

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского
нефтегазового дела

**Гидродинамические методы
получения информации при
контроле за разработкой
месторождений углеводородов**

*Методические указания к освоению дисциплины
«Геофизические исследования при разработке
месторождений углеводородов» для обучающихся по
специальности 21.05.05 Физические процессы горного
или нефтегазового производства и по направлению
21.03.01 Нефтегазовое дело
очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Кортаев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела, Волчкова, Кортаев
Александр Борисович

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского нефтегазового
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,
доктор технических наук, директор
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ -

Мурманский государственный технический университет, 2019

© Б. А. Кортаев, 2019

Введение	3
Газогидродинамические методы исследования газовых скважин на нестационарных режимах фильтрации	5
Обработка КВД	6
Обработка КВД в координатах Хорнера	7
Обработка и интерпретация результатов газодинамических исследований на нестационарных режимах скважины №4 Штокмановского ГКМ.....	8
Обработка и интерпретация результатов газодинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 Северо-Каменномысского газового месторождения	11
Гидродинамические исследования нефтяных скважин на нестационарных режимах фильтрации.....	13
Обработка КПД-КВД.....	16
Обработка и интерпретация результатов гидродинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 Ю-Долгинского нефтяного месторождения..	19
Обработка и интерпретация результатов гидродинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 нефтяного месторождения Медыньское-море	22
Определение продуктивности скважин по кривым прослеживания уровня	23
Обработка кривой прослеживания уровня в скв.№1 месторождения Медыньское-море	24
Новые подходы к интерпретации данных гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации	29
Диагностический график в двойном логарифмическом масштабе	29
Метод детерминированных моментов	44
Литература.....	48

Введение

Арктический шельф России обладает огромным потенциалом не только в плане получения прибыли и развития прилегающей инфраструктуры. Он также предоставляет широкое поле деятельности для использования и развития новейших техники и технологий гидродинамических исследований скважин, а также методик интерпретации полученных результатов. Контроль разработки - изучение динамического состояния залежи. Этот контроль осуществляется при помощи гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Существующие ограничения на сроки проведения геологоразведочных работ в условиях шельфа и специфика морских скважин заставляют использовать самое современное оборудование для проведения ГДИС.

Использование полнопроходного испытательного инструмента позволяет за один спуск провести операции по заканчиванию скважины и проведение гидродинамических исследований на различных режимах с записью давления на забое, в электронном виде в режиме реального времени, что позволяет сократить время испытания.

Традиционные методы интерпретации, остаются основными при расчёте параметров пласта, хотя и дают порой неточные результаты в случае нестандартного типа коллектора.

С применением современной высокоточной измерительной аппаратуры появилась возможность использовать новейшие подходы к интерпретации данных ГДИС. Диагностический график в двойном логарифмическом масштабе вкупе с традиционными методами позволяет составить представление о типе коллектора, его граничных условиях и скорректировать или в корне пересмотреть модель продуктивного пласта и выбрать соответствующую методику расчёта его параметров.

Метод детерминированных моментов позволяет на основе единого диагностического признака произвести автоматизированный выбор модели пласта.

Интегрирование новейших и традиционных методов должно стать стандартом при проведении гидродинамических исследований скважин и интерпретации полученных результатов в условиях морского шельфа для получения полной и достоверной картины о разрабатываемых месторождениях.

Например, для Южно-Долгинского месторождения применение диагностического графика и метода детерминированных моментов позволяет объяснить высокие дебиты, достигаемые в скважине (порядка 150-200 м³/сут) при низкой проницаемости (0,5 – 10 мД) наличием разлома в пласте и трещиновато-пористым типом коллектора.

Газогидродинамические методы исследования газовых скважин на нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Связь темпа и характера распределения давления в пласте при пуске и остановке скважин показывает на возможность использования изменения давления во времени для определения фильтрационных и емкостных свойств пласта.

Между фильтрационными и емкостными параметрами пласта и характером распределения давления имеется функциональная зависимость, которая используется для определения параметров пористой среды с середины 30-х годов. Для получения аналитической зависимости между распределением давления и параметрами пласта считается, что скважина расположена в центре круговой залежи конечного или "бесконечного" размера с постоянными толщиной, пористостью, проницаемостью и что, если пласт конечных размеров, то до достижения контура питания условия на контуре пласта не влияют на работу скважины. Если распределение давления достигло контура, то начинается общее истощение залежи.

Этот процесс, так же как и распределение давления до момента времени, когда оно не достигло границы пласта, позволяет определить параметры пласта и запасы газа в залежи. Нестационарный процесс перераспределения давления, т.е. его изменение по радиусу и во времени после остановки скважины и изменение давления и дебита после ее пуска, происходит, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину пускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления давления и стабилизации давления и дебита. Таким образом, существуют два нестационарных процесса, позволяющие определить параметры газоносного пласта:

1) снятие изменения давления во времени после остановки скважины, т.е. снятие кривой восстановления давления;

2) снятие изменения давления и дебита после пуска скважины в эксплуатацию, т.е. снятие кривых стабилизации давления и дебита[1]

С помощью газогидродинамических методов исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации можно определить проводимость, пьезопроводность, проницаемость пласта, его пористость и неоднородность.

С целью получения исходных данных для обработки кривых нарастания и стабилизации давления скважину пускают в эксплуатацию (если скважина была перед этим закрыта), при этом регистрируют изменение во времени давления на устье, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на устье и в затрубном пространстве в зависимости от времени. Кривые стабилизации и нарастания давления предпочтительно снимать на забое с помощью дифференциальных глубинных манометров.

Обработка КВД

Для обработки КВД существует несколько методов, определяющихся принятыми граничными условиями, а также режимом работы скважины до остановки.

При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используются два вида граничных условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре.

Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины. Обработка КВД для бесконечного пласта в зависимости от условий работы скважины до остановки осуществляется следующими методами.

В случае, когда время работы скважины T до снятия КВД значительно больше времени восстановления давления t ($T \geq 20t$), КВД обрабатывается по формуле [1, 6, 9, 17]:

$$P_{заб}^2 = \alpha + \beta \ln t, \text{ где} \quad (1.01)$$

$$\alpha = P_{з0}^2 + \beta \ln \frac{2,25\alpha}{r_{с.пр}^2} + bQ_0^2, \quad (1.02)$$

$$\alpha = \frac{kP_{пл}}{m\mu_{пл}}$$

$$\beta = \frac{Q_0\mu_{пл}zP_{ам}T_{пл}}{2\pi khT_{см} \cdot 10^6} \quad (1.03)$$

где $P_{з0}$, $P_{заб}$ — начальное (перед остановкой) и текущее забойное давления соответственно, МПа; t - текущее время восстановления давления, с; Q_0 — дебит скважины перед остановкой, м³/с, α — коэффициент пьезопроводности, м²/с; m — пористость, доли единицы; b — коэффициент фильтрационного сопротивления в двучленной формуле стационарного притока в скважине; h — эффективная толщина пласта, м; $\mu_{пл}$ — вязкость газа в пластовых условиях, Па·с; z - коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$; $T_{см} = 293$ К; $P_{ам} = 0,1013$ Мпа.

Для обработки КВД по формуле (3.18) ее строят в координатах P^2 от $\ln t$. Полученный при этом прямолинейный участок отсекает на оси ординат отрезок, равный α , и имеет угол наклона, тангенс которого равен β . По найденным α и β определяют проводимость пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q_0zP_{ам}T_{пл}}{2\pi T_{см}\beta \cdot 10^6}, \quad (1.04)$$

а при известных параметрах вязкости газа и толщины пласта - проницаемость k

Обработка КВД в координатах Хорнера

Обработка КВД в случае соизмеримости времени работы скважины до остановки T с временем восстановления t ($T < 20t$) проводится в координатах Хорнера согласно формулы:

$$P_{заб}^2 = P_{пл}^2 - \beta \ln \frac{T+t}{t}, \quad (1.05)$$

где T — время работы скважины перед снятием КВД с дебитом Q_0 .

Для определения коэффициента β КВД строится в координатах $P_{заб}^2, \ln(T+t)/t$. Параметр kh/μ , определяется также по формуле (3.21).

Методика была применена для оценки проницаемости пласта Штокмановского ГКМ и Северо-Каменномысского газового месторождения.

Обработка и интерпретация результатов газодинамических исследований на нестационарных режимах скважины №4 Штокмановского ГКМ

Кривая восстановления давления снималась в скважине №4 Штокмановского газоконденсатного месторождения в течение 28 часов, время работы скважины до остановки составило 12,2 часа с дебитом 1665 тыс. м³/сут. Так как время работы скважины до остановки меньше двадцатикратного времени восстановления давления, то результаты были обработаны по формуле (3.22). Результаты записи и обработки представлены в табл. 1. Дополнительные данные для расчётов:

- дебит скважины до остановки $Q_0=1665$ тыс. м³/сут
- коэффициент сверхсжимаемости газа $z=0,83$
- пластовая температура $T_{пл}=324$ К

По данным записи давления построена КВД в координатах $P_{заб}^2, \ln[(T+t)/t]$ (рис. 3.10), были выделены два прямолинейных участка и по формуле (3.21) рассчитаны гидропроводности $(kh/\mu)_1= 1,55 \cdot 10^{-6}$ м³/(Па·с), $(kh/\mu)_2= 1,91 \cdot 10^{-6}$ м³/(Па·с). Взяв вязкость пластового газа как $\mu=0,017$ мПа·с и эффективную толщину пласта $Ю_0 h=48,2$ м получаем $k_1= 6,43 \cdot 10^{-13}$ м²=634 мД и $k_2= 5,95 \cdot 10^{-13}$ м²=587 мД.

Таблица 1. Результаты записи КВД в скв. №4 Штокмановского ГКМ (I объект пласта Ю₀, интервал перфорации 1886-1961)

Время, с	$P_{\text{заб}}$, МПа	$\ln[(T+t)/t]$	$P_{\text{заб}}^2$, МПа ²
0	20,61044		424,790
60	20,70343	6,597	428,632
120	20,70653	5,905	428,760
180	20,70756	5,501	428,803
240	20,7086	5,215	428,846
300	20,70963	4,993	428,889
360	20,71066	4,812	428,932
420	20,71066	4,659	428,932
480	20,71066	4,527	428,932
540	20,7117	4,411	428,974
600	20,7117	4,307	428,974
900	20,71273	3,908	429,017
1200	20,71273	3,627	429,017
1800	20,71345	3,235	429,047
2400	20,71376	2,960	429,060
3000	20,71376	2,750	429,060
3600	20,7148	2,580	429,103
5400	20,71583	2,212	429,146
7200	20,71583	1,960	429,146
9000	20,71583	1,772	429,146
10800	20,71583	1,623	429,146
12600	20,71583	1,501	429,146
14400	20,71676	1,399	429,184
18000	20,71686	1,235	429,188
21600	20,7179	1,110	429,231
25200	20,7179	1,009	429,231
28800	20,7179	0,926	429,231
32400	20,71893	0,857	429,274
36000	20,71893	0,798	429,274
43200	20,71996	0,701	429,317
50400	20,71996	0,627	429,317
57600	20,71996	0,567	429,317
64800	20,72079	0,517	429,351
72000	20,721	0,476	429,360
86400	20,721	0,411	429,360
100800	20,721	0,362	429,360

