважины.

Температурная аномалия в зумпфе на кривых 1 и 2 без последующих кривых может быть неправильно проинтерпретирована (связана с техническими осложнениями). Но из анализа всех термограмм следует, что обусловлена аномалия наличием в этом интервале проницаемого пласта, очевидно, характеризующегося большей теплопроводностью по сравнению с вмещающими породами. Кривые 3, 4, 5 зарегистрированы в процессе компрессирования до прорыва воздуха в НКТ, причем запись термограммы 5 произведена после 12 часов работы компрессора. В зумпфе за этот период практически произошло расформирование температурного возмущения, а перфорированный пласт начинает слабо отдавать жидкость. Термограмма 6 зарегистрирована после остановки компрессора и разрядки межтрубного пространства. Приток жидкости из пласта усиливается, четко отбивается его нижняя граница, а в зумпфе наблюдается проявление эффекта адиабатического расширения (смещение кривой влево). Последнее однозначно доказывает отсутствие заколонного движения и нарушений герметичности колонны в этом интервале. Причем адиабатическое изменение температуры происходит на фоне кондуктивного восстановления температуры.

8. На рис. 45 приведены материалы геофизических исследований скв. 224 (Башкирия). Комплекс методов состава и термометрии в данном случае позволяет сделать однозначное заключение. На глубине 1606.0 м в скважину поступает соленая вода. Величина разогрева против пласта со временем растет, но растет и зона нарушения геотермического (первоначального) распределения ниже места притока. Такая затяжка температурной кривой (за 3 час около 15 м) может быть связана с заколонным перетоком в этом

интервале.

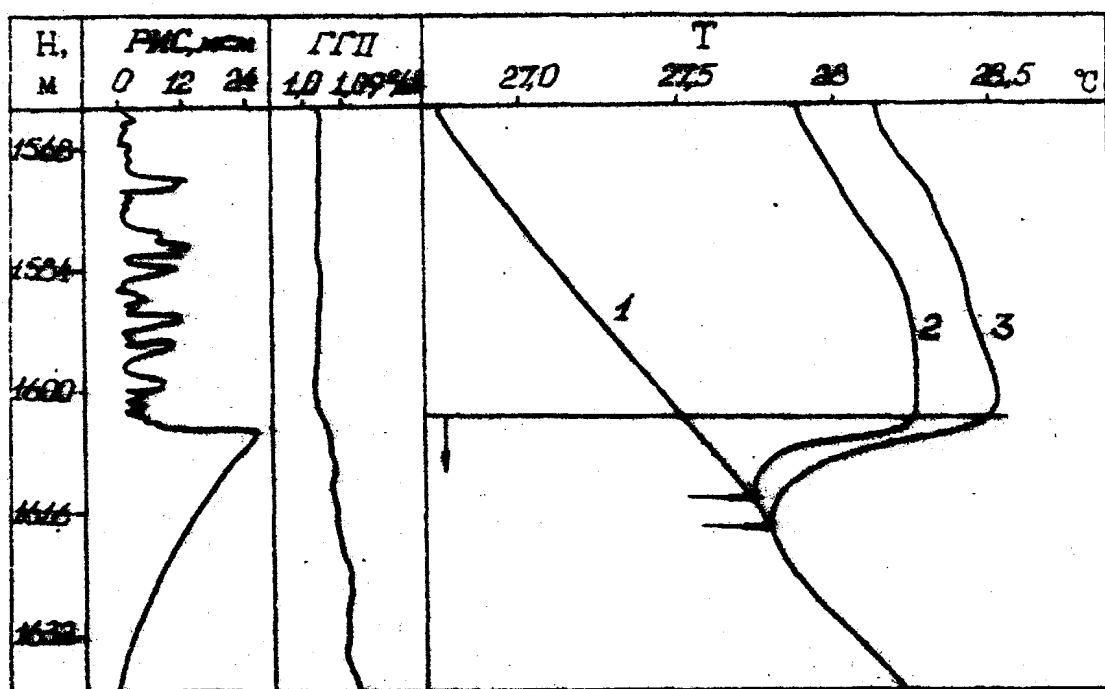


Рис.45. Искажение температурного поля ниже места притока за счет гравитационной конвекции.

Однако такой характер изменения температурных кривых может быть объяснен и гравитационной конвекцией, т.к. скважина заполнена пресной водой и после вызова притока в ствол поступает более соленая вода (см. кривые РИС и ГГП). Из-за различия $\rho_{пл} > \rho_{св}$ и возникает гравитационная конвекция, которая приводит к искажению температурного поля в этом интервале.

4.2.2. Определение заколонных перетоков сверху.

Возникновение перетока жидкости за колонной изменяет условия теплообмена в скважине. В интервале перетока происходит теплообмен между двумя встречными потоками, а выше этого интервала только теплообмен с горными породами. Встречный поток жидкости за обсадной колонной значительно увеличивает коэффициент теплопередачи, что влияет на распределение температуры в стволе скважины. Из анализа расчетных температурных кривых и обобщения скважинного материала можно выделить ряд признаков для выделения перетоков жидкости за колонной сверху.

Наличие заколонного перетока жидкости сверху приводит к скачкообразному изменению наклонов температурных кривых в интервале перетока и выше; точки излома температурной кривой локализована по

глубине и соответствует месту расположения пласта-источника обводнения. При увеличении дебита восходящего потока жидкости в стволе скважины температурные аномалии на термограммах сглаживаются, затрудняется обнаружение заколотых перетоков; при уменьшении дебита интервал перетока выделяется четче. Используя особенности термогидродинамических процессов при освоении и опробовании скважин, можно значительно уменьшить экранирующее влияние потока, для этого время работы компрессора после вызова притока жидкости должно быть минимальным, но достаточным для того, чтобы фронт жидкости, поступающей из перфорированного пласта, прошел интервал исследований. Нестационарность температурного режима (немгновенность регистрации термограмм) приводит к возникновению ложных температурных аномалий в стволе скважины, и это следует учитывать при выявлении источников обводнения, расположенных выше перфорированных интервалов. Аномалии такого рода, не связанные с расположением здесь пласта-источника обводнения, выявляются путем сопоставления термограмм, зарегистрированных в различные моменты времени после начала отбора, как правило, эти аномалии не повторяются, т.е. не локализованы по глубине.

После прекращения работы компрессора приток жидкости еще продолжается как из перфорированного, так и из гидродинамически связанного с ним неперфорированного пласта, при этом дебит жидкости уменьшается, а следовательно, уменьшается поток в стволе скважины. процессы, происходящие за обсадной колонной, оказывают большое влияние на распределение температуры в скважине вследствие уменьшения экранирующего влияния потока, и интервал перетока выделяется более четко. Кроме того, существенным признаком при выделении перетоков жидкости сверху является различный темп восстановления температуры в интервале перетока и выше, обусловленные различием радиусов зон теплового возмущения в окружающей среде в этих интервалах. В интервале перетока радиус зоны теплового возмущения больше, чем в вышележащих интервалах, где переток отсутствует. Различие отмеченного параметра, очевидно, будет влиять на темп кондуктивного восстановления температуры в этих интервалах. Увеличенный радиус теплового возмущения в интервале перетока приводит к замедлению восстановления температуры.

Другим признаком перетока жидкости сверху, как и в случае длительно работающих скважин, является ярко выраженный эффект калориметрического смешивания потоков в кровельной части перфорированного пласта. Этот признак наиболее эффективен при различии давлений в перфорированном и неперфорированном пластах.

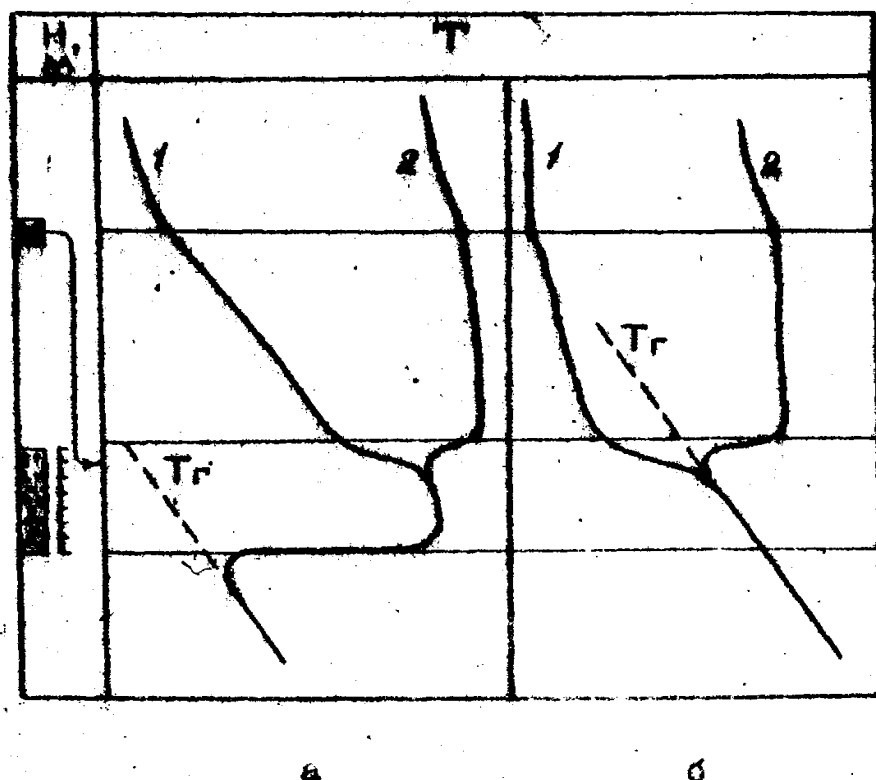


Рис. 46. Признаки заколонного перетока сверху и возможные распределения температур.

- а** – жидкость поступает из перфорированного и вышележащего неперфорированного пласта ;
б – жидкость поступает из вышележащего неперфорированного пласта.

На рис.46 приведены схематически возможные распределения температур в скважине при перетоке воды за колонной сверху.

Примеры интерпретации геофизических исследований.

1. На рис.47 приведены результаты исследований скв.456 (Башкирия), при опробовании которой был получен приток минерализованной воды. Башмак НКТ расположен на глубине 1000 м, т.е. значительно выше приводимых на рисунке глубин. Сравнение контрольной термограммы с распределениями температуры после отключения компрессора показывает, что вода поступает в скважину в кровле интервала перфорации, который вскрыл турнейские известняки на глубине 1402.0 – 1413.0 м. Локализация притока воды в кровле интервала перфорации и проявление здесь эффекта калориметрического смешивания являются характерными признакам заколонного движения жидкости

из пластов, расположенных выше перфорированного. Изломы кривых температуры на глубине 1370.0 м приурочены к пласту водонасыщенного песчаника угленосной свиты. На термограмме контрольного замера этот излом не отмечается. Отсюда можно сделать вывод, что температурная аномалия на глубине 1370.0 м вызвана движением жидкости за обсадной колонной к перфорированному интервалу. В процессе восстановления теплового поля (кривая 3) источник обводнения и интервал перетока отмечаются четче. Перфорированный интервал, как отдающий, проявляет себя слабо.