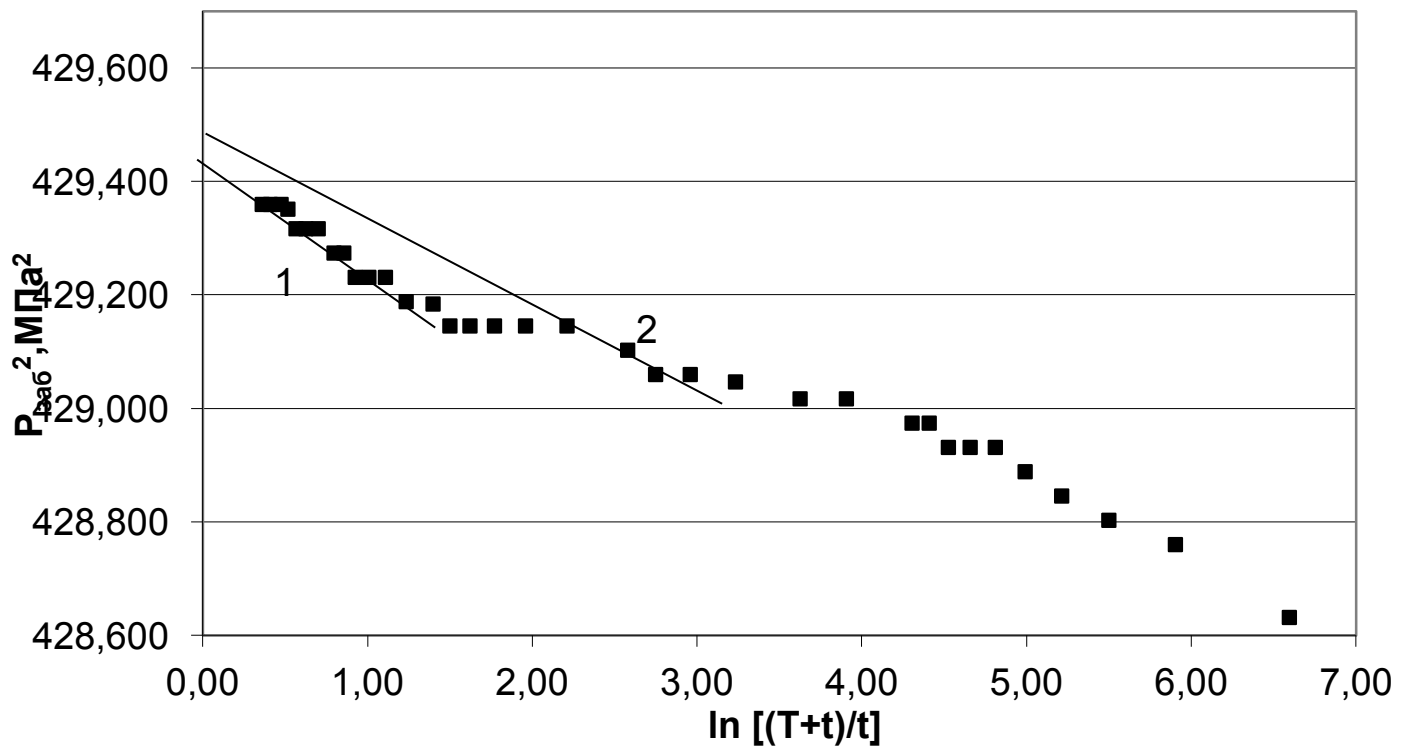


Рис. 1 Кривая восстановления давления (Штокмановское ГКМ, скв. №4, I объект пласта Ю0 , интервал перфорации 1886-1961)

Обработка и интерпретация результатов газодинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 Северо-Каменномысского газового месторождения

Результаты записи КВД в ходе испытания скважины №1 Северо-Каменномысского месторождения представлены в таблице 2. Дополнительные данные к расчётам:

- дебит скважины до остановки $Q_0=300$ тыс. м³/сут
- коэффициент сверхсжимаемости газа $z=0,85$
- пластовая температура $T_{пл}=303$ К

Кривая восстановления была построена в координатах $P_{заб}^2$, $\ln[(T+t)/t]$ (рис. 3.11), был выделен прямолинейный участок и произведен расчёт гидропроводности $kh/\mu= 1,05 \cdot 10^{-6}$ м³/Па·с и взяв вязкость газа $\mu=0,02$ мПа·с и толщину пласта $h=50$ м. Получаем проницаемость пласта $k= 4,19 \cdot 10^{-13}$ м²=413мД

Таблица 2. Результаты записи КВД в скв. №1 Северо-Каменномысского газового месторождения

Время, с	$P_{заб}$, МПа	$\ln[(T+t)/t]$	$P_{заб}^2$
0	10,280		105,673
20	10,332	8,451	106,752
40	10,391	7,758	107,971
60	10,450	7,353	109,197
80	10,457	7,065	109,353
100	10,458	6,842	109,370
120	10,459	6,660	109,387
140	10,459	6,506	109,396
160	10,460	6,373	109,404
180	10,460	6,255	109,404
200	10,460	6,150	109,407
220	10,460	6,055	109,415
240	10,461	5,968	109,424
260	10,461	5,888	109,424
280	10,460	5,814	109,415
300	10,460	5,746	109,415
320	10,461	5,681	109,424

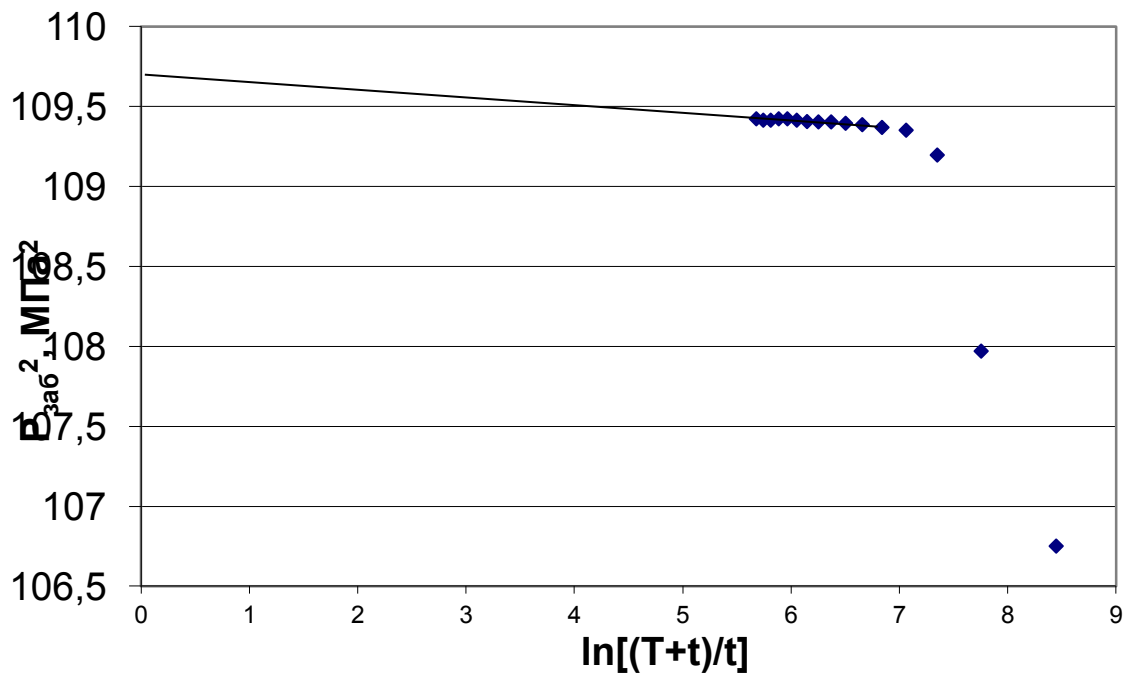


Рис. 2. Кривая восстановления давления (скв.№1 Северо-Каменномысская, интервал перфорации 1013-1063)

Гидродинамические исследования нефтяных скважин на нестационарных режимах фильтрации

В наиболее общей форме неустановившиеся процессы перераспределения давления для модели линейной теории упругого режима описываются основным дифференциальным уравнением линейной теории упругого режима фильтрации - уравнением пьезопроводности [2]:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (1.06)$$

Это линейное дифференциальное уравнение выведено на основе синтеза уравнения неразрывности, динамического уравнения фильтрации - закона Дарси, уравнения состояния пористой среды и насыщающей жидкости.

Уравнение пьезопроводности справедливо при следующих допущениях и предположениях:

- процесс фильтрации и деформаций изотермический, т.е.

$$T = \text{const};$$

- режим пласта упругий, в пласте движется однородная ньютоновская жидкость по линейному закону фильтрации Дарси:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}},$$

$$\mu = \text{const},$$

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P,$$

где $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{нас}}$ - давление соответственно пластовое, забойное и насыщения, \vec{v} - вектор скорости фильтрации;

- пористая среда однородна и изотропна по проницаемости:

$$k = \text{const} \neq k(x, y, z).$$

Предполагается, что при фильтрации отсутствует физико-химическое взаимодействие между пористой средой и флюидом:

- пористая среда и пластовый флюид упругие и их объемные деформации подчиняются линейному закону Гука:

$$dm = \beta_c dP,$$

$$\frac{d\rho}{\rho} = \beta_{ж} dP,$$

а именно, пористость и плотность жидкости линейно зависят от давления:

$$m = m_0 + \beta_c (P - P_0),$$

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{ж} (P - P_0)];$$

- силы инерции и гравитации не учитываются [2].

Рассмотрим следующую задачу плоскорадиального фильтрационного потока к скважине (точечному стоку) в следующей постановке: в бесконечном, горизонтальном пласте постоянной толщины h имеется гидродинамически совершенная добывающая скважина. Пласт однороден по своим параметрам и в начальный момент времени находится в невозмущенном состоянии (начальное пластовое давление одинаково во всех точках пласта и равно P_k). Кровля и подошва пласта непроницаемы. Пусть в момент времени $t=0$ скважина мгновенно пущена в эксплуатацию с постоянным объемным дебитом Q . В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток упругой жидкости. Предполагаем, что фильтрация однофазного флюида происходит по линейному закону Дарси при упругом режиме (при давлениях выше давления насыщения или начала конденсации).

При следующих начальных и граничных условиях:

$$P(r, t) = P_k, \quad t = 0,$$

$$P(r, t) = P_k, \quad \text{при } r \rightarrow 0, \tag{1.07}$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r \rightarrow 0} = const, \text{ при } r \rightarrow 0 \text{ и } t > 0,$$

интегрируя уравнение (3.23) получаем:

$$P(r, t) = P_k - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left[-E_i \left(-\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \right], \text{ где} \quad (1.08)$$

$$\left[-E_i \left(-\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \right] = \int_{\frac{r^2}{4\alpha t}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \text{ интегральная показательная функция.}$$

Формула (3.25) называется основной формулой теории упругого режима фильтрации, т.к. широко применяется на практике при интерпретации данных ГДИС, расчетах распределения давления в пласте в процессе разработки при фильтрации упругой жидкости и газа. При значениях параметра $\frac{r^2}{4\alpha t} < 0,01$ (т.е. для сравнительно больших значений времени t) интегральная показательная функция аппроксимируется функцией:

$$\left[-E_i(-x) \right] \approx \ln \frac{1}{x} - 0,5772 \approx \ln \frac{1}{1,78x}. \quad (1.09)$$

т.е. давление в бесконечном пласте можно определять по приближенной простой формуле:

$$P(r, t) \approx P_k - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\alpha t}{r^2} - 0,5772 \right). \quad (1.10)$$

В частном случае при $r = r_c$ (давление на забое скважины) изменение давления определяется формулой в различных формах записи:

$$\Delta P_c(r, t) = P_k - P_c(r_c, t) \cong \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\alpha t}{r_c^2} - 0,5772 \right) \cong \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{\alpha t}{r_c^2} + 0,80901 \right) \cong$$

$$\cong \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} + \ln t \right) \cong A + i \ln t. \quad (1.11)$$

Обработка КВД-КВД

Простейший способ оценки параметров пласта по фактическим данным замеренных КВД-КВД (после пуска скважины с $Q=\text{const}$ или остановки скважины, долгое время работавшей с $Q=\text{const}$) схематически заключается в следующем [2]:

- 1) фактическая КВД-КВД строится в полулогарифмических координатах;
- 2) по нанесенным точкам находится (выделяется) прямолинейный участок графика (в простейшем случае «на глаз» проводится прямолинейная касательная для точек в поздние моменты времени - по последним точкам; по методу наименьших квадратов с последовательным отбрасыванием начальных точек и определением коэффициентов корреляции или с помощью более сложных процедур линейного и нелинейного регрессионного анализа и др.). Этот пункт вызывает неопределенность в итоговых результатах;
- 3) затем по прямолинейному участку графика определяются численные значения его уклона i и отрезка A ;
- 4) полагая, что фактическая КВД-КВД соответствует модели пластовой фильтрационной системы, описываемой уравнением (3.28), принимают

$$\begin{aligned} i &= \frac{Q\mu}{4\pi kh}, \\ A &= i \ln \frac{2,25\alpha}{r_c^2} \end{aligned} \quad (1.12)$$

- 5) из этих соотношений по найденным i и A находят гидропроводность –

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi i} \quad (1.13)$$

и комплексный параметр –

$$\frac{\alpha}{r_c^2} = \frac{1}{2,25} e^{\frac{A}{i}} \quad (1.14)$$

б) иногда предлагается последующее расчленение этих комплексных параметров, принимая известные значения вязкости μ , толщины пласта h , пористости m , упругоёмкости β и коэффициентов гидродинамического несовершенства скважин с целью оценки коэффициентов продуктивности (приемистости) скважины и пьезопроводности α .

Вышеизложенный простейший метод был предложен одним из первых и является традиционным и общепринятым. Часто его называют или методом обработки КПД-КВД без учета притока, или методом касательной, полулогарифмической анаморфозы, или методом МДХ (Миллера-Дайса-Хэтчинсона).

При интерпретации КВД чаще всего используют метод, известный как метод Хорнера [2, 16, 18]. Он заключается в том, что мгновенное прекращение притока жидкости в скважину после ее остановки аналитически можно представить как наложение отрицательного дебита, равного по величине предыдущему (рис. 3).

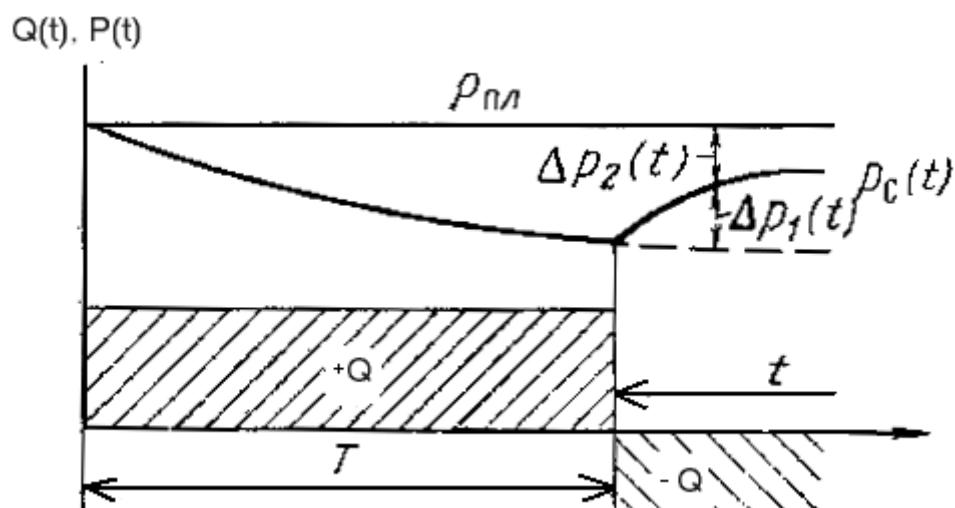


Рис. 3. Схема изменения давления в скважине, вызванного остановкой скважины после работы в течение времени $T+t$; T – время работы скважины до остановки.

Тогда понижение давления, отсчитываемое от начального $P_{пл}$ в момент времени $t > T$, определяется по методу суперпозиции наложением действий источника и стока:

$$\Delta P_c(t) = P_{пл} - P_c(t) = \Delta P'_c(t) - \Delta P''_c(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\alpha(T+t)}{r_c^2} - \ln \frac{2,25\alpha t}{r_c^2} \right) \quad (1.16)$$

или

$$P_c(t) = P_{nn} - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{T+t}{t} = P_{nn} - i \ln \frac{T+t}{t} \quad (1.17)$$

Фактическая КВД строится в координатах $\left(\ln \frac{T+t}{t}, P_c(t)\right)$, которые называют координатами Хорнера. Затем выделяют и проводят прямолинейный участок графика и находят его уклон i , по величине которого определяется гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q\mu}{4\pi i} \quad (1.18)$$

Пересечение экстраполированного прямолинейного участка с осью ординат соответствует $\ln \frac{T+t}{t} = 0$, что равносильно $t \rightarrow \infty$, т.е. бесконечно длинному закрытому периоду, и характеризует пластовое давление. [2, 18].

Существенной информацией о пласте, которую можно получить при исследовании скважины на нестационарных режимах, является оценка состояния призабойной зоны пласта – определение скин-эффекта [2]. Количественно влияние скин-эффекта определяется введением в уравнение фильтрации постоянной величины S

$$S = 1,125129 \left[\frac{P_{t=1чac} - P_{t=0}}{i} - \log \frac{k}{m\mu\beta^* r_c^2} - 0,351378 \right] \quad (1.19)$$

По методу Хорнера в работе были обработаны результаты гидродинамических исследований скважин морских нефтяных месторождений Южно-Долгинское и Медынское-море.

Обработка и интерпретация результатов гидродинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 Южно-Долгинского нефтяного месторождения

Запись КВД проводилась в течение 27 часов, до остановки скважина работала 22 часа с дебитом 25,8 м³/сут. Результаты регистрации давления приведены в таблице 3.10. Была построена кривая в координатах Хорнера $P_{\text{заб}}, \ln[(T+t)/t]$ (рис. 3.13). Выделенный на ней прямолинейный участок пересекает ось ординат (давлений) в точке, которая соответствует пластовому давлению $P_{\text{пл}}=35,72$ МПа. По уклону этой прямой определяется гидропроводность $kh/\mu= 1,12 \cdot 10^{-11}$ м³/Па·с. Зная вязкость нефти по данным отбора пробы $\mu=0,62$ мПа·с и эффективную толщину пласта по данным ГИС $h=17,6$ м, определяем проницаемость пласта $k=3,96 \cdot 10^{-16}$ м² = 0,39 мД. Величина скин-эффекта составила +2,5.

Таблица 3. Результаты записи КВД в скв. №1 Южно-Долгинского месторождения

№№ точек	Время t, мин	Заб. давление P _{зab} , МПа	ln (T+t)/t
0	0	14,23	
1	5	17,41	5,590
2	10	21	4,900
3	15	23,2	4,499
4	20	25,67	4,215
5	25	27,72	3,995
6	30	29,22	3,816
7	40	29,73	3,536
8	50	29,94	3,320
9	60	30,08	3,145
10	90	30,47	2,761
11	120	30,78	2,494
12	150	30,95	2,291
13	180	31,3	2,129
14	240	31,74	1,880
15	300	32,08	1,695
16	360	32,42	1,548
17	390	32,57	1,486
18	420	32,67	1,429
19	480	32,94	1,329
20	540	33,15	1,244
21	600	33,3	1,170
22	720	33,55	1,048
23	840	33,75	0,950
24	960	33,96	0,871
25	1080	34,07	0,804
26	1200	34,16	0,747
27	1320	34,24	0,698
28	1440	34,29	0,655
29	1560	34,35	0,617
30	1622	34,38	0,600

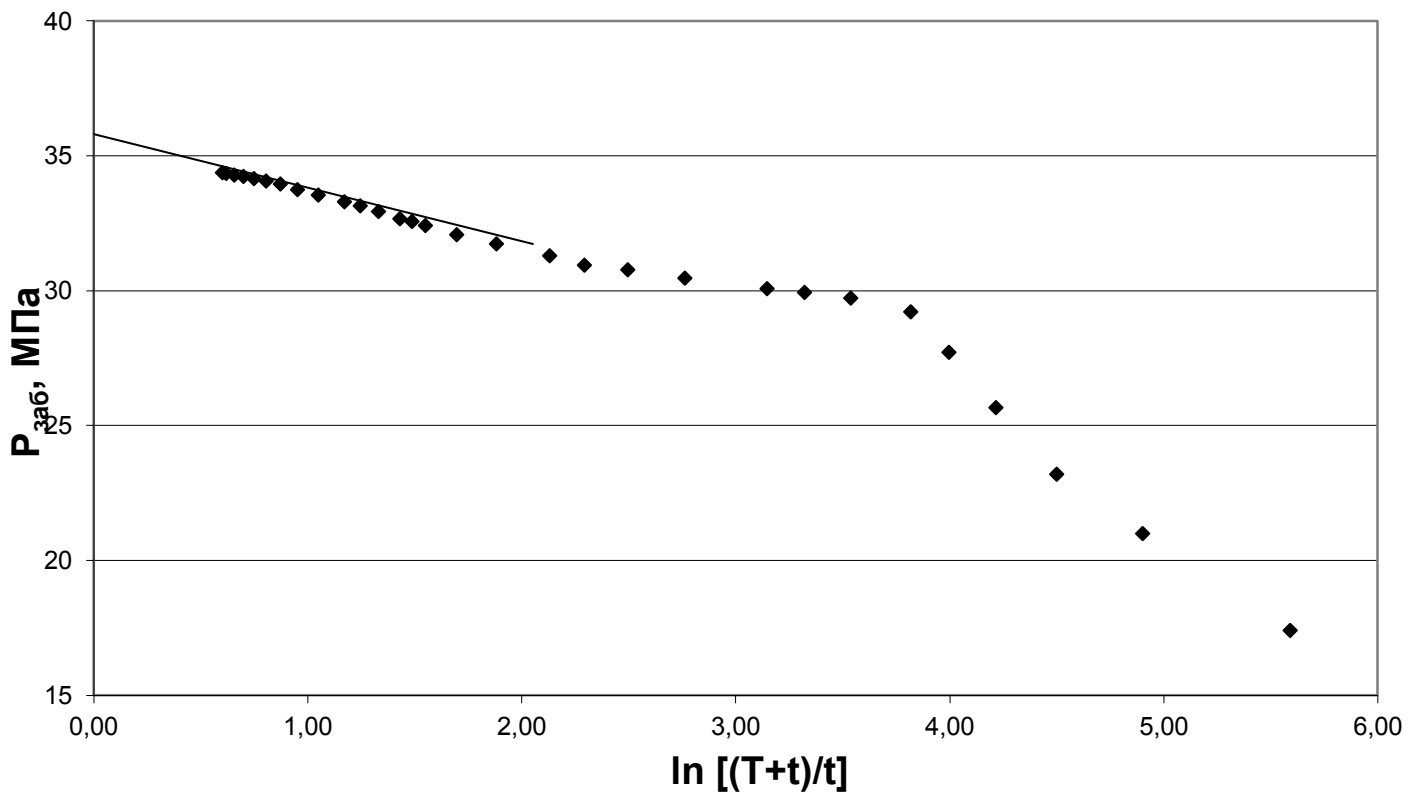


Рис. 4. КВД в координатах Хорнера (Южно-Долгинское нефтяное месторождение, скв. №1, I объект, интервал перфорации 3288-3327)

Обработка и интерпретация результатов гидродинамических исследований на нестационарных режимах скважины №1 нефтяного месторождения Медынское-море

Запись кривой восстановления давления в скважине проводилась в течение 15 часов после работы скважины в течение 44 часов со средним дебитом 21,2 м³/сут. Результаты записи представлены в таблице 3.11

Таблица 4. Результаты записи КВД в скв. №1 месторождения Медынское-море.

t, мин	P _{заб} , МПа	ln [(T+t)/t]
0	10,495	
10	10,564	5,585
20	10,666	4,895
30	10,783	4,494
45	10,893	4,094
60	11,03	3,812
90	11,222	3,418
120	11,4	3,14
180	11,661	2,756
240	11,866	2,49
300	12,017	2,287
360	12,154	2,125
420	12,278	1,99
480	12,374	1,877
540	12,47	1,778
600	12,552	1,691
720	12,703	1,545
840	12,813	1,426
960	12,922	1,326
1080	13,005	1,24
1200	13,087	1,167
1320	13,155	1,102
1440	13,197	1,045

Кривая построена в координатах Хорнера (рис. 3.14) и на ней выделены два прямолинейных участка. Соответствующие гидропроводности составили: $(kh/\mu)_1 = 2,202 \cdot 10^{-11}$ м³/Па·с, $(kh/\mu)_2 = 2,968 \cdot 10^{-11}$ м³/Па·с. При вязкости нефти

$\mu=20$ мПа·с и эффективной толщине пласта $h=15$ м. значения проницаемостей составили соответственно $k_1= 2,94 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2=28,8$ мД и $k_2= 3,96 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2=38,8$ мД.