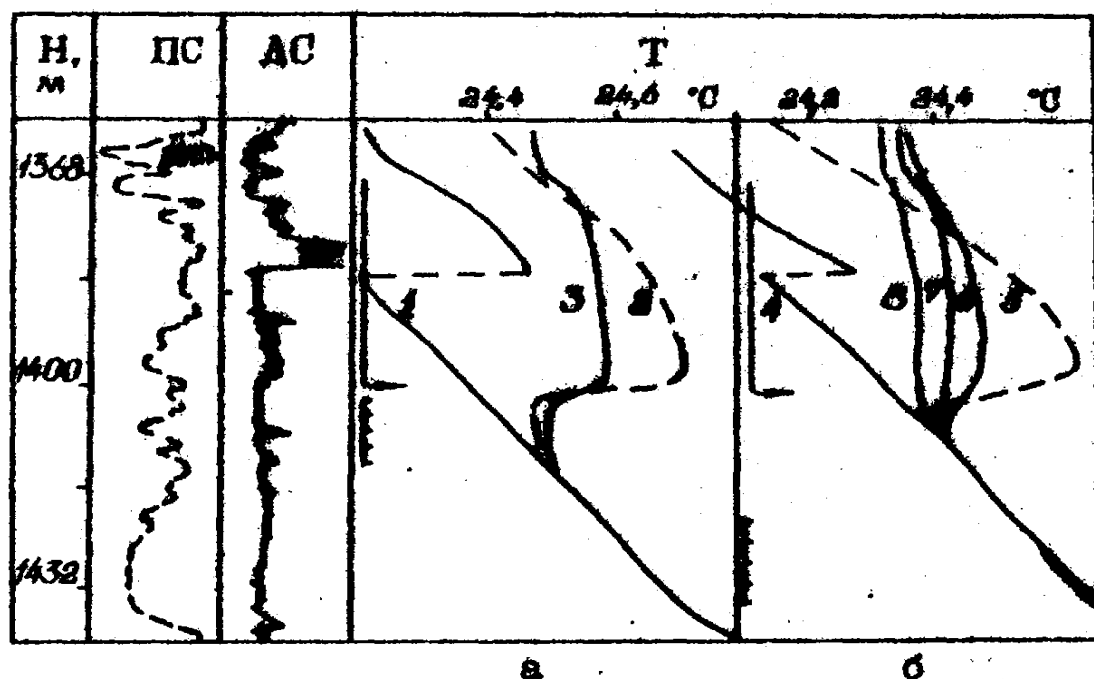


Рис. 47. Результаты термических исследований скв.456.
а – при опробовании верхнего объекта ;
б – после изоляции верхнего при опробовании
нижнего объекта.

На рис.47 1 – контрольный замер, 2 – замер в процессе притока жидкости, 3 – замер в процессе восстановления теплового поля.

По результатам геофизических исследований было принято решение отключить перфорированный пласт цементной заливкой и перейти на нижний объект в интервале 1422.0 – 1435.0 м.

После выполненных геолого-технических мероприятий было проведено опробование скважины и соответствующие термические исследования. Анализ термограмм показывает, что происходит заколонное движение жидкости с глубины 1368.0 м (верхний пласт песчаника) и выход ее в скважину через "старый перфорированный" интервал. Причем на контрольной кривой 4 и термограмме 5 сразу после остановки компрессора аномалия на глубине 1368.0 м не отмечается. На кривых 6,7 и 8, зарегистрированных при уменьшении отбора, четко отмечается излом термограмм на глубине 1368.0 м

и характерное изменение аномалии калориметрического смешивания в кровельной части первоначального перфорированного интервала, когда отдача жидкости из известняков практически прекращается, а переток из песчаников продолжается. Вновь перфорированный интервал практически не участвует в работе.

Существенно, что если в скважине в процессе притока жидкости была бы зарегистрирована одна термограмма (например, 2 и 5), то однозначного заключения как в первом, так и во втором случае нельзя было бы сделать.

2. При анализе температурных кривых скв.1270 (Башкирия) (см. рис.48) первоначально излом температурной кривой отмечается на глубине 1412.0 м (см. кривую 2); в последующие моменты времени излом кривой уже отмечается на глубине 1380.0 м (см. кривую 3). Это не связано с процессами, происходившими за обсадной колонной, а характеризует движение фронта жидкости, вышедшей из перфорированного пласта после пуска.

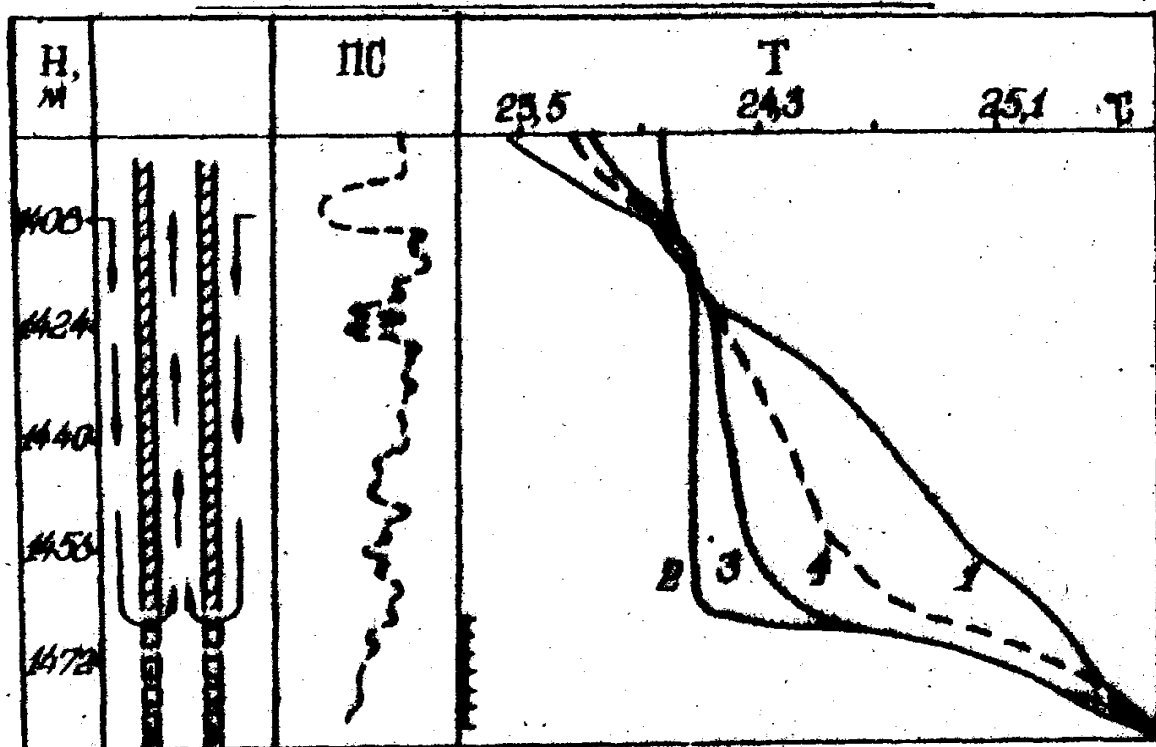


рис. 49. Определение заколонного перетока жидкости сверху в скв.2432. Термограммы: 1 – контрольная; 2, 3 и 4 – через 45 мин, 2 и 4 часа после работы компрессора.

3. На рис.49 термограммы 2,3 и 4 дают представление о состоянии скв.2432 соответственно через 45 мин, 2 и 4 часа после прекращения работы компрессора. Низ насосно-компрессорных труб находится выше интервала исследования.

На термограмме 2 в кровельной части интервала перфорации отмечается отрицательная аномалия калориметрического смешивания ($\Delta T_2 = 1.1^{\circ}\text{C}$). В интервале 1404.0 – 1410.0 м наблюдается изменение градиенте температуры. При наличии только одной такой кривой естественно возникает затруднение при истолковании термограммы, поскольку аналогичная картина возможна и при внутриколонном перетоке, однако анализ последующего изменения температурного поля позволяет сделать заключение о заколонной перетоке сверху. Во внимание здесь принимается следующее. Перфорированный пласт практически в отдаче не участвует. Характер восстановления температуры в кровельной части и выше целиком определяется температурой перетекающей жидкости при возрастании забойного давления. Аномалия против неперфорированного водоносного пласта локализована по глубине и при этом дроссельный эффект не отмечается, все это и свидетельствует о наличии заколонного перетока сверху в этом интервале.

4.2.3. Выделение перетоков жидкости внутри колонны.

Постоянно меняющееся забойное давление в скважине при различии давлений в пластах создает благоприятные условия для возникновения внутриколонных перетоков. Если такие перетоки между перфорированными пластами существуют, то их определение в большинстве случаев не вызывает трудностей. Труднее выявить перетоки из мест негерметичности обсадной колонны вследствие непредсказуемости их месторасположения. Эффективность в данном случае повышается при комплексных исследованиях с использованием дебитометрии.

Обычно трудности при определении внутриколонных перетоков связаны со сложностью отделения их от заколонных перетоков того же направления. Однозначность здесь достигается путем использования особенностей переходного характера процессов в скважине. Режим отбора жидкости из скважины осуществляется резким уменьшением забойного давления, вследствие чего депрессия на пласты возрастает и, как правило, все отдающие пласты, в том числе и место негерметичности колонны, отмечаются аномалией дроссельного разогрева. Это существенный момент при разделении случаев заколонного и внутриколонного перетоков. Поведение температурной кривой в области продуктивного пласта в этом случае такое же, как и в нагнетательной скважине в режиме закачки.

Характерно, что при регистрации термограмм в период перехода от отбора к режиму первоначального состояния покоя наблюдается "стремление" температурных кривых по форме к первоначальным. Если в случае простаивающей скважины наблюдался внутриколонный переток с соответствующим распределением температуры, то после притока и последующей остановки компрессора в скважине будет отмечаться переход от отбора к внутриколонному перетoku. Таким образом, динамика температурных изменений позволяет повысить достоверность выдаваемых заключений.

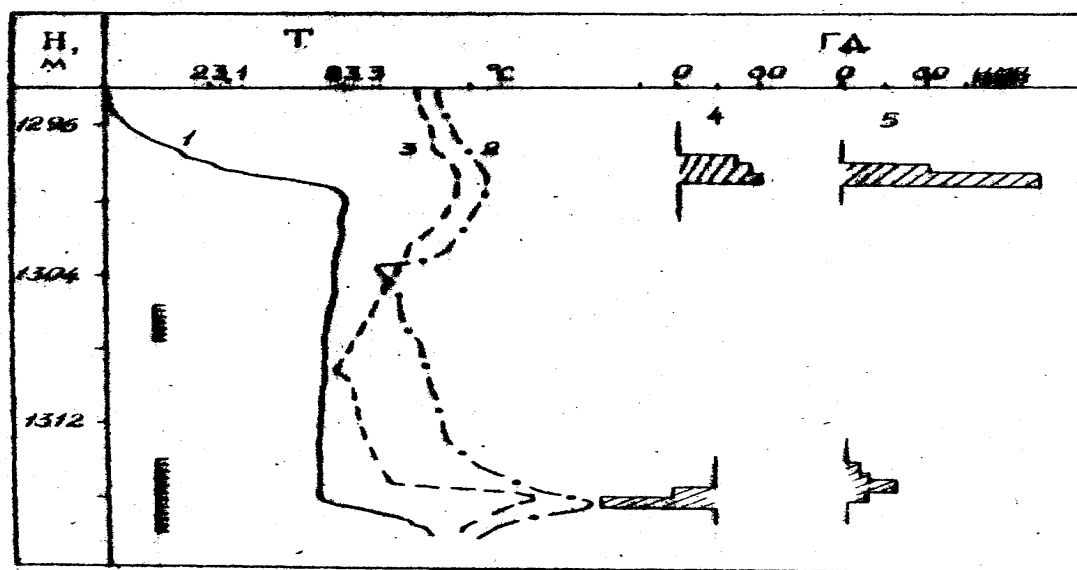


Рис.50. Выявление внутриколонного перетока в скважине.
Термограммы: 1 – в простаивающей скважине;
2 и 3 – после отключения компрессора.
Расходограммы: 4 – в простаивающей скважине;
5 – при отборе жидкости из скважины.