Определение продуктивности скважин по кривым прослеживания уровня

Для определения коэффициента продуктивности скважины на основе обработки кривой прослеживания уровня используется метод последовательной смены стационарных состояний [16]. При этом предполагается, что радиус влияния скважины постоянен, жидкость несжимаема, а возмущение на стенке скважины мгновенно распространяется на расстояние, равное радиусу влияния скважины.

Предполагая, что в каждый момент времени процесс фильтрации установившийся, величина притока может быть определена по формуле:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{[P_k - P_c(t)]}{\ln(R_k/r_c)}, \quad (1.20)$$

где P_k - пластовое давление;

$P_c(t)$ -забойное давление в момент времени t .

Если скважина непереливающая в процессе открытого периода работы, то дебит можно определить по скорости изменения уровня, то есть

$$Q(t) = -F \frac{dH}{dt}. \quad (1.21)$$

Исходя из равенства уравнений (3.36) и (3.37) и выражая давление через уровень, после интегрирования получаем следующее уравнение, описывающее изменение уровня жидкости в скважине:

$$\ln \frac{H_k - H_c(t)}{H_k - H_{c0}} = \frac{2\pi kh \rho g}{F\mu \ln(R_k/r_c)} t, \quad (1.22)$$

где

H_k - статический уровень жидкости в скважине;

H_{c0} - начальный уровень жидкости;

ρ - плотность жидкости в пластовых условиях.

Уравнение (3.38) есть уравнение прямой в координатах $(\ln \frac{H_k - H_c(t)}{H_k - H_{c0}}, t)$,

тангенс угла наклона которой к оси абсцисс равен

$$tg(\alpha) = \frac{2\pi kh\rho\beta g}{F\mu \ln(\frac{R_k}{r_c})} \quad (1.23)$$

Из выражения (3.39) легко находится коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{Ftg(\alpha)}{\rho g}, \quad (1.24)$$

гидропроводность kh/μ и затем проницаемость пласта.

Методика была применена при обработке кривой прослеживания уровня в скв.№1 месторождения Медыньское-море.

Обработка кривой прослеживания уровня в скв.№1 месторождения Медыньское-море

Кривая притока снималась в скважине в течении 55 часов 13 минут. Результаты регистрации уровня жидкости и давления приведены в таблице 3.12. По результатам построены кривая прослеживания притока и кривая прослеживания забойного давления (рис. 3.14 и рис. 3.15). Используя совместно эти графики, построена зависимость, характеризующая величину и изменение плотности флюида в течение открытого периода работы скважины (рис. 3.16). Для определения коэффициента продуктивности скважины по кривой прослеживания уровня использовался метод последовательной смены стационарных состояний. При этом предполагается, что радиус влияния скважины постоянен ($R_k=100$ м), жидкость несжимаема, а возмущение на стенке скважины мгновенно распространяется на расстояние, равное радиусу

влияния скважины. Кривая притока была перестроена в координатах $\ln[H(t)-H_{ст}], t$ (рис. 3.17). Исходя из возможных вариантов линейной аппроксимации кривой притока величины тангенса угла наклона, численно равные угловому коэффициенту B , соответственно:

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = 3,083 \cdot 10^{-5} \text{ 1/с}$$

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = 2,25 \cdot 10^{-5} \text{ 1/с}$$

Принимая значение средней плотности жидкости в трубах по результатам замеров распределения давления, приведенных выше, равное 1036 кг/м^3 , а площадь сечения $5''$ испытательной колонны $F = 9,26 \times 10^{-3} \text{ м}^2$ согласно (3.40) коэффициент продуктивности скважины будет иметь следующие значения:

$$K_1 = 2,43 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

$$K_2 = 1,77 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

Предполагая, что скважина по степени и характеру вскрытия гидродинамически совершенна и принимая эффективную толщину пласта равной $h = 15 \text{ м}$, радиус скважины $r = 0,1 \text{ м}$, динамическую вязкость нефти в пластовых условиях $20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ согласно (3.39) проницаемость пласта соответственно равна:

$$k_1 = 4,12 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 40,67 \text{ мД}$$

$$k_2 = 3,0 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 29,6 \text{ мД}$$

Таким образом, по результатам обработки кривой притока можно констатировать, что проницаемость пласта в области влияния скважины низкая, но не критическая и составляет $30-45 \text{ мД}$. Величина скин-эффекта составляет $S = -1,5$.

Таблица 5. Результаты регистрации уровня столба жидкости и давления в скважине №1 месторождения Медыньское-море.

Кривая прослеживания уровня				Кривая прослеживания давления	
Время, мин	Высота столба жидкости, м	Объём поступившей жидкости, м ³	Дебит жидкости, м ³ /сут	Время, мин	Давление, Мпа
0	56,1	0	0	0	2,877
103	605	4,111	57,5	60	5,695
163	683	0,722	17,3	120	6,798
223	739,5	0,523	12,7	180	7,478
283	790	0,467	11,2	240	8,027
343	823	0,305	7,3	360	8,74
403	851	0,259	6,2	480	9,329
473	882	0,287	5,9	600	9,754
673	950	0,629	4,5	720	10,111
793	983	0,305	3,7	840	10,413
913	1009	0,24	2,9	960	10,618
1093	1040	0,287	2,3	1080	10,838
1273	1067	0,25	2	1200	10,989
1453	1088	0,194	1,6	1320	11,14
1573	1100	0,111	1,3	1440	11,263
1693	1111	0,102	1,2	1560	11,414
1813	1120	0,083	1	1680	11,524
2053	1144	0,222	1,3	1800	11,647
2473	1152	0,074	0,3	1920	11,784
2713	1161	0,083	0,5	2040	11,866
2953	1167,2	0,057	0,3	2160	11,921
				2280	12,072
				2400	12,072
				2520	12,072
				2640	12,113
				2760	12,154
				2880	12,223
				3000	12,278
				3120	12,333
				3240	12,442
				3313	12,47

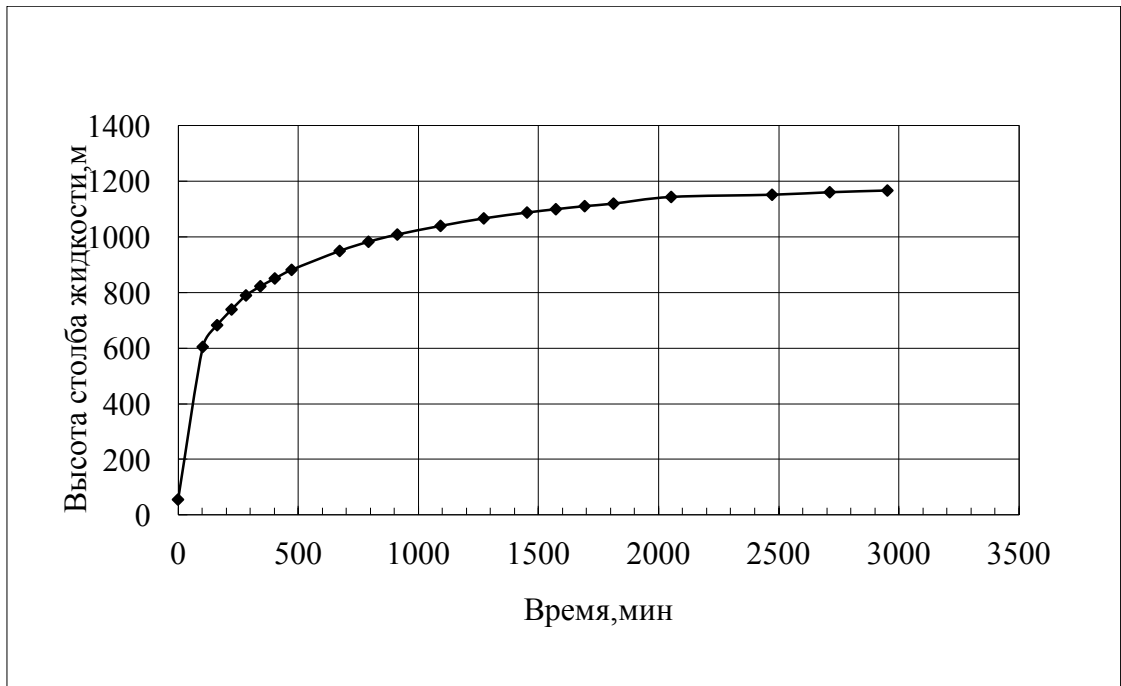


Рис. 5. Кривая прослеживания уровня (скв.№1, Медынская-море, V объект)

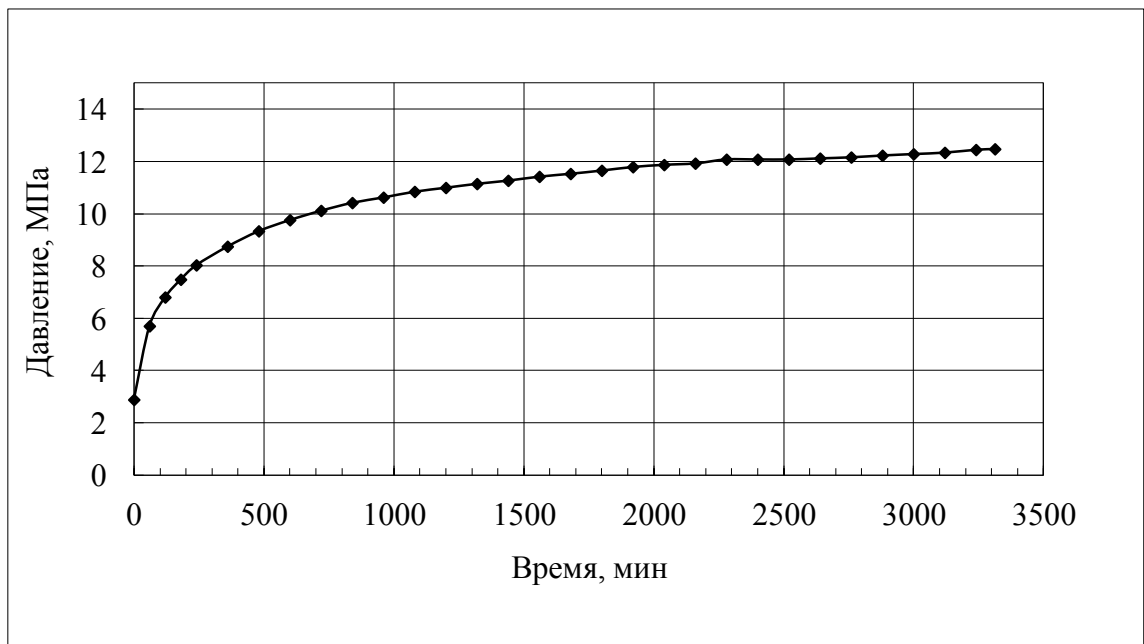


Рис. 6. Кривая прослеживания забойного давления (скв.№1, Медынская-море, V объект)

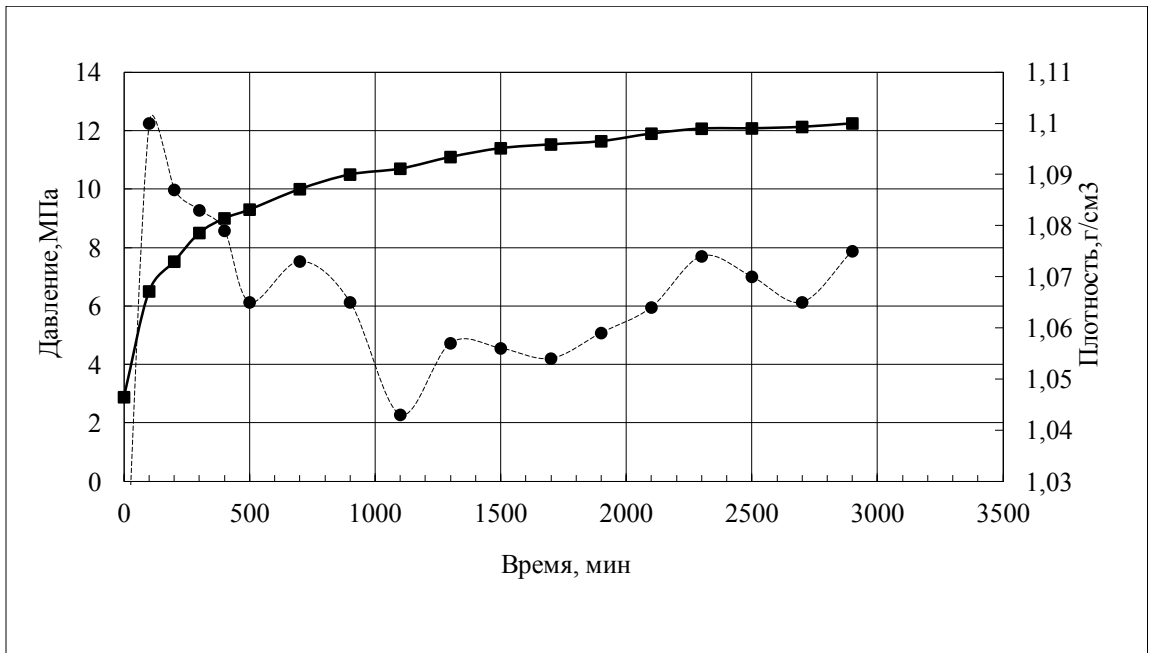


Рис. 7. Изменение плотности флюида в скважине и забойного давления в течение открытого периода работы скважины (скв.№1, Медынская-море, V объект)