На рис.50 приведены результаты исследований скв.4386 (Башкирия). Перфорированные интервалы находятся на глубинах 1305.6 – 1307.6 м и 1314.0 – 1318.0 м.

Анализ данных расходомерии, полученных в простаивающей скважине (кривая 4), свидетельствует о внутриколонном перетоке жидкости в скважине из места нарушения герметичности в интервале 1298.0 – 1299.0 м в нижний перфорированный пласт. Причем в режиме отбора нижний пласт также начинает отдавать жидкость. Данные термометрии подтверждают этот вывод: на кривой, зарегистрированной в простаивающей скважине, отмечается переток внутри колонны (кривая 1). На кривых 2 и 3 после отключения компрессора видна динамика перехода скважины от режима отбора к режиму перетока.

5. НЕКОТОРЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ КОМПРЕССОРНОМ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНЫ.

В этой главе обсуждаются возможности термометрии при решении ряда задач, которые к настоящему времени либо недостаточно обоснованы, либо не находят широкого использования.

5.1. Возможности термометрии при уточнении причины обводнения скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой.

В случае обводнения скважины подошвенной водой существует проблема разделения случаев движения воды по негерметичному цементному кольцу (заколонный переток - ЗП) и по проницаемому пласту вследствие конусообразования (внутрипластовый переток - ВП). Актуальность решения этой проблемы связана прежде всего с выбором метода ограничения водопритока в скважину.

По результатам замеров температуры в длительное время работающей скважине эти два случая практически неразличимы. Физическими предпосылками решения этой задачи по температурным измерениям в период компрессорного освоения скважины являются зависимость характера установления теплового поля в зумпфе скважины от расстояния до зоны движения жидкости за колонной и зависимость темпа восстановления температуры в остановленной скважине от радиуса зоны теплового возмущения в заколонном пространстве.

Предположим, что при заколонном перетоке по узкой прискважинной зоне происходит подъем жидкости в интервал перфорированного пласта.

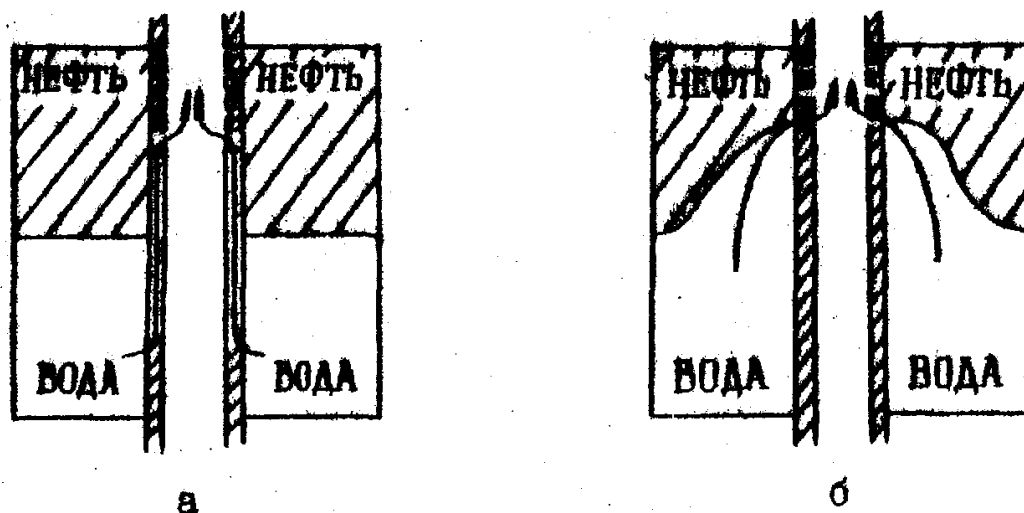


Рис. 51. Пути вертикального движения жидкости за обсадной колонной;
а - по трещинам в цементе;
б - по проницаемому пласту (конусообразование).

При внутрислоевои перетоке после пуска скважины подошвенная вода замещает часть всего дебита нефти. Течение жидкости в слое отличается от плоскорадииального (рис.51б). Качественная картина установления температуры может быть найдена из решения упрощенных модельных задач. В качестве приближения принято, что тепло от боковой поверхности конуса распространяется так же, как и от плоской границы.

На рис.52 приведены расчетные кривые, характеризующие установление температуры в случае ЗП и ВП при следующих параметрах: толщина слоя $h = 2$ м, зона перетока $H = 6$ м, радиус скважины $r_0 = 0.063$ м, радиус зоны конусообразования $R_1 = 5$ м, температуропроводность пород $a = 2 \cdot 10^{-3}$ м²/час.

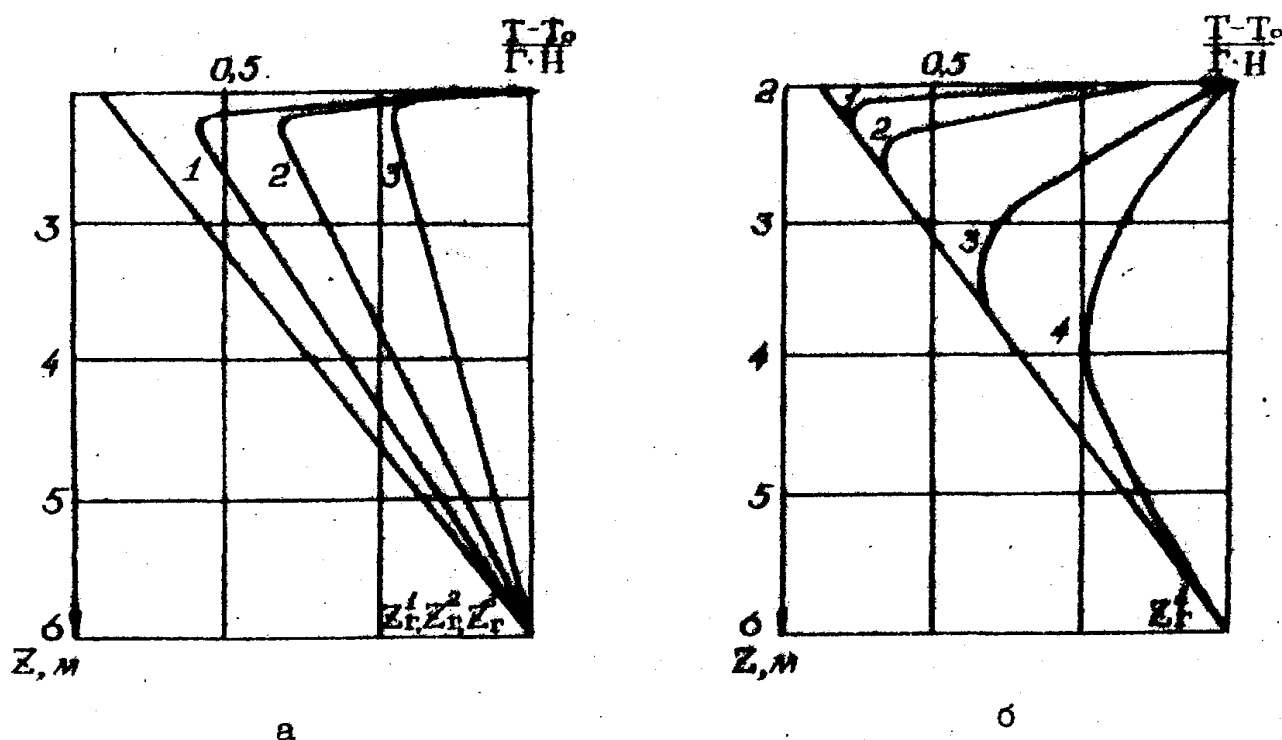


Рис. 52. Расчетные температурные кривые для оси скважины ($r_0 = 0$) для заколонного перетока (а) и внутрислоевого перетока (б). Соответственно $t_{1,2,3} = 0,5 ; 1 ; 5$ ч. ; и $t_{1,2,3,4} = 2,5 ; 3,5 ; 24 ; 720$ ч.

Из кривых видно, что зона нарушения начального теплового поля в зумпфе при ЗП, когда жидкость движется по кольцевому каналу за обсадной колонной, охватывает весь интервал движения сразу. После того, как температурный сигнал достигает датчика температуры точка z_r не смещается по глубине, а изменяется лишь значение температуры во всем интервале перетока. Такое поведение теплового поля объясняется параллельностью потока жидкости за колонной оси скважины.

При внутрипластовом перетоке характер установления теплового поля существенно иной. Во-первых, зона нарушения теплового поля в пределах интервала конусообразования формируется медленней. Во-вторых, точка z , смещается вниз со временем и достигает своего крайнего положения (подшвы пласта) в зависимости от радиуса основания конуса за сотни часов. За время исследований в период компрессорного освоения зона нарушения может и не сформироваться полностью.

На рис.53 приведены термограммы скв.259 (Башкирия), зарегистрированные в процессе отбора жидкости при ее компрессировании. Характерное смещение зоны нарушения теплового поля в зумпфе свидетельствует об обводнении скважины подошвенной водой за счет конусообразования.

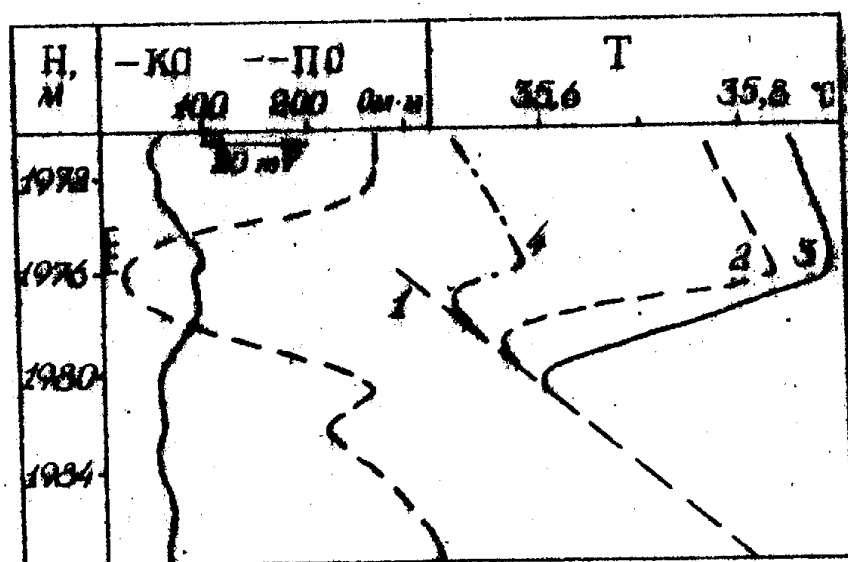


Рис. 53. Температурные кривые в скв.259, обусловленные вертикальным движением жидкости по пласту за колонной.

Термограммы: 1 – контрольная; 2 и 3 – в процессе отбора жидкости через 2,5 и 3,5 часа; 4 – теоретическая сразу после пуска.

Аналогичный пример по скважине Западной Сибири приведен на рис.54. Продукция скважины 1434 – нефть с водой. Перфорирована лишь верхняя часть пласта – коллектора. В пределах перфорированного пласта по данным влагометрии и термодобитометрии отмечается поступление нефти и воды, причем вода поступает по нижней части интервала перфорации. Результаты термометрии (термограммы 1 – до работы компрессора, 2 и 3 – зарегистрированы при отборе жидкости, 4 – после отключения компрессора в

период восстановления температуры) свидетельствует о существовании движения жидкости по неперфорированной части пласта, т.е. как по кривым после пуска, так и по кривой после отбора отмечается внутрипластовый переток жидкости.