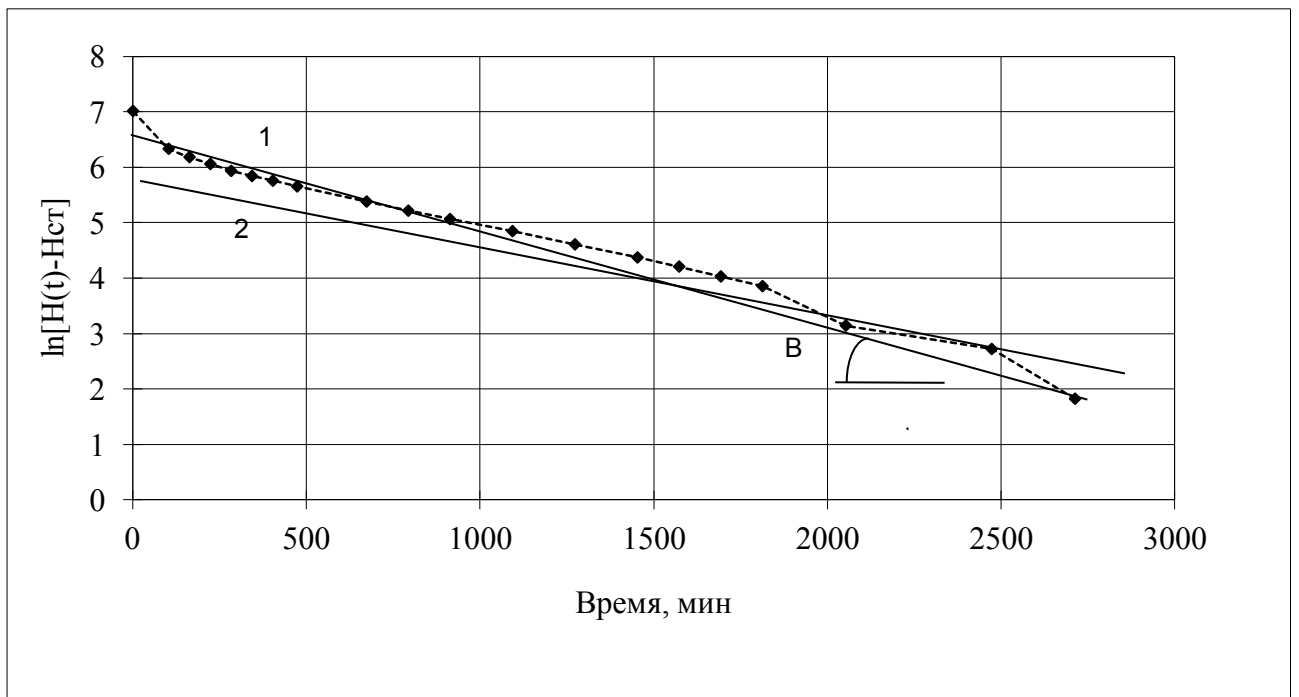


Рис. 8. Обработка кривой притока методом последовательной смены стационарных состояний (скв.№1, Медынская-море, V объект)

Новые подходы к интерпретации данных гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации

Диагностический график в двойном логарифмическом масштабе

Основными данными, получаемыми в результате испытания, являются изменения давления Δp по отношению к времени Δt , прошедшему с момента начала переходного режима. При традиционном анализе методом Хорнера значение Δp откладывается в зависимости от логарифма $(T + \Delta t)/\Delta t$, безразмерной переменной, в которой T — продолжительность периода добычи (рис. 9).

Переходный режим на этом графике характеризуется изменением данных справа налево. Первый этап определяется сжимаемостью флюида в стволе скважины, который маскирует начало переходного режима. Когда скважину глушат на устье или ставят на приток,

флюиды в стволе скважины должны вначале либо сжаться, либо расшириться, прежде чем произойдет реакция пластовых флюидов. Если приток контролируется на поверхности, вся жидкость в стволе скважины вносит вклад в объемный эффект, и его действие будет доминировать на переходный режим давления еще в течение многих часов. Эффект будет еще более усиливаться, если давление в скважине ближе к устью упадет ниже давления насыщения, и часть скважины заполнится сжимаемым газом. Эффект

сжимаемости флюидов в стволе скважины значительно уменьшается при глушении скважины на забое, при этом сводится к минимуму объем флюидов,

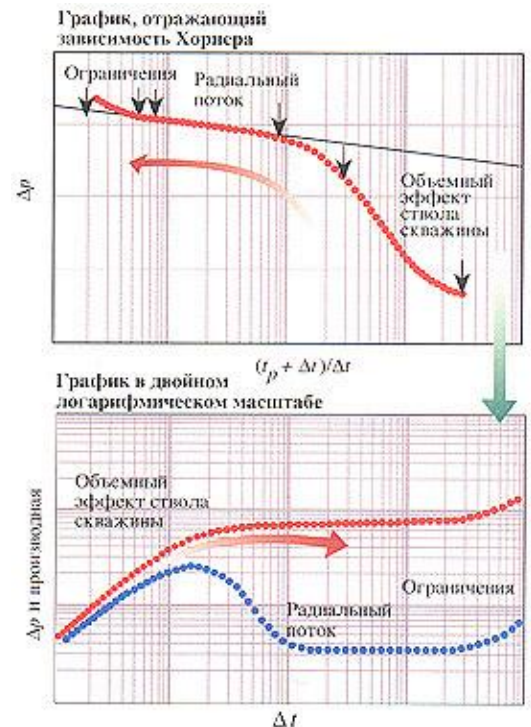


Рис. 9. График Хорнера и диагностический график

вносящих вклад в этот эффект.

По мере прекращения влияния флюидов в стволе скважины процесс начинает распространяться в пласт. Происходит дальнейшее нарастание давления, однако менее быстрыми темпами, по мере того как процесс распространяется на все большее расстояние и возникает радиальный приток по направлению к стволу скважины. Это — так называемый режим радиального притока, который соответствует прямой линии на графике Хорнера. Значение режима радиального притока важно для количественных оценок, так как с его помощью получают значения kh и скин-фактора S — меры дополнительного перепада давления, связанного с несовершенством вскрытия пласта. Скин-фактор имеет положительные значения при нарушенной призабойной зоне, когда перепад давления в ней выше ожидаемого, и отрицательные значения, когда благодаря применению методов интенсификации обеспечивается меньший перепад давления. Затем переходный процесс достигает границ пласта и происходит отклонение поведения давления от прямолинейной характеристики радиального потока.

Определение времени по Хорнеру основывается на ступенчатом изменении дебита, при этом период притока сопровождается периодом восстановления давления. В реальных испытаниях используются по крайней мере два периода притока (часто более двух), при этом каждый период впоследствии оказывает влияние на поведение давления. Несмотря на это, суммарный эффект может быть определен при использовании принципа суперпозиции, который утверждает, что последовательно происходящие переходные процессы аддитивны. Это находит выражение в обобщенном времени Хорнера, которое учитывает значения дебита и временные периоды для всех предыдущих периодов притока. Используя обобщенное время Хорнера, график Хорнера сохраняет правомочность для определения kh и скин-эффекта для самых сложных серий периодов падения и восстановления давления, при условии, что на нем можно идентифицировать режим радиального притока.

Несмотря на то, что метод Хорнера хорошо применим при интерпретации режима радиального потока для легко интерпретируемых тестов, обнаружить прямолинейный участок кривой довольно трудно. Кроме этого анализ кривой, построенной в полулогарифмических координатах, использует только часть имеющейся информации (прямолинейный участок) для оценки неизвестных параметров пласта. Так как первичная реакция пласта обычно искажена объемным эффектом ствола скважины, то нам необходимо некоторое время, чтобы выделить прямолинейный участок кривой. К тому же обычно между окончанием влияния ствола скважины и началом прямолинейного участка лежит большое количество точек, поэтому хотелось бы использовать и эти переходные данные в нашем анализе. Также может существовать несколько разных прямолинейных участков, из которых лишь один представляет радиальный поток. Кроме того, этот метод не дает возможности получить представление о природе границ пласта [5].

Наиболее простые и широко распространенные, так называемые традиционные методы изучения и анализа данных ГДИС на неустановившихся режимах по КПД - КВД (методы без учета притока - полулогарифмической анаморфозы, Хорнера, характеристических графиков и диагностических билогарифмических графиков, методы с учетом притока и др.) основаны на использовании функциональной зависимости изменения давления от времени - основных расчетных формулах: $P = P(t)$ и $P_{\delta} = P_{\delta}(t_{\delta})$.

Вместе с тем в основное дифференциальное уравнение линейной теории упругого режима $\nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t}$ входит производная давления по времени $\frac{\partial P}{\partial t}$, которая физически характеризует скорость изменения давления во времени. Однако механические глубинные манометры из-за своей невысокой чувствительности не позволяют измерять темп изменения давления во времени. Это ограничивает традиционный анализ данных ГДИС только с использованием поведения изменения давления.

В середине 80-х годов в нефтегазовой промышленности появились

высокоточные электронные глубинные манометры с пьезокварцевыми датчиками, которые позволили резко повысить качество (точность) промышленных КВД-КПД, когда стало возможным измерение скорости изменения давления во времени. Применение этих высокоточных глубинных манометров позволяло вычислять и строить графики производные давления для фактических КВД-КПД, снятых на скважинах.

Результатом было решение, к которому пришли в начале 80-х годов. Оно состояло в построении в двойном логарифмическом масштабе графика из двух наборов данных как функции Δt (рис. 4.1). Один набор данных представляет собой просто Δp , другой — является градиентом или производной кривой на графике Хорнера.

Так предлагалось использовать ранее установленные приближенные зависимости безразмерного давления от безразмерного времени для периодов влияния ствола скважины и для периода радиального течения соответственно в виде

$$P_D = \frac{t_D}{C_D},$$

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln \frac{t_D}{C_D} + 0,8097 + \ln C_D e^{2s} \right]$$
(1.25)

где C_D — это безразмерный коэффициент влияния ствола скважины.

Для дальнейшего анализа предлагалось использовать так называемую логарифмическую производную [2]. Она применяется, например, когда имеется сложная функция [$P_6 = P_6(t_6)$] и когда легче найти производную от логарифма, чем саму функцию. Так, логарифмическая производная определяется логарифмическим дифференцированием по соотношению:

$$(\ln y)' = \frac{y'}{y}$$

Тогда логарифмическая производная функции $P_6 = P_6(t_6)$ может быть записана так:

$$\frac{\partial P_6}{\partial \ln t_6} = t_6 \frac{\partial P_6}{\partial t_6}$$
(1.26)

В простейшем случае приближенное вычисление производных давления производится по следующим соотношениям:

а) Для КПД представляется в виде:

$$\Delta P_c(t) = P_{нач} - P_c(t) = \Delta P_c(\ln t) \quad (1.27)$$

Логарифмическая производная давления в i -той точке определяется:

$$\left(\frac{d\Delta P_c(t)}{d \ln t} \right)_i = \frac{P_c(t_{i+1}) - P_c(t_{i-1})}{\ln(t_{i+1}) - \ln(t_{i-1})} \quad (1.28)$$

б) Для КВД представляется в виде:

$$\Delta P_c(t) = P_c(t) - P_c(T) = \Delta P_c \left(\ln \frac{t}{T+t} \right) \quad (1.29)$$

Соответствующая логарифмическая производная давления в i -той точке, с учетом времени суперпозиции, будет:

$$\tau_i = \ln \frac{t_i}{T+t_i},$$

$$\left(\frac{d\Delta P_c(t)}{d\tau} \right)_i = \frac{P_c(t_{i+1}) - P_c(t_{i-1})}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}} \quad (1.30)$$

где значения с индексами $(i-1)$ и $(i+1)$ отвечают значениям давления и времени «слева» и «справа» от рассматриваемой i -той точки.