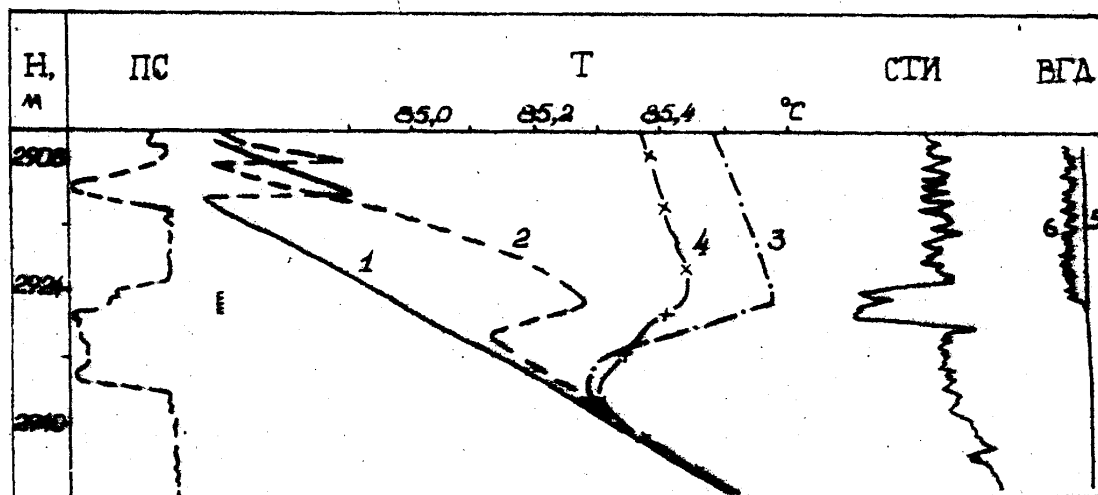


Рис. 54. Определение причины обводнения скважины.

На рис.55 приведены результаты исследования скв.2525 (Западная Сибирь). Дебит скважины составляет $19 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности 90%. Для установления причины обводнения были проведены геофизические исследования. По данным СТИ следует, что работает только перфорированная часть пласта и нарушений герметичности колонны в зумпфе нет. Анализ термограмм свидетельствует о наличии заколонного движения жидкости. Немонотонность распределения температуры в перфорированной части пласта характеризует переток жидкости по цементу в перфорированный интервал.

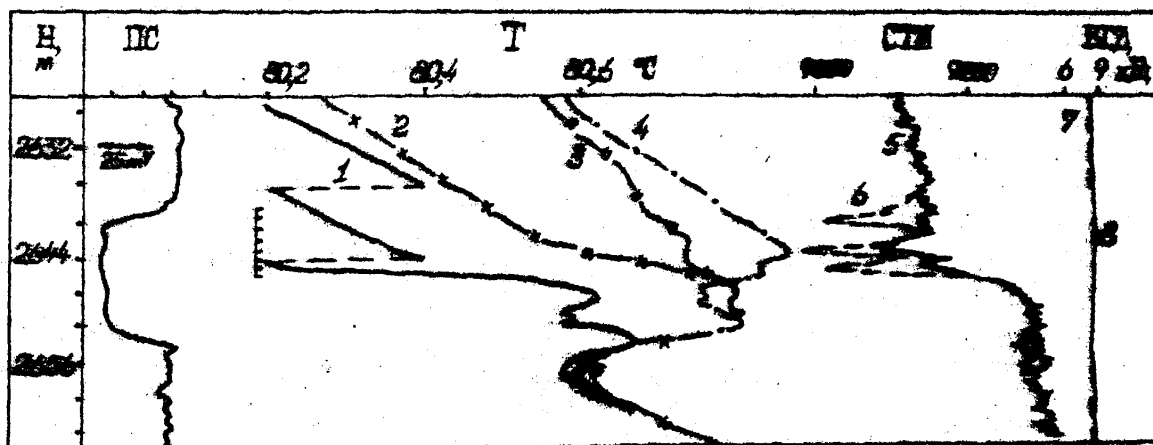


Рис. 55. Результаты комплексных геофизических исследований скв. 2525.

При таком подходе, основанном на регистрации, изменения распределения температуры в зумпфе после пуска скважины при использовании методики исследования, описанной в 2, можно достичь дифференциации при выделении причин обводнения скважины. Определяющим здесь является темп и характер установления зоны нарушения геотермы в зумпфе. Схематические кривые на

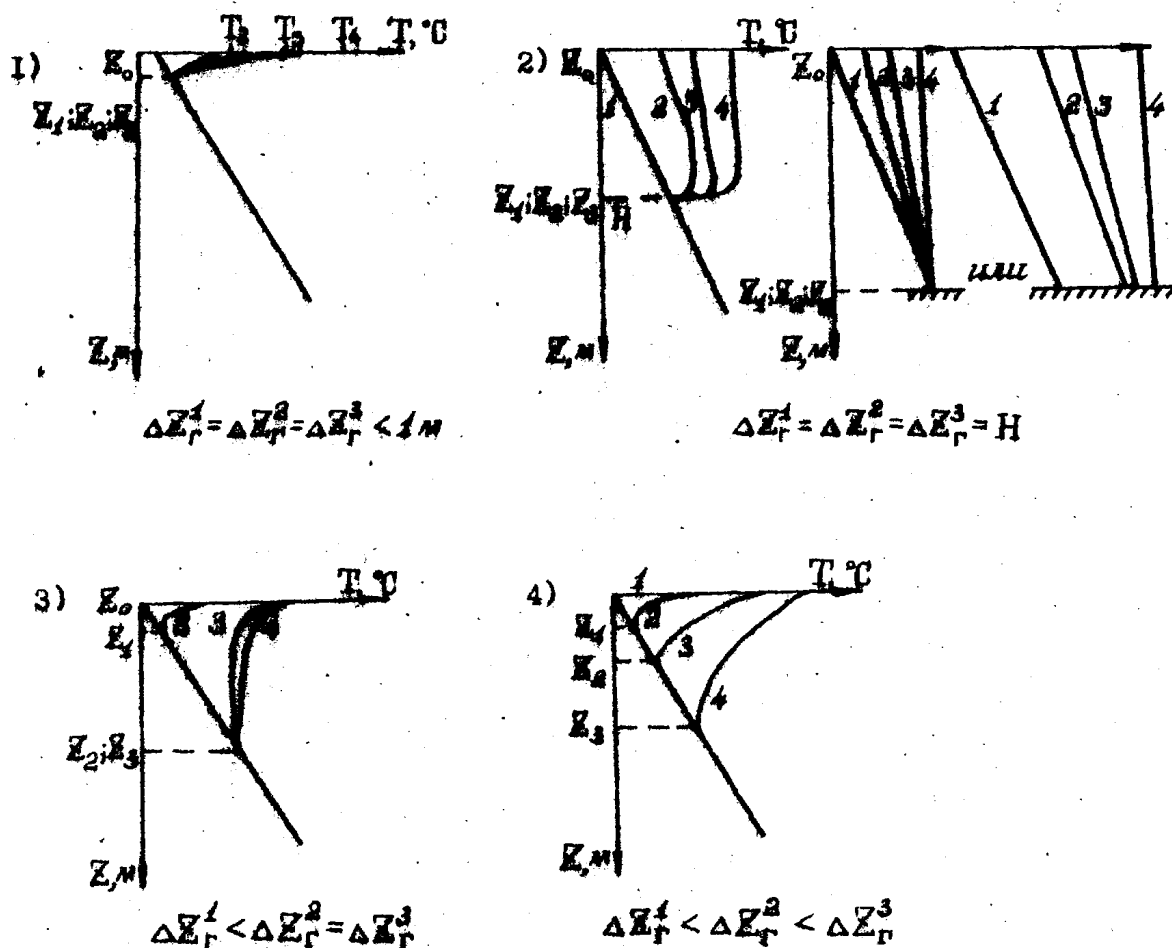


Рис. 56. Термограммы в зумпфе в зависимости от причины обводнения скважины после ее пуска (схематические кривые):

- 1) - обводнение перфорированного пласта;
- 2) - нарушение герметичности обсадной колонны (а) и забоя скважины (б);
- 3) - заколонный переток;
- 4) - образование конуса подошвенной воды.

рис. 56 показывают особенности решения данной задачи. Такие распределения температуры регистрируются после пуска скважины при измерениях через определенные временные интервалы, указанные в 2.

Использование восстановления температуры в скважине для решения рассматриваемой задачи возможно, если после остановки компрессора при изменении температуры определяющую роль играет кондуктивное

восстановление (3). В этом случае для дифференциации ЗП и ВП используется различие радиусов теплового возмущения в подошвенной неперфорированной части пласта в радиальном направлении. Размеры радиусов теплового возмущения определяются временем периода отбора жидкости. При этом $r_{вл}^{ЗП} \ll r_{вл}^{ВП}$. Однако в реальных условиях компрессорного освоения частым является продолжающийся приток жидкости после остановки компрессора и на восстановление температуры оказывает сильное влияние вынужденная конвекция. В таких условиях использование разработанной методики невозможно.

При опробовании горизонта в интервале 1481.2 - 1432.8 м скв.1446 (Башкирия) получен приток подошвенной воды. Для уточнения пути поступления воды в скважину за колонной термические исследования проводились после кратковременной (15 мин) работы компрессора в режиме нагнетания, отрицательная пикообразная тепловая аномалия (см. термограмму 2 на рис.57) в подошвенной части перфорированного пласта (сравни с контрольной термограммой I) обусловлена поглощением жидкости при снижении уровня и последующим переходом к режиму отбора после отключения компрес-

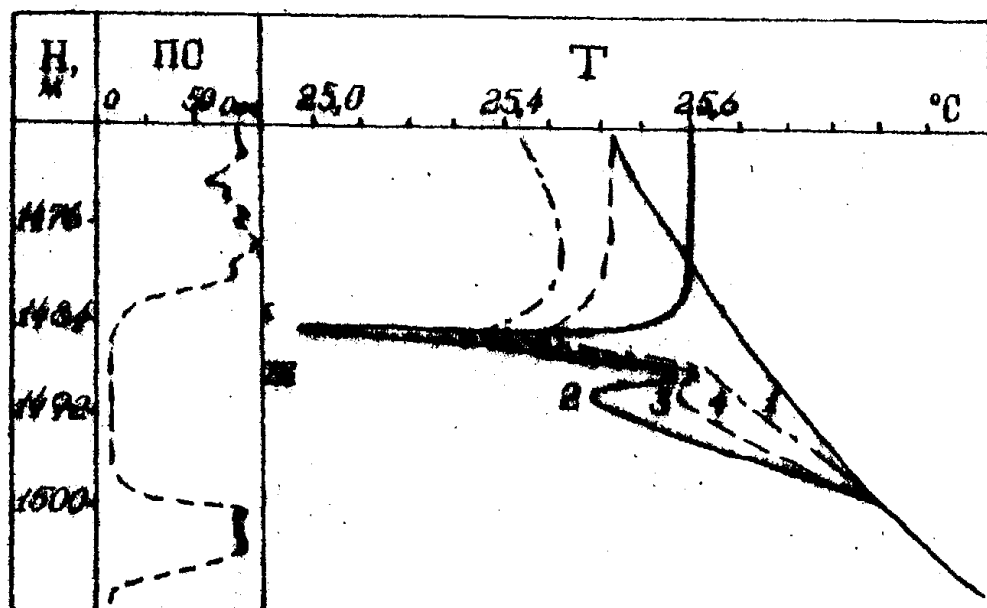


Рис. 57. Скважина 1446, результаты термических исследований. Термограммы: I - контрольная; 2, 3, 4 - соответственно через 25 мин, 1 час и 4 часа 15 минут после остановки компрессора.

XX - непроницаемый пропласток, выделенный по термометрии.

сора. Аномалия в водоносной зоне рассматриваемого объекта связана с перетоком жидкости за колонной в период нагнетания. После прекращения работы компрессора поток за колонной к перфорированному интервалу ниже глубины 1488 м практически отсутствует, а изменение температуры здесь связано, в основном, с кондуктивным восстановлением. Можно проанализировать темп восстановления температуры и сделать заключение о том, что в обводнении участвует весь водоносный пласт, но обводнение скважины происходит вследствие заколонного (а не внутрипластового) перетока жидкости. При анализе темпа восстановления температуры в интервале пласта на термограммах выделяется и непроницаемая для воды перемычка (1487–1489), не выделенная в данном случае по электрометрии и радиометрии. Кроме того, заметим, что вследствие кратковременности процесса возбуждения в режиме отбора (кривая 2) хорошо отбивается работающая мощность перфорированного пласта.

5.2. Оценка характера насыщения пласта при освоении скважины.

Если говорить точнее, при освоении производится уточнение насыщенности пласта или проверка данных о насыщенности пластов по геофизике в открытом стволе. При решении данной задачи необходимо по результатам промыслово-геофизических методов, проводимых в обсаженной скважине, получить информацию о пласте, а именно, глубинной части, в отличие от методов состава. Применение термометрии для этих целей может быть основано на использовании различных подходов.

1. Для выделения обводненных и нефтяных пластов можно использовать сочетание режимов нагнетания и отборе жидкости, естественно возникающих при компрессорном освоении и опробовании [9]. При этом, как следует из теории и практики, из-за различия подвижности абсолютная величина изменения температуры, как при нагнетании, так и при отборе в водоносном пласте будет больше, чем в нефтяном (т.е. здесь используется различие подвижности жидкостей).

В п.3.2 в примере 1 уже приводились данные по скв.6527 (Башкирия). В скважине, дававшей чистую нефть из нижнего пласта, перфорировали второй пласт, после чего количество нефти возросло, но появилась в продукции вода. На рис.58 приведены результаты другого опробования этой же скважины. Первоначально в скважине зарегистрировали термограмму сразу после закачки жидкости в простаивающей скважине. Затем повышением забойного давления (в течение 20 мин) после включения компрессора в скважине осуществили кратковременный режим нагнетания жидкости и зарегистрировали при этом термограмму 2. После чего снижением забойного давления

в скважине вызвали приток жидкости из пластов и в начальный период этого режима зарегистрировали термограмму 3. Сопоставили термограммы и рассчитали изменения температуры в начальный период нагнетания ΔT_2 и отбора ΔT_3 жидкости из пластов I и II. При этом получили против II интервала $\Delta T_2^{\text{II}} = 0.18^\circ\text{C}$, $\Delta T_3^{\text{II}} = 0.1^\circ\text{C}$, а против I интервала $\Delta T_2^{\text{I}} \cong \Delta T_3^{\text{I}} \cong 0^\circ\text{C}$.

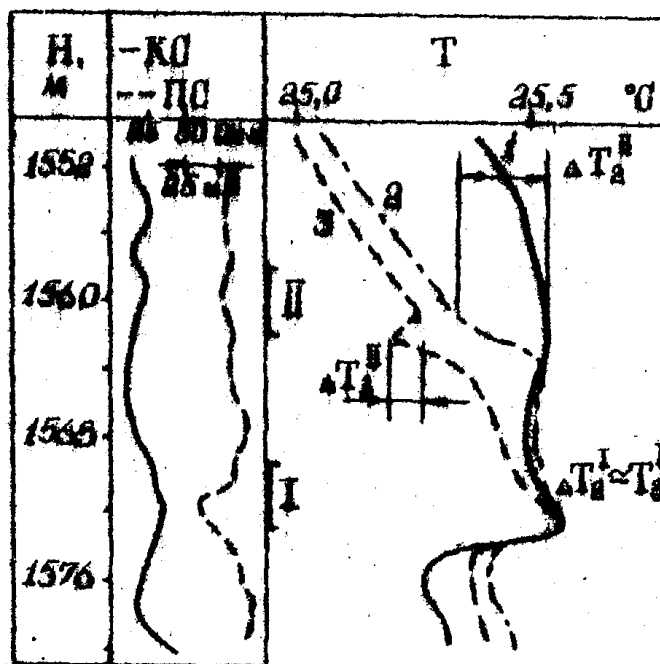


Рис. 58. Результаты исследований скважины 6527.
Термограммы: I – фоновая; 2 – в режиме нагнетания; 3 – в режиме отбора.

Следовательно $\Delta T_2^{\text{II}} > \Delta T_2^{\text{I}}$ и $\Delta T_3^{\text{II}} > \Delta T_3^{\text{I}}$. Обводненным, таким образом, является II перфорированный интервал, а I интервал и пласт безводный, т.е. насыщен нефтью. Далее для определения интервала поступления воды можно использовать методику, изложенную в п.3.2.

При такой технологии исключается влияние на показание термометрии различия пластовых давлений. Однако при различии проницаемостей пластов может регистрироваться аналогичная рассмотренной выше картина. Для разделения этих случаев необходимо наряду с термометрией проводить прослеживание уровней и нефтеводораздела в скважине методами состава.

Действительно, на рис.59 приведены результаты исследований скв.5298 (Башкирия). Здесь перфорированы два интервала: 1363,2 – 1356,0 м и 1365,2 – 1366,8 м. Гидродинамическая ситуация в скважине при работе компрессора аналогична предыдущему случаю (рис.58). Анализ термограмм свидетельствует, что первым принимает и первым вступает в работу при

отборе жидкости - верхний пласт. Соотношение величин изменения температуры такое же как и в случае на рис.58. Однако измерение плотности флюида в стволе скважины до и после работы компрессора с прослеживанием динамического уровня жидкости показывает, что нефти в продукции нет.

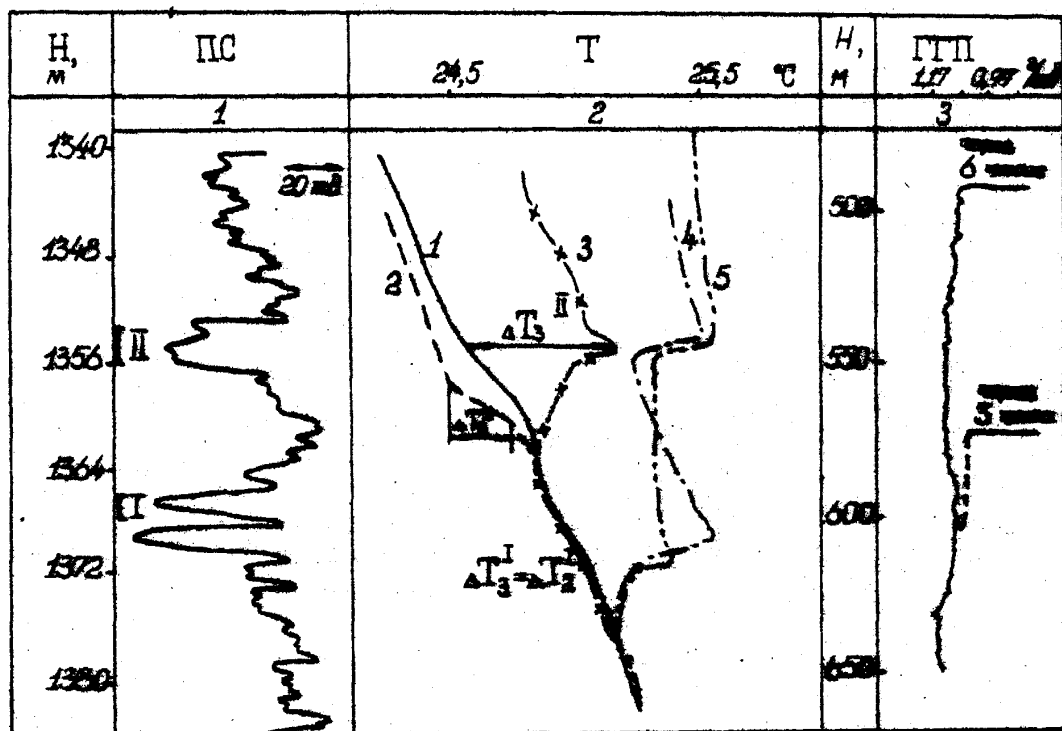


Рис. 59. Результаты исследований скв. 5298.

Термограммы: I - фоновая; 2 - в режиме нагнетания;
3 и 4 - в режиме отбора.

Следовательно, оба перфорированных интервала обводнены, а характер изменения температурных аномалий связан здесь с различием проницаемостей пластов. Причем верхний пласт более проницаемый. В данном случае только контроль за составом поступающей из пластов жидкости позволил сделать однозначное заключение, поскольку из соотношения температур можно было бы говорить об обводненности только верхнего пласта. Из анализа термограмм 3 и 5 кроме того следует, что из верхнего пласта поступает более минерализованная вода. На термограммах видно влияние конвекции между пластами (см.п.1.4.5).

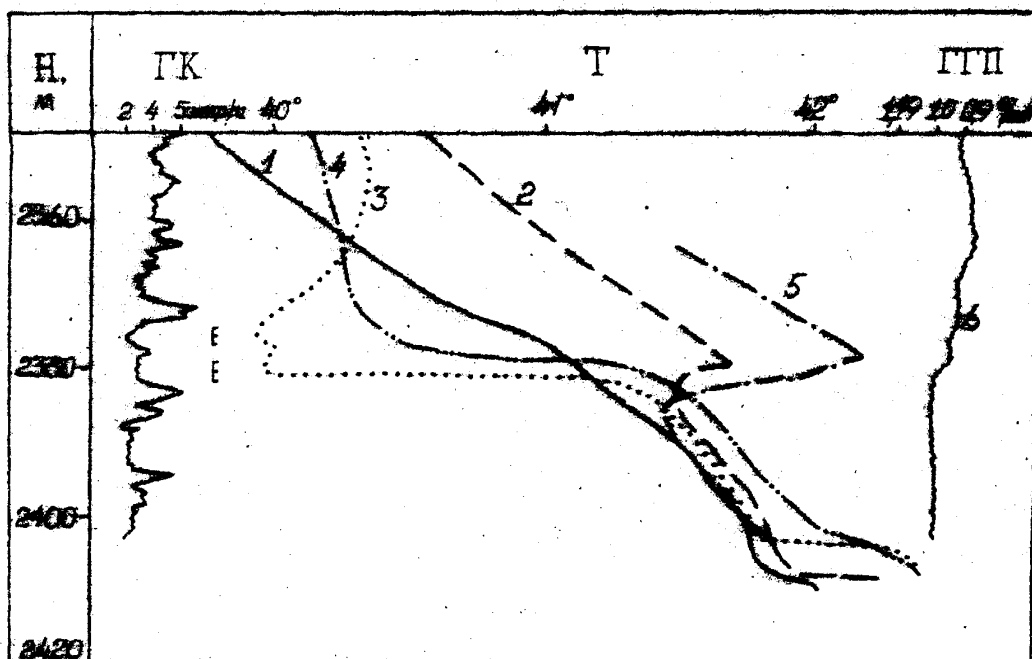
2. Другой подход, используемый при оценке насыщенности пластов при компрессорном освоении обсаженных скважин, основан на различии газосодержания пластовых нефти и воды (см.1.3.1 и 1.3.6).