Наряду с логарифмической производной давления для диагностирования поведения реальных КПД-КВД и анализа проявления различных факторов и эффектов, не связанных с пластом, а обусловленных, например, процессами в стволе скважины, - было предложено использовать простую производную давления.

Как известно, когда скважина закрывается на снятие КВД давление повышается монотонно пока не выходит на постоянный уровень, это значит, что Первая Производная Давления (Primary Pressure Derivative) $\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)$ должна быть постоянно убывающей функцией, пока не выходит на ноль при полном

восстановлении давления в скважине. Однако эффекты, связанные с воздействием ствола скважины могут приводить к искажению данных независимо от проявления свойств пласта. Первая производная давления является простым инструментом для выделения эффектов, не связанных с поведением пласта. [7]

Применение функции первой производной позволяет выявить те участки фактических КПД - КВД, которые искажены побочными «шумами и помехами», и учитывать эти искаженные участки при обработке и интерпретации.

Преимущество графика в двойном логарифмическом масштабе заключается в том, что для пластов, сходных по строению, но различных по мощности, пористости и проницаемости, характерны сходные отклики на этом графике, и таким образом, можно определить, к какому классу принадлежит тот или иной пласт.[4]

Билогарифмический теоретический универсальный график предлагается использовать для идентификации элементов реальных фильтрационных потоков, сопоставляя его с трансформированным, фактическим, билогарифмическим графиком КПД-КВД путем их сравнения взаимным наложением. Универсальная кривая, построенная в билогарифмических координатах, наносится на прозрачную пленку (кальку) и накладывается на фактическую кривую - график прослеживания давления (также построенную в билогарифмических координатах, желательнее с одинаковым масштабом бумаги в билогарифмических координатах) до возможно полного их совмещения, при обязательном соблюдении взаимной параллельности осей абсцисс и ординат фактического и универсального графиков. Это совпадение указывает на вероятность соответствия фактических данных модели пластовой фильтрационной среды, для которой рассчитана данная (совпавшая) универсальная теоретическая кривая, вероятно, из-за неоднозначности решения обратных задач подземной гидродинамики. В современной практике для наложения кривых используют различные программные комплексы и пакеты.

Поведение давления разбивается на несколько режимов на графике в двойном логарифмическом масштабе, каждый из которых отражает все более отдаленные зоны пласта. Первый режим отражает поведение флюидов в стволе скважины, при этом кривые давления и производной накладываются и возрастают вдоль прямой с единичным наклоном. По мере стабилизации флюидов в стволе скважины давление продолжает нарастать, но уже более медленными темпами. Кривая производной уходит вниз и практически становится горизонтальной прямой по мере продвижения переходного процесса от ствола скважины и достижения условий радиального притока. Так как режим радиального притока представлен прямой линией на графике Хорнера, кривая производной на графике в двойном логарифмическом масштабе является горизонтальной линией. Главной задачей аналитика при трактовке графика является определение горизонтального участка производной. Однако для этого может потребоваться значительное время, если при испытании доминирует влияние флюидов в стволе скважины (рис. 10).

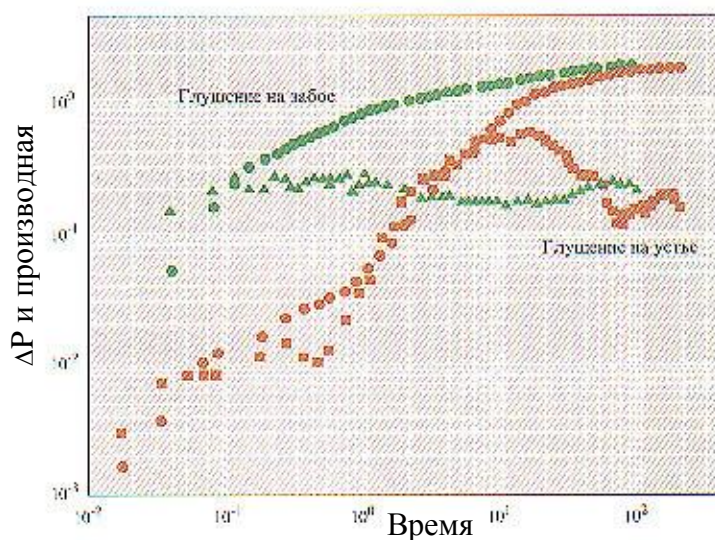


Рис. 10. Сокращение эффекта сжимаемости флюидов в стволе скважины при ее глушении на забое. График в двойном логарифмическом масштабе сравнивает два случая испытания скважины, один — при ее глушении на устье, другой — на забое. При испытании с глушением на устье сжимаемость флюидов в

стволе скважины маскирует горизонтальный участок кривой радиального потока на более чем 100 часов (4 дня) (квадратные точки данных). Горизонтальный участок кривой проявляется через час после глушения на забое скважины (точки данных треугольной формы)

Продолжительный переходный процесс в стволе скважины может практически полностью маскировать ранние режимы притока, что характерно для определенных сочетаний характеристик скважины с призабойной зоной и для ряда пластов. Это может стать причиной сильного изменения кривой производной. Проявления могут быть различными (рис. 11). Пласту с частичным проникновением соответствует линейный участок кривой производной с наклоном $-1/2$. Для скважин, где пласт имеет сильно выраженную слоистую структуру или является трещиноватым, производная на графике имеет тенденцию к падению перед выходом на горизонтальный участок, соответствующий радиальному притоку. Если сжимаемость флюидов в стволе скважины не имеет доминирующего влияния, переходное состояние может быть проанализировано для поиска наиболее подходящего объяснения.

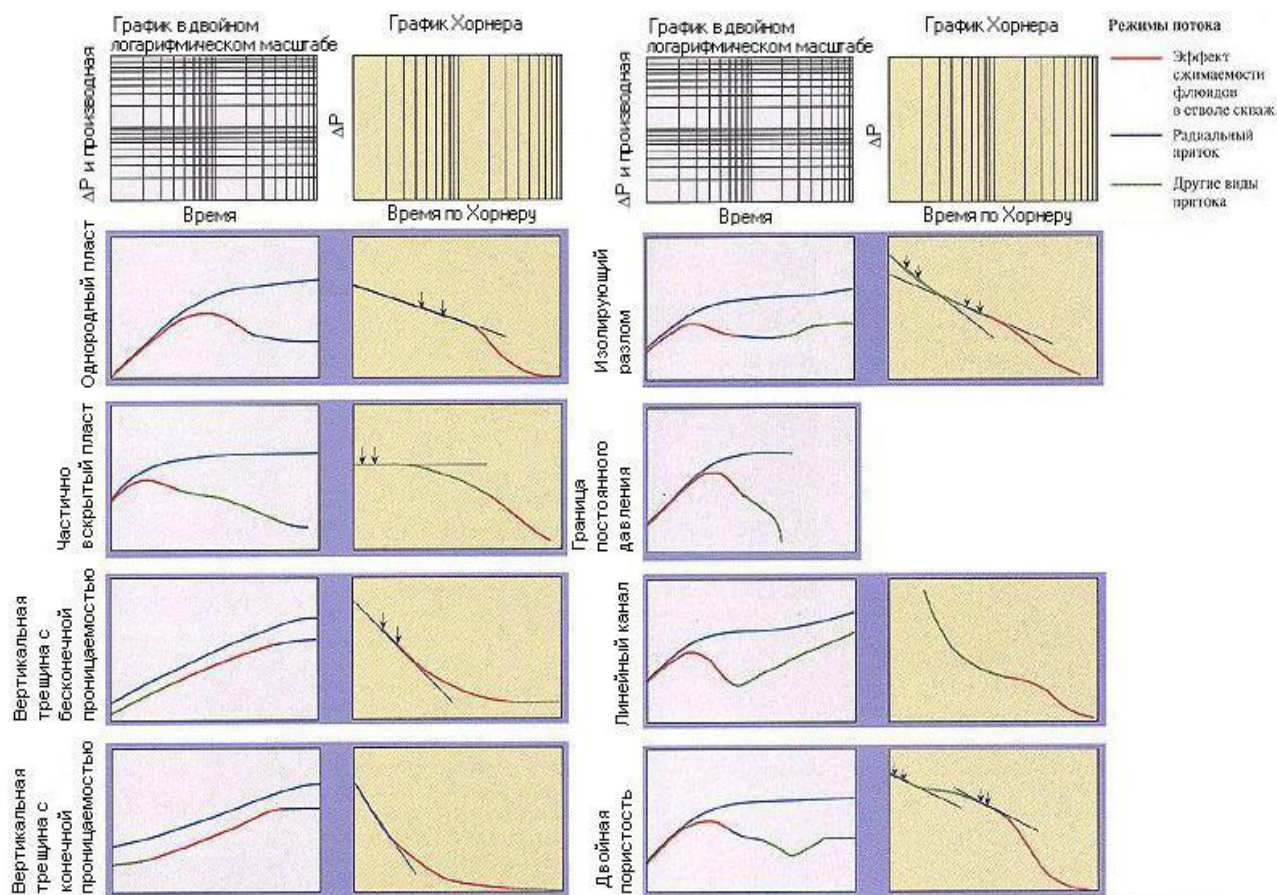


Рис. 11. Отклик на графике в двойном логарифмическом масштабе (левая колонка) на несколько обычных пластовых систем, показывающие различные режимы притока. График в двойном логарифмическом масштабе используется для диагноза режимов притока, присутствующих в переходном процессе. После определения режимов для оценки

параметров, характеризующих систему, используется график Хорнера (полулогарифмический) и другие специализированные графики.

Последний режим на графике в двойном логарифмическом масштабе объясняется достижением возмущения давления границ пласта или границ области дренирования скважины. Специалисты по испытанию скважин разработали каталог откликов [25] в поведении давления на геометрические параметры различных границ (рис. 12).

В большинстве случаев отклики на переходные процессы как таковые не дают достаточного материала для определения типов границ. Выбор типа, а также ориентации геометрии границ, должен поддерживаться на основании геологических, сейсмических и каротажных данных.

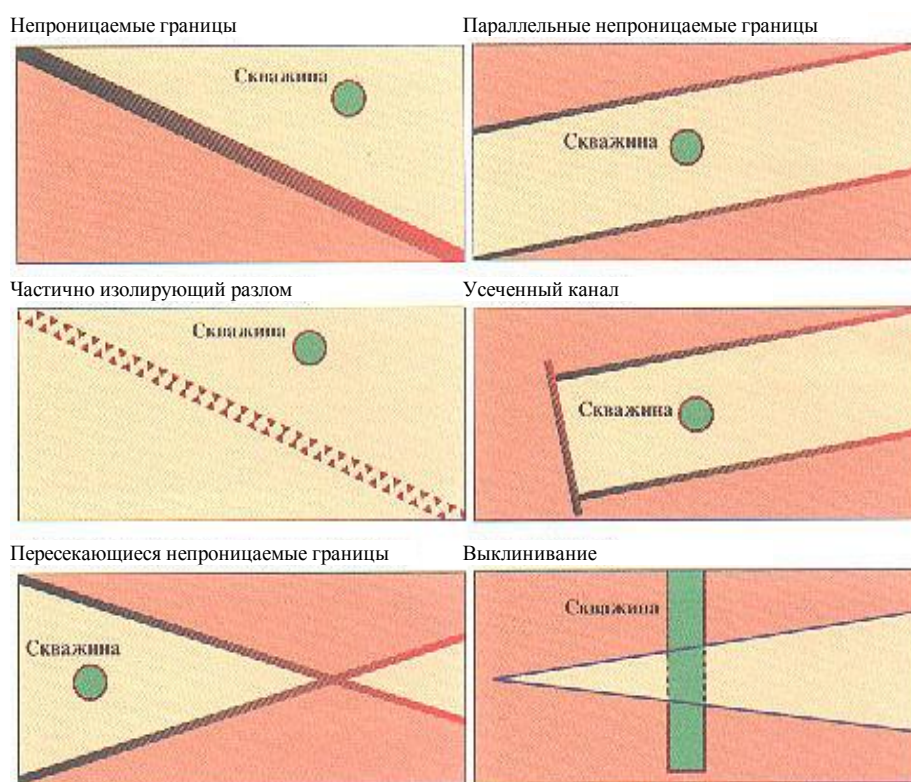


Рис.12. Представительный выбор непроницаемых границ, любой из вышеуказанных случаев может встретиться в последней части графика анализа отклика на переходный процесс в двойном логарифмическом масштабе.