Газосодержание равно нормальному объему растворенного газа, содержащегося в единице объема пластовой жидкости. Известно, что газосодержание пластовой нефти может достигать 300-500 м³/м³ и более, обычное его значение для нефти 30-100 м³/м³. В свою очередь газосодержание

пластовой воды не превышает $1,5 - 2,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, обычно равно $0,2 - 0,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$. С увеличением минерализации воды газосодержание уменьшается. При использовании термометрии для выделения нефтяных и водоносных пластов определяющим является соотношение между давлениями забойным, пластовым и давлением насыщения нефти газом. При снижении $P_{\text{заб}}$ или $P_{\text{пл}}$ ниже $P_{\text{нас}}$ основанием для разделения водоносных и нефтеносных пластов является различный знак дроссельной температурной аномалии при фильтрации воды и газонефтяной среды (образующейся при $P_{\text{заб}} (P_{\text{пл}}) < P_{\text{нас}}$). При компрессорном освоении или опробовании достаточно просто реализуемо снижение забойного давления ниже давления насыщения спуском насосно-компрессорных труб на соответствующую глубину.

Таким образом, если значение газового фактора в данном пласте больше инверсного газового фактора (см.1.3.6), то при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ против нефтенасыщенного пласта сформируется при притоке отрицательная температурная аномалия. В водоносном пласте такого не произойдет. После отключения компрессора забойное давление будет возрастать и при изменении соотношения между $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{нас}}$ температурная аномалия против нефтяного пласта будет изменяться как по величине, так и по знаку. При $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ аномалия будет положительной. Тогда как против пласта водоносного изменения знака не произойдет.

На рис.60 приведены результаты исследований скважины 1378 (Башкирия). Средний газовый фактор на данном месторождении составляет $47,7 \text{ м}^3/\text{т}$. В скважине перфорированы два пласта в интервале 2374,8 – 2376,8 м и 2380,0 – 2381,2 м. Исследования проведены в процессе компрессорного освоения. НКТ спущены до глубины 2275 м.



Зарегистрированы термограммы: 1 - фоновая до работы компрессора; 2 - при компрессировании; 3 - сразу после компрессирования и разрядки межтрубного пространства; 4 и 5 - через 2 и 8 часов после компрессирования. Кроме того, приведены диаграммы плотнометрии 6. Анализ термограммы 2 свидетельствует, что при работе компрессора начинает слабо отдавать нижний перфорированный интервал. После разрядки межтрубья (снижения забойного давления) на термограмме 3 зарегистрировано снижение температуры (аномалия охлаждения) против обеих вскрытых перфорацией пропластков. Форма температурной кривой выше работающих мощностей и такое изменение температуры против пластов характерно для преимущественного притока из пластов газовой фазы. Кривая 4 соответствует случаю поступления газонефтяной смеси, а термограмма 6 - поступлению нефти из нижнего пласта. Регистрация термограммы при $P_{заб} < P_{нас}$ помимо выявления нефтенасыщенных пластов позволяет говорить и о вторичном вскрытии пластов. Верхний пласт отмечается работающим лишь при перетоке газа. При притоке нефти этот пласт не отмечается, очевидно, вследствие низкого дебита. Из 6 следует, что пласты отдают нефть, а в стволе скважины идет разгазирование.

По результатам эксплуатации скважины ШГН продукция составляет 2,4 т/сут нефти. Газовый фактор по скважине 47,9 м³/т.

Другой пример (рис. 61) характеризует результаты исследований скважины 3082 (Башкирия).

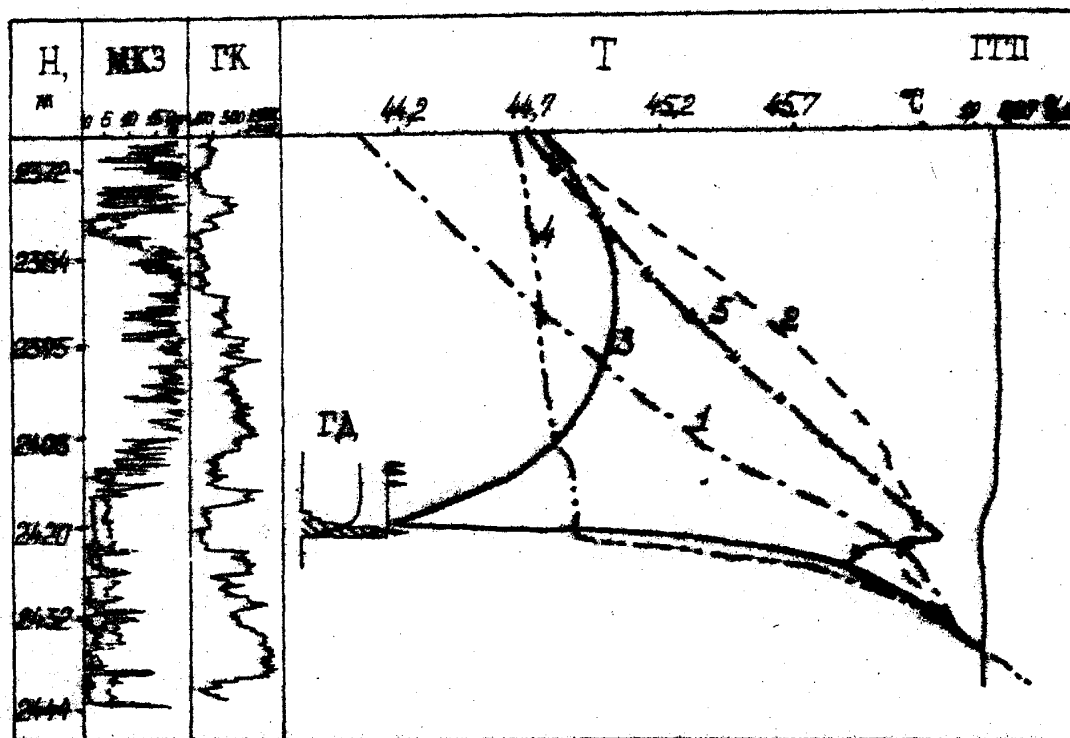


Рис. 61. Результаты исследований скв. 3082.

В скважине так же перфорированы два пласта в интервалах 2411,2 – 2413,2 м; 2415,0 – 2422,0 м. Скважина после бурения осваивалась компрессором. Средний газовый фактор по месторождению равен 81,3 м³/т. При исследованиях зарегистрированы термограммы: 1 – фоновая; 2 – при работе компрессора; 3 – после прорыва воздуха, отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства; 4 и 5 – через 1 и 2 часа после отключения компрессора.

Анализ термограмм доказывает, что наблюдается приток жидкости из нижнего пласта (кривая 2). После отключения компрессора и разрядки межтрубного пространства отмечается снижение $P_{заб} < P_{нас}$ (низ НКТ на глубине 2280 м). На термограмме 3 отмечается снижение температуры против нижнего пласта. Форма кривой выше зоны, как и в предыдущем случае, свидетельствует о преимущественном притоке в ствол скважины газовой фазы. Термограмма 4 соответствует некоторому повышению $P_{заб}$, но все еще оно меньше $P_{нас}$ и отмечается приток газонефтяной смеси. Кривая 5 соответствует условиям, когда $P_{заб} > P_{нас}$ и из пласта отмечается приток жидкости (аномалия разогрева). То есть нижний пласт является нефтенасыщенным.

Интересно отметить, что верхний маломощный пласт при различных соотношениях давления как работающий не отмечается. Вероятнее всего он в данной скважине является бесприточным, либо качество вторичного вскрытия недостаточно хорошее, т.к. газовая среда вследствие высокой подвижности должна была себя проявить, как в предыдущем примере. По данным дебитометрии он так же неработающий.

3. Оценку или уточнение характера насыщенности пластов при освоении и опробовании после вторичного вскрытия можно производить при диагностике состояния скважины в целом, т.к. необходима информация о принадлежности тому или иному пласту жидкости, извлекаемой из скважины, особенно это важно в разведочных скважинах.

Рассмотрим пример по разведочной скв.36 (Башкирия). Первоначально в скважине компрессорным способом были опробованы песчаники пашийского горизонта через перфорацию в интервале 1955,4 – 1967,2 м. При этом из скважины отобрано 35 м³ нефти. В дальнейшем этот объект был изолирован установкой взрыв-пакера на глубине 1925,0 м и цементным мостом в интервале 1919 – 1925 м (см.рис.63а) и опробованы карбонаты аскинско-мендымского горизонта, вскрытые перфорацией в интервале 1871,2 – 1876,4 м. После соляно-кислотной обработки опробование объекта производилось испытателем пластов КИИ-95 с односторонней (сверху) пакеровкой. При испытании получен приток нефти с технической водой. Рассчитанные коэффициенты продуктивности как в первом, так и во втором случае

оказались практически одинаковыми. Заметим, что при опробовании обоих объектов геофизические исследования не проводились (так как при испытаниях получена нефть). Впоследствии скважину перевели в эксплуатационный фонд и в течении трех месяцев осуществлялась добыча флюида с помощью ШГН.

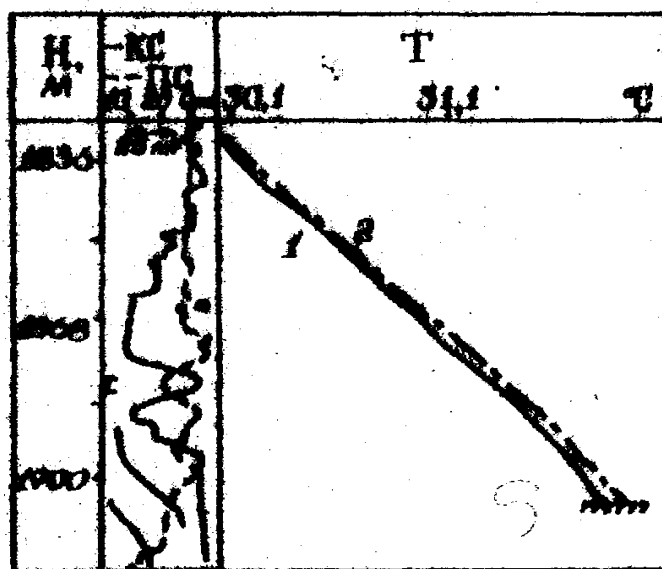


Рис. 62. Результаты термических исследований сква.53. Термограммы: 1 – контрольная; 2 – после снижения уровня и отключения компрессора.

По результатам опробования данной скважины в дальнейшем были перфорированы и испытаны карбонаты аскинско-мендымского горизонта еще в трех вновь пробуренных скважинах. Однако испытания дали отрицательный результат. На рис.62 приведены температурные кривые, характеризующие состояние одной из этих скважин (скв.53) при опробовании. Материалы исследований свидетельствуют об отсутствии притока жидкости из опробуемого объекта. Для выяснения причин таких результатов решено было вернуться к скважине 36 и провести термические исследования в процессе компрессорной откачки жидкости (исследования при насосной эксплуатации здесь невозможны из-за большой кривизны скважины). Результаты термометрии, проясняющие однозначно причину неудачных испытаний других скважин, приведены на рис.63. Из анализа термограмм следует, что приток жидкости из карбонатов аскинско-мендымского горизонта не отмечается. Основное движение жидкости наблюдается с забоя вследствие негерметичного цементного моста (см. схему движения жидкости в скважине). Отсутствие притока из опробуемого объекта связано в данном случае с нахождением в пласте окисленной нефти.