Существует три категории откликов: непроницаемые границы, границы постоянного давления и особые случаи, при которых испытание ведется в течение длительного времени, и достигаются все непроницаемые границы, при этом создается полностью замкнутая система. Примером непроницаемой границы может быть изолирующий разлом пласта или несколько таких

разломов, выклинивание пласта или палеорусло. Так как непроницаемые границы служат отражающими поверхностями для переходного процесса обратно по направлению к скважине, они вызывают увеличение значения Δp с большей скоростью, чем для радиального притока, что приводит к возрастанию кривой производной. Изолирующий разлом пласта приводит к удвоению значения горизонтального участка кривой. Соответственно при наличии двух пересекающихся изолирующих разломов скачок будет еще выше. Если разлом является частично изолирующим, кривая производной начинает возрастать, а затем снижается до обычного значения радиального притока. Границы постоянного давления, такие как газовые шапки или водоносная зона, обуславливают горизонтальный участок графика перепада давления при граничном давлении. При этом на графике производной образуется легко распознаваемое падение. В замкнутой системе давление полностью определяется замкнутой скоростью внутри пласта. То, как это сказывается на Δp и на кривой производной, зависит от типа переходного процесса: падение или восстановление давления. При падении давления обе кривые имеют единичный наклон, который легко распознается. При восстановлении давления кривая производной начинает приближаться к прямой с единичным наклоном, но затем падает не доходя, что в определенной степени сходно со случаем границ с постоянным давлением.

В [8] рассматривается также подход без использования набора типичных безразмерных кривых (палеток). По мнению автора только кривая логарифмической производной необходима на графике в двойных логарифмических координатах. Различные режимы течения могут быть идентифицированы только по соответствующему наклону кривых производных. (Эффект ствола скважины – наклон 1; линейный режим-1/2; радиальное течение – 0 и т.д., рис. 13).

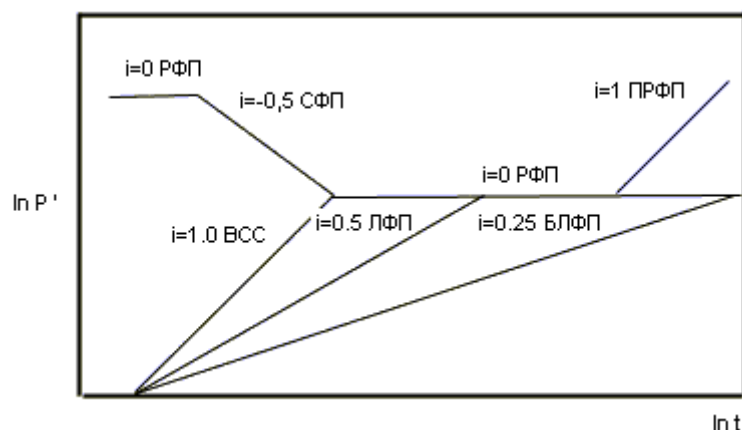


Рис. 13. Теоретические диагностические признаки идентификации одномерных фильтрационных потоков

Приведенные модели пластов упрощены по сравнению с тем, что встречается в природе — следует ожидать сочетание описываемых откликов. Однако, благодаря принципу суперпозиции отклики могут быть рассмотрены совместно для получения достоверного отклика на переходный процесс даже в самых сложных ситуациях. Прямое моделирование данных испытания является довольно простой задачей. Более сложной для аналитиков является обратная задача определения наилучшей модели интерпретации реальных данных испытания скважины. Для традиционного испытания, состоящего из двух периодов притока и двух периодов восстановления давления, при анализе переходного процесса, в основном, исследуется второй этап восстановления давления. Первый шаг заключается в определении различных режимов на графиках Δp и производной в двойном логарифмическом масштабе и последующем выборе наиболее подходящей модели для каждого из них. Оценка параметров модели затем производится при использовании специализированных палеток, которые позволяют производить направленный анализ каждого режима притока (рис. 4.5). Например, сжимаемость флюидов в стволе скважины на ранней стадии определяется по наклону линейной части графика зависимости Δp от Δt . Подтверждение наличия и определение характеристик вертикальной трещины высокой гидропроводности связано с выделением участка с наклоном $1/2$ на графике производной в двойном логарифмическом

масштабе по координатам Δp от $\sqrt{\Delta t}$. Горизонтальный участок кривой графика радиального притока анализируется наилучшим образом при использовании обобщенного графика Хорнера.

Использование диагностического графика в двойном логарифмическом масштабе при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах Медынского и Южно-Долгинского месторождений

Воспользовавшись описанной выше методикой, были построены диагностические графики в двойном логарифмическом масштабе (рис. 4.6, 4.7). Сравнивая форму кривых на диагностическом графике с каталогом откликов (рис. 4.6, 4.7) можно сделать вывод, что в случае обоих месторождений в пласте присутствует изолирующий разлом, что позволяет объяснить высокие дебиты (до 160 м³/сут) при столь низкой проницаемости, вычисленной стандартными методами (0,39 мД). Для корректной обработки результатов исследований необходимо в дальнейшем разработать методику расчёта проницаемости с учётом наличия разлома, что позволит правильно оценить коллекторские свойства пласта.

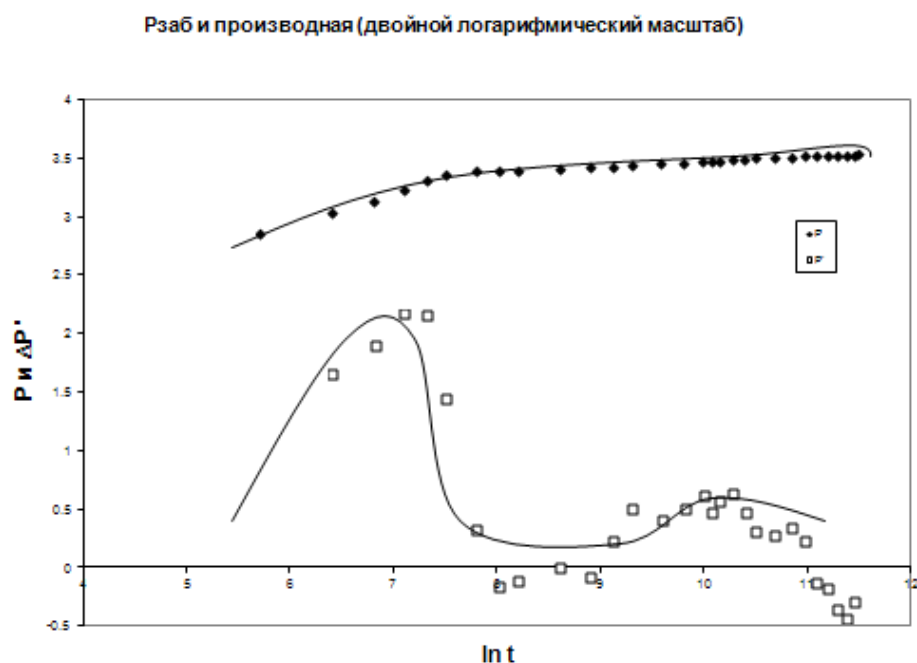


Рис.14

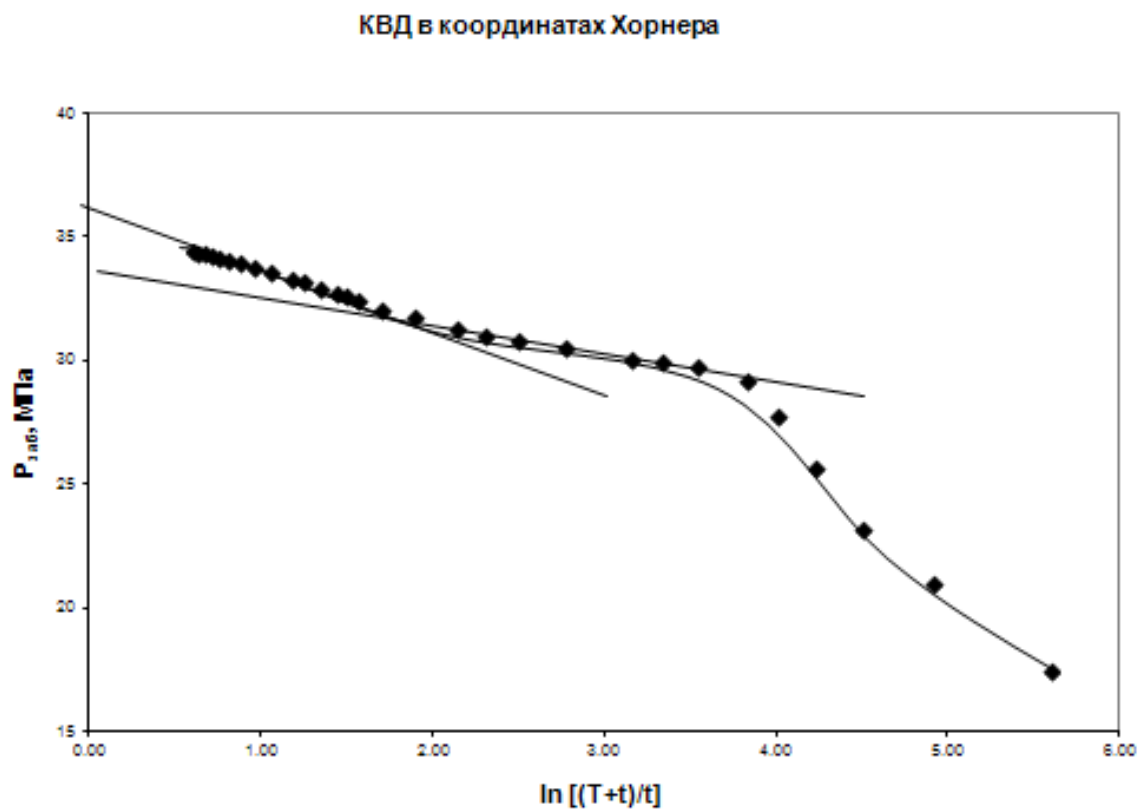


Рис.15

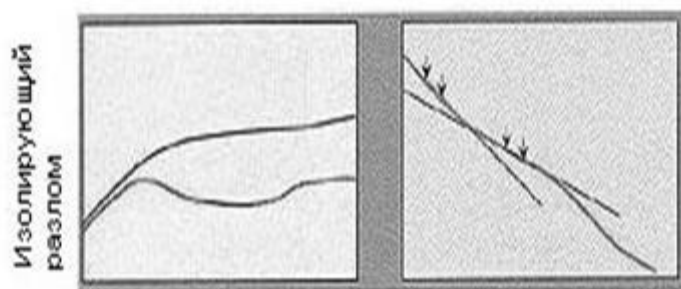


Рис.16

Рис. 14,15,16. Определение типа пластовой системы с помощью диагностического графика по результатам гидродинамических исследований скв.№1 Южно-Долгинского месторождения.