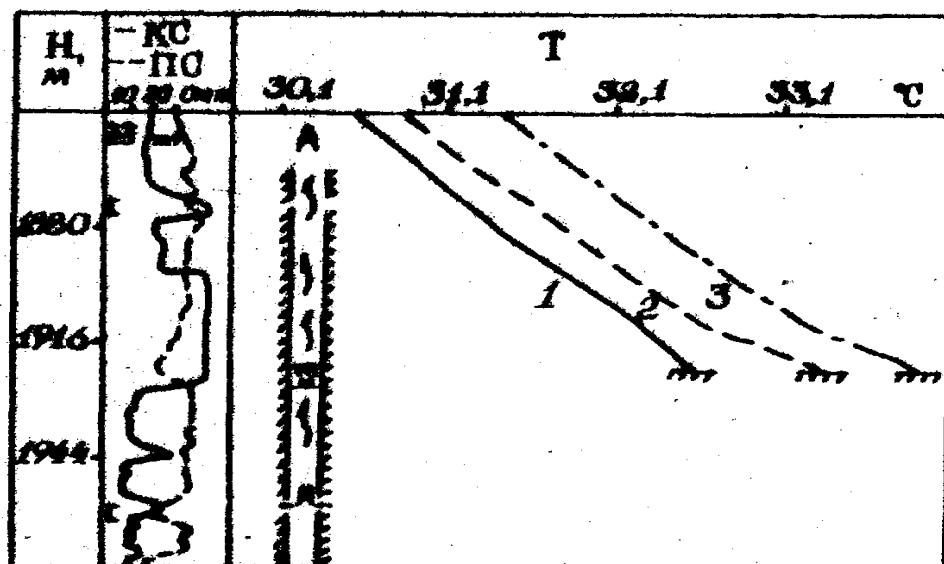


Рис. 63. Результаты термических исследований скв.36.
Термограммы: 1 – контрольная; 2 и 3 – через 1 и 4 часа после снижения уровня и отключения компрессора.
А – схема движения жидкости в скважине в процессе опробования верхнего объекта.

Уточнение и оценка характера насыщенности пластов для разведочных скважин является особенно важным. Поэтому для обеспечения достоверности результатов опробования сложных разрезов и коллекторов, какими, в частности, являются и карбонатные коллекторы, необходимо процесс испытания сопровождать термическими исследованиями независимо от характера извлекаемой жидкости.

5.3. Термозондирование пластов.

Возможность зондирования призабойной зоны пластов в процессе компрессорного освоения скважины обусловлена наличием комплексных малогабаритных приборов, позволяющих регистрировать в скважине изменение во времени забойного давления, температуры и дебита.

Известными методами гидродинамического зондирования определяют некоторые параметры пластов или комплексы параметров:

- гидропроводность пласта kh/μ ;
- отношение пьезопроводности пласта к квадрату приведенного радиуса скважины $\mathcal{N}/r_c^2$;
- отношение радиуса контура питания к приведенному радиусу скважины R_k/r_c ;
- пластовое давление $P_{пл.}$.

На методике исследований и интерпретации для методов гидродинамического зондирования останавливаться не будем. Обзор различных методов, анализ особенностей применительно к опробованию и испытанию пластов имеется в работах [6,8]. Здесь остановимся лишь на возможности получения дополнительной информации по данным температурных намерений.

Косвенно польза от термометрии при любом зондировании пласта выражается в информации относительно заколонных перетоков, негерметичностей и мест притоков. Без получения такой информации интерпретация, например, кривых притока может привести к значительным погрешностям.

Регистрация одновременно с изменением забойного давления кривой изменения температуры (КИТ) притекающей из исследуемого пласта жидкости позволяет определить момент начала оттока жидкости в пласт, продолжительность оттока, количество поглощенной жидкости, момент начала притока жидкости.

Например, на рис.64 приведены кривые изменения температуры (КИТ) и давления (КИД) против пласта в процессе компрессирования скв.6668 (Башкирия).

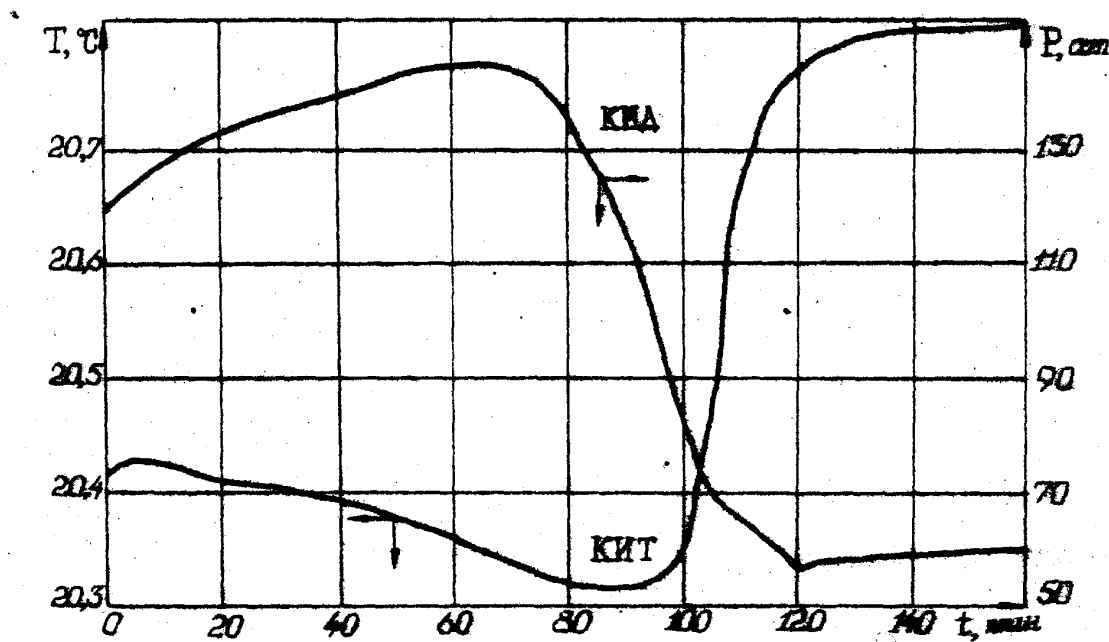


Рис. 64. Кривые изменения температуры (КИТ) и давления (КИД) при компрессировании скважины 6558

После включения компрессора в течение 72 минут забойное давление увеличилось на 26,8 атм. В начальные моменты времени забойная температура несколько увеличилась, что связано с эффектом адиабатического сжатия. Понижение температуры при повышении забойного давления свидетельствует о начале оттока жидкости в перфорированный пласт. Общее снижение

температуры к концу оттока составляет $0,1^{\circ}\text{C}$. Прорыв закачиваемого воздуха через НКТ приводит к резкому снижению забойного давления. Момент начала притока жидкости из пласта можно определить по увеличению забойной температуры, из КИТ и КИД видно, что приток из пласта начался через 20 мин после начала прорыва при забойном давлении примерно 120 атм. Видимо из-за слабого притока в данном случае погрешность определения момента начала притока по КИТ значительна и составляет ± 8 минут.

5.3.1. Зондирование пласта по КИТ.

Термозондирование пластов по КИТ в принципе возможно по результатам измерений на всех этапах компрессорного опробования. Остановимся на этапе отбора жидкости после прорыва закачиваемого воздуха из НКТ до выключения компрессора. Процесс измерения при термозондировании сводится или к регистрации серии термограмм в интервале исследуемого пласта или к регистрации изменения температуры в точке против пласта, в результате измерений получают кривую изменения температуры (КИТ) притекающей из пласта жидкости во времени.

Для модели однофазной стационарной фильтрации несжимаемой жидкости из однородного пласта изменение забойной температуры описывается известной формулой Э.В.Чекалюка

$$\Delta T(t) = \frac{\varepsilon q \mu}{4\pi k} \ln \left(1 + \frac{C_{жс}}{C_{п}} \frac{qt}{\pi r_c^2} \right)$$

или, поскольку по формуле Дюпюи

$$q = 2\pi \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln R}; \quad R \frac{R_k}{r_c};$$

$$\Delta T = \frac{\varepsilon \Delta P}{2 \ln R} \ln \left(1 + 2 \frac{C_{жс}}{C_{п}} \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P t}{r_c^2 \ln R} \right)$$

Здесь $C_{жс}/C_{п}$ – отношение теплоемкостей пластовой жидкости и насыщенного жидкостью пласта (для перенасыщенного пласта по табличным данным 0.8; для водонасыщенных – 1.2); k/μ – коэффициент подвижности флюида в пласте (искомый параметр); R_k/r_c – тоже неизвестный параметр; $\varepsilon, \Delta P$ – предполагаются известными.

Прологарифмировав обе части последнего выражения, можно получить соотношение $y + A = \ln(\ln \sqrt{1 + \exp(x + B)})$, где $y = \ln \frac{\Delta T}{\varepsilon \Delta P}$; $x = \ln t$;

$$A = \ln(\ln R); \quad B = \ln \left(2 \frac{C_{жс}}{C_{п}} \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{r_c^2 \ln R} \right)$$

Эту формулу в работе [6] предлагается использовать при интерпретации кривых термозондирования пласта в режиме постоянного отбора.

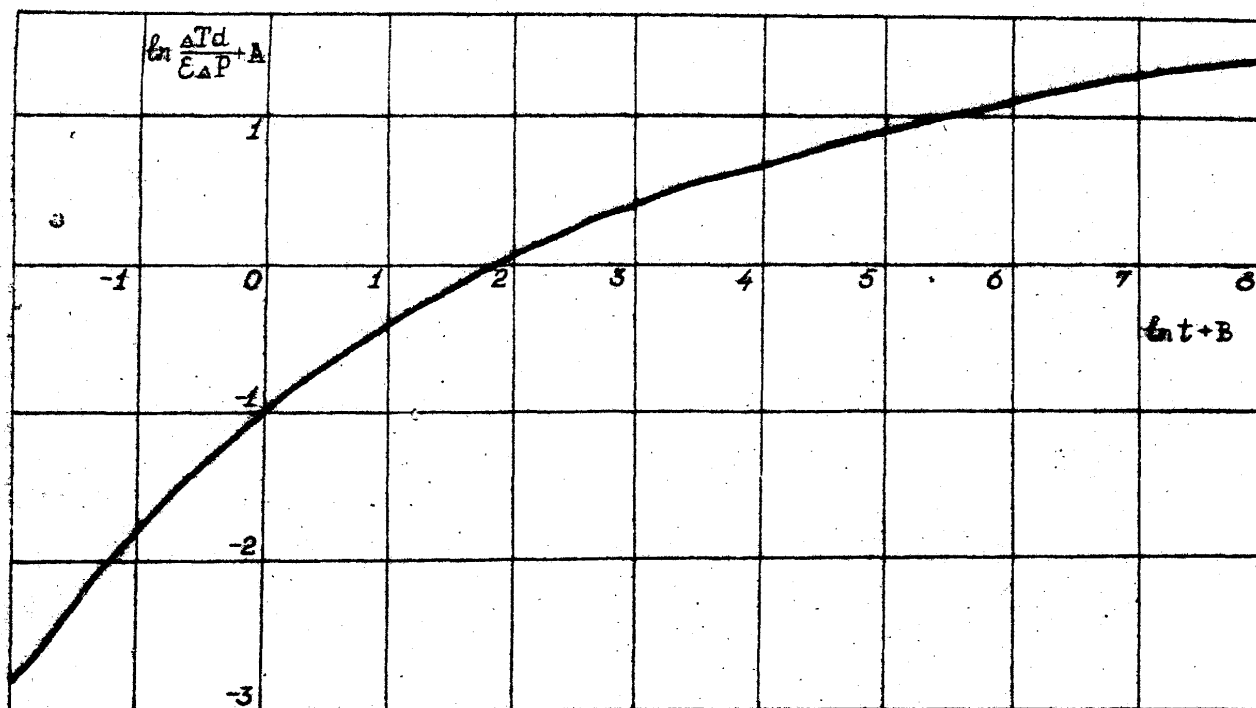


Рис. 65. Эталонный график для обработки данных термодинамических последовательностей.