Рзаб и производная
(двойной логарифмический масштаб)

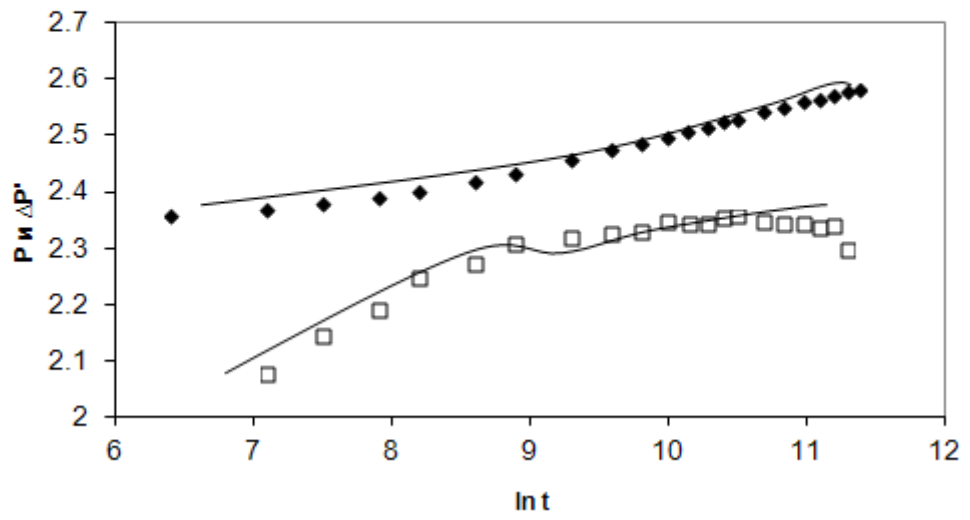


Рис.17

КВД в координатах Хорнера

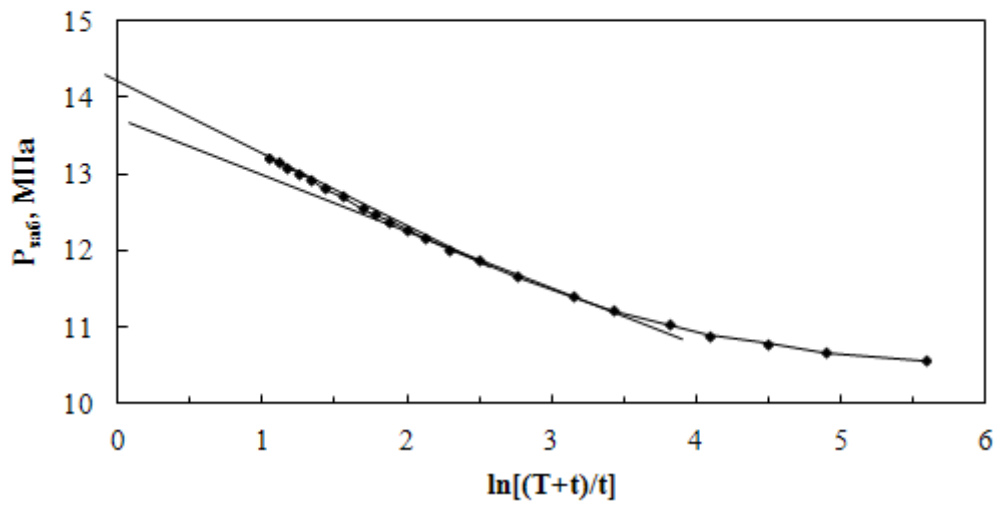


Рис.18

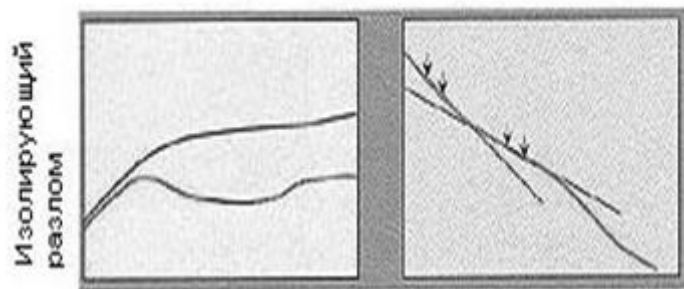


Рис.19

Рис. 17,18,19 Определение типа пластовой системы с помощью диагностического графика по результатам гидродинамических исследований скв.№1 Медынского месторождения

Метод детерминированных моментов

Существующие методы интерпретации результатов гидродинамических исследования по КВД основаны на различных математических моделях в зависимости от типа коллектора и реологических свойств пластовой нефти. Далеко не всегда информации достаточно для выбора модели фильтрации, учитывающей степень однородности пласта, свойства трещиновато-пористых коллекторов и др. При этом выбор модели и оценку соответствующих параметров приходится проводить только на основе данных гидродинамических исследований [12, 13, 14, 15].

В теоретическом плане кривая восстановления давления в скважине содержит значительную информацию о фильтрационных и геометрических характеристиках продуктивного пласта. Однако расшифровка этой информации в общем случае практически затруднена из-за сложности получения соответствующих аналитических зависимостей и неустойчивости решения обратной задачи. По существу, каждый из применяемых в настоящее время способов обработки результатов гидродинамических исследований скважин действует в рамках определенной упрощенной модели, а достоверность полученных результатов существенно зависит от того, насколько выбранная модель соответствует реальной геолого-промысловой ситуации. В то же время, как показывает практика обработки КВД на различных месторождениях, полученные фильтрационные характеристики могут принимать, даже при ошибочном выборе модели фильтрации, вполне допустимые, с физической точки зрения, значения, что приводит к ошибочным выводам и рекомендациям. В связи с этим особое значение приобретает задача построения диагностической процедуры, позволяющей с определенной степенью достоверности выбрать правильную математическую модель для

интерпретации КВД непосредственно по данным гидродинамического исследования [12].

В качестве метода выбора наиболее подходящей модели существует подход, опирающийся на расчет и анализ так называемых детерминированных моментов текущей депрессии на пласт в процессе снятия КВД [12, 13, 14, 15]. Детерминированным моментом n-го порядка называется величина, определяемая по формуле:

$$\mu_n = \int_0^{\infty} [P_{пл} - P_{заб}(t)]^n dt, \quad (1.31)$$

где $P_{пл}$ - текущее пластовое давление в окрестности скважины,

$P_{заб}(t)$ - замеренное забойное давление в процессе снятия КВД.

На основании приведенных аналитических исследований, опирающихся на общую теорию обратных задач Штурма-Луивилля, было установлено [13],

что безразмерный коэффициент: $d = \frac{\mu_0 \mu_2}{\mu_1^2}$ может служить в качестве

диагностического критерия при выборе альтернативных фильтрационных моделей, а именно:

$d = 2,18$ - соответствует однородному пласту,

$d > 2,18$ - соответствует неоднородному пласту с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны,

$d < 2,18$ - соответствует трещиновато-пористому или экранированному пласту.

При этом значение диагностического коэффициента зависит только от имеющего место типа модели и не зависит от конкретных значений фильтрационно-емкостных параметров пласта (мощность, пористость, проницаемость, насыщенность), физико-химических свойств насыщающих флюидов (вязкость, сжимаемость и пр.), а также технологического режима работы скважины до остановки. Такая устойчивость диагностического показателя по отношению к конкретным параметрам, определяющим КВД,

делает его наиболее информативным для автоматизированного выбора типа модели.

Метод детерминированных моментов реализуется во многих программных пакетах. В работе была использована программа, разработанная в ГУП «Арктикморнефтегазразведка», которая нами была применена для обработки результатов испытания скв.№1 Южно-Долгинского нефтяного месторождения и скв.№4

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ КВД СКВ. 4 ШТОКМАНОВСКОЕ		
МОДЕЛИ ПОКАЗАТЕЛИ	Однородный пласт	Трещиновато- пористый
Интегральная функция принадлежности модели	0.78	0.55
Козф. гидропроводности, д.см/сПз	169466.7	60728.73
-дифференциальным методом	161731.7	31732.64
-интегральным методом	177201.7	89724.81
Козф. пьезопроводности, кв.см/с	26062	9278
Козфициент скин-эффекта	7.1	
Пластовое давление, ат	204.57	204.60
Время запаздывания, мин		1680
Гидропроводность диф.методом определялась по участку: точки с 16 по 20		

На основании интегральной функции принадлежности рекомендуется модель **ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА**

Рис. 20. Результаты работы программы «Арктикморнефтегазразведки» (для Штокмановского месторождения)

Штокмановского газоконденсатного месторождения. На основании рассчитанной функции интегральной принадлежности для Южно-Долгинского месторождения предложена модель трещиновато-пористого пласта (рис. 4.8), что также объясняет высокие дебиты при низкой проницаемости.

Для Штокмановского месторождения предложена модель однородного пласта, рассчитанная программой проницаемость соответствует полученной при обработке стандартными методами (рис. 21).

М О Д Е Л И П О К А З А Т Е Л И	Однород- ный пласт	Экрани- рован- ный	Трещино- вато- пористый
Интегральная функция принад- лежности модели	0.56	0.41	0.63
Козф. гидропроводности, д.см/сПз	1.39		1.25
-дифференциальным методом	1.38	2.97	1.16
-интегральным методом	1.40		1.33
Козф. пьезопроводности, кв.см/с	263	20430	236
Кэффициент скин-эффекта	-3.5		
Пластовое давление, ат	355.28	355.28	358.14
Расстояние до границ, м			
-первой		102	
Время запаздывания, мин			72
Гидропроводность диф.методом определялась по участку: точки с 16 по 23			

На основании интегральной функции принадлежности рекомендуется модель ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО ПЛАСТА

Рис. 21. Результаты работы программы «Арктикморнефтегазразведки» (для Южно-Долгинского месторождения)

Литература

1. *Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А.* Руководство по исследованию скважин. М. :Наука, 1995. 523 с.
2. *Шагиев Р.Г.* Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.
3. *Коротаев Ю.П.* Избранные труды: В 3-х т. /под ред. Р.И. Вяхирева. М: Недра, 1996. – Т. 1 – 606 с.
4. *Бруно Дерик, Кристин Элиг-Экономайдес, Джеффри Джозеф.* Проектирование и анализ испытания скважин // Нефтегазовое обозрение, осень 1997, с. 52-65
5. *Roland N. Horne* Modern well test analysis – a computer aided approach. NY, 1997.
6. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М. :Недра, 1980. 301 с.
7. *L. Mattar and K. Zaoral.* The primary pressure derivative (PPD) – a new diagnostic tool in well test interpretation // The Journal Of Canadian Petroleum Technology, April 1992, Volume 31, No. 4.
8. *L.Mattar,* Derivative Analysis Without Type Curves // The Petroleum Society, April 1997, paper 97-51
9. *Коротаев Ю.П., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 487 с.
10. Временная инструкция по предупреждению и ликвидации гидратов в системах добычи и транспорта газа / подготовлена Ю.Ф. Макогоном, А.Г. Малышевым, А.Д. Седых и др. : Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов (ВНИИГАЗ), 1983
11. *Хэлдон Дж. Смит.* Однодневные испытания газовой скважины. // Нефтегазовые технологии, №5, сентябрь-октябрь 2000.

12. *Басович И.Б., Капцанов Б.С.* Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство, 1980, №3, март, с. 44-47.
13. *Кульпин Л.Г.* Современные гидродинамические методы исследования скважин. // Семинар «Клуба исследователей скважин»
14. *Капцанов Б.С., Фогельсон В.Б.* Обработка кривых восстановления давления в неоднородных пластах // Нефтяное хозяйство, 1984, №2, февраль, с. 39-42.
15. *Капцанов Б.С., Фогельсон В.Б.* Обработка результатов гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов. // нефть хоз-во.
16. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984, 269 с.
17. *Мищенко И.Т.* Расчёты в добыче нефти. М.: Недра, 1989. 245 с.
18. *Карнаухов М.Л.* Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. М.: Недра, 1991. 202 с.
19. *Ясашин А.М.* Вскрытие, опробование и испытание пластов. М.: Недра, 1979. 344 с.
20. *Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф.* Справочник по испытанию скважин. М.:Недра, 1984. 268 с.
21. *Никитин Б.А., Грон В.Г., Мандель А.Я., Дзюбло А.Д., Цемкало М.Л.* Современная техника и технология освоения и испытания разведочных скважин в условиях Арктического шельфа // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений, Юбилейная научная сессия «Нефтегазовое образование и наука» М.: ОАО «Газпром», ООО «ИРЦ Газпром», 2001 г., с.59-78.