На рис. 65 приведена зависимость величины $y+A$ от $x+B$.

Методика обработки экспериментальной кривой сводится к следующему алгоритму:

- по результатам измерений заполняют таблицу

$$x = \ln(t, \text{мин}); \quad y = \ln(\Delta T / \varepsilon \Delta P);$$

- накладывают на эталонный график лист кальки и переносят на кальку оси координат эталонного графика;

- на кальку наносят совокупность точек x, y согласно таблице;

- перемещением листа кальки в вертикальном и горизонтальном направлениях добиваются наилучшего совпадения кривых, следя за параллельностью осей;

- определяют параметры смещения осей A и B ;

- вычисляют гидродинамические параметры:

$$\frac{R_k}{r_c} = \exp(\exp(A)); \quad \frac{k}{\mu} = \frac{C_{ж}}{C_{п}} \frac{r_c^2}{\Delta P_0} \exp(A+B)$$

Для примера в таблице 3 приведены данные для обработки результатов термодинамического зондирования пропластка II по скважине 1563 В-Сургутской площади (6).

Таблица 3

$t, \text{мин}$	$\ln t$	$\Delta T, ^\circ \text{C}$	$\varepsilon, ^\circ \text{C} / \text{атм}$	$\Delta P, \text{атм}$	$\ln(\Delta T / \varepsilon \Delta P)$
260	5,56	0,39	0,045	77,45	-2,28
335	5,81	0,42			-2,03
445	6,10	0,49			-1,85
810	6,70	0,57			-1,85
1050	6,96	0,57			-1,85
1230	7,11	0,60			1,76

Обработав эти данные по описанной выше методике, получили:

$$A = 2,30 \text{ и } B = 3,68, \text{ по которым } \frac{R_k}{r_c} = 2100; \quad \frac{k}{\mu} = 0.27 \frac{\text{Д}}{\text{сПа}}.$$

Таким образом в результате термозондирования можно получить k/μ , а гидродинамическими методами гидропроводность пласта kh/μ или продуктивность пласта. Сравнив эти параметры, можно оценить эффективную толщину пласта.

Известно несколько других способов обработки КИТ при стабильном притоке на основании формулы Чекалюка Э.Б.:

графический способ:

экспериментальную КИТ перестраивают, откладывая по оси ординат $\Delta T(r_0, t)$, а по оси абсцисс $\ln t$. По углу наклона прямолинейного участка к оси $\ln t$ и по отсекаемому при $\ln t = 0$ отрезку оси ординат находят искомые параметры;

дифференциальный метод:

после дифференцирования по времени обеих частей равенства

$$\ln \Delta T(t) = \ln \frac{\varepsilon q \mu}{4\pi k} + \ln \left[\ln \left(1 + \frac{C_{жс}}{C_{п}} \frac{qt}{\pi r_c^2} \right) \right]$$

избавляются от неизвестного параметра ε .

Полученное выражение

$$\frac{t T_t(r_0, t)}{\Delta T(t)} = \frac{1}{\ln(1 + \alpha t)} \frac{\alpha t}{1 + \alpha t},$$

где

$$\alpha = \frac{C_{жс}}{C_{п}} \frac{q}{\pi r_c^2},$$

можно использовать для оценки удельного притока из пласта, например, пользуясь эталонным графиком на рис.66, где $z = \alpha t$.

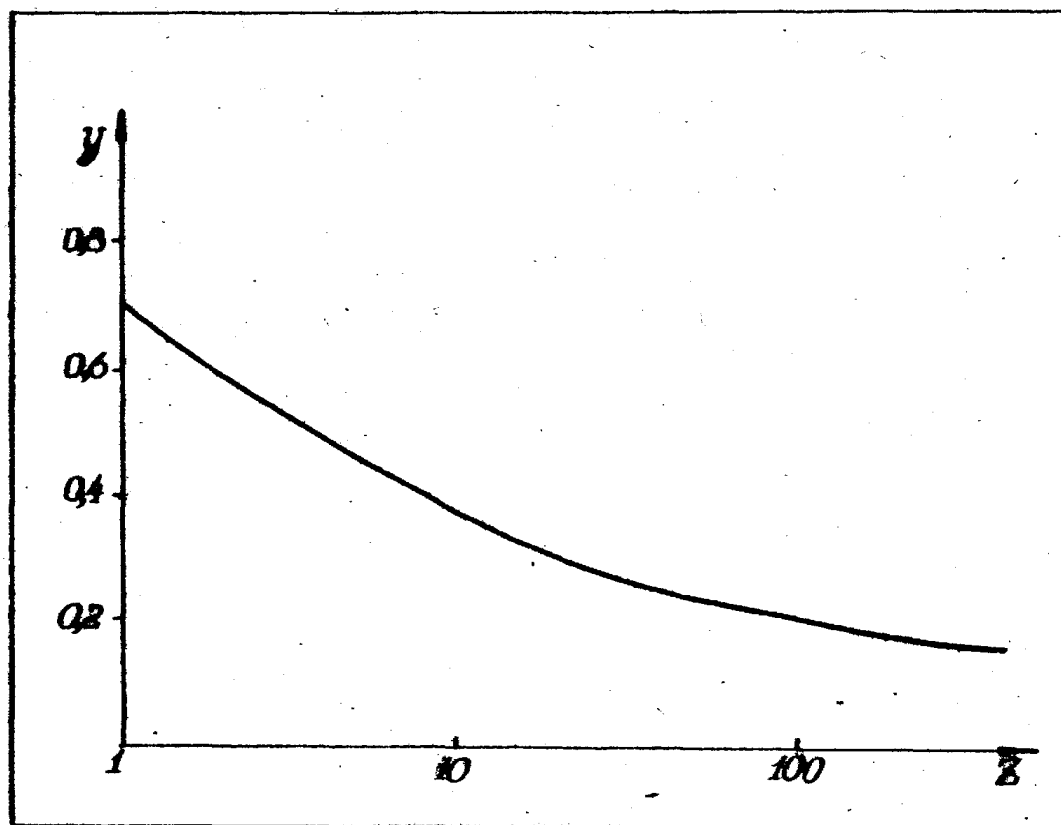


Рис. 66. Эталонный график для определения конвективного параметра.

Для этого:

- пользуясь КИТ вычисляют скорость изменения забойной температуры во времени $T_t(r_0, t)$;
- затем строят зависимость $y = tT_t(t)/\Delta T(t)$ от времени t ;
- накладывают полученный график на эталонный и, смещая только по оси времени, добиваются наилучшего совпадения кривых;
- определяют масштабный множитель оси времени α ;
- вычисляют q или q/r_c^2 .

5.3.2. Зондирование пласта по КИТ и КИД.

При компрессировании скважины формирование дроссельного теплового поля притекающей из пласта жидкости обычно происходит в нестационарном поле давления, поэтому формулами п.5.2.1., если нет уверенных данных о постоянстве дебита жидкости, пользоваться нельзя. В этом случае термозондирование можно вести на основе решения прямой задачи о дроссельном тепловом поле в нестационарном поле давления (см.п.1.3.5).

После аппроксимации переменной депрессии на пласт

$P_{пл} = P(r_0, t)$ кусочно-постоянной функцией $\varphi_i \gamma(t_i \leq t \leq t_{i+1}), i=0,1,\dots$; где φ_i - среднее значение депрессии в интервале времени (t_i, t_{i+1}) , параметры

$R = \frac{R_k}{r_c}$ и $\frac{k}{\mu}$ подбираются из условия наилучшего совпадения

экспериментальной КИТ с теоретической, рассчитанной по формуле

$$\Delta T(r_0, t) = \frac{\varepsilon}{2 \ln R} \sum_{i=0}^{n-1} \varphi_i \ln \frac{1 + A \sum_{j=i}^{n-1} \varphi_j}{1 + A \sum_{j=i+1}^{n-1} \varphi_j}, \quad \text{где} \quad A = 2 \frac{C_{ж}}{C_{п}} \frac{k}{\mu} \frac{\Delta t}{\ln R}.$$

По скважине 6558 забойное давление после прорыва воздуха снизилось с 12,0 до 5,6 МПа (рис.67), затем наблюдался процесс медленного восстановления давления. Пунктиром на рис.67 нанесены результаты расчетов изменения температуры для $R=1000$; $\varepsilon=0.02^\circ\text{C}/\text{атм}$; $C_{ж}/C_{п}=1.2$ и различных k/μ . Видно, что для $t > 20$ мин расчетная кривая с $k/\mu=0.35 \text{ Д}/\text{сПз}$ практически совпадает с КИТ. Несовпадение в первые моменты времени возможно связано тем, что при компрессировании до прорыва воздуха пласт поглотил некоторое количество жидкости. По КИД коэффициент продуктивности пласта $\cong 8 \text{ м}^3/\text{сут атм}$.

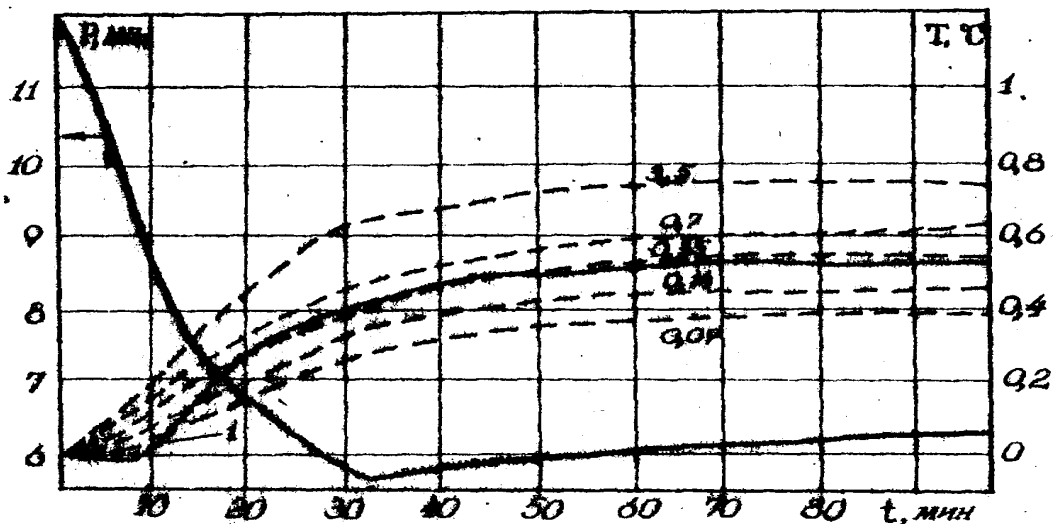


Рис. 67. Сопоставление экспериментальной (кр. I) и расчетных КИТ (---) в скв. 6558 для различных k/μ .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Книга отражает современное состояние термометрии при исследовании скважин в период их компрессорного освоения и опробования. Дальнейшее повышение эффективности ГИС в таких условиях, в первую очередь, может быть достигнуто путем применения более полного и рационального комплекса геофизических работ в зависимости от решаемых задач, повышения качества работ и перехода на количественный уровень интерпретации получаемых результатов. Качественно новые возможности термометрии в комплексе с другими геофизическими методами следует ожидать при внедрении персональных компьютеров как в систему регистрации, так и в систему обработки данных ГИС.

Авторы будут благодарны за Ваши замечания и пожелания, которые надо присылать по адресу: 450074, г.Уфа-74, Башгосуниверситет; специализация "Геофизика", кафедра прикладной физики и механики.