

М.И.Кременецкий
А.И.Ипатов

АКТЕВ
ПОСОБИЕ
НЕФТИ

Гидродинамические
и промыслово-
технологические
исследования
скважин



РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина

М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ
И ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации
по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
направления подготовки дипломированных специалистов
130500 «Нефтегазовое дело»*



МОСКВА – 2008

УДК 378(075.8):622.24
ББК 33.131я73
К79

Рецензенты:

С.Ф. Хафизов, д.г.-м.н., Заместитель Генерального директора по геологии и геологоразведке ООО «Газпромнефть НТЦ»;
З.С. Алиев, д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Кременецкий М.И., Ипатов А.И.

К79 **Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие.** – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
ISBN 978-5-317-02630-1

В учебном пособии описаны физические основы, технологии проведения и методы интерпретации современного комплекса гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Кратко рассмотрены вопросы аппаратурного и метрологического обеспечения измерений. Основное внимание уделено вопросам интерпретации ГДИС, а также применению результатов для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Главенствующую роль в изложении играет подробный разбор конкретных практических примеров исследований скважин.

В книге изложены также принципиально новые методические аспекты, касающиеся теории и методики интерпретации гидродинамических исследований эксплуатационных скважин при наличии перетоков по негерметичному заколонному пространству. Методы ГДИС рассматриваются совместно с промысловыми технологическими исследованиями (ТИ).

Учебное пособие рассчитано на студентов вузов старших курсов, специализирующихся в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга будет также полезна специалистам нефтегазовой отрасли в названных областях (промысловым геологам, геофизикам, разработчикам, специалистам по геомоделированию и проектированию).

УДК 378(075.8):622.24
ББК 33.131я73

M. Kremenetskiy, A. Ipatov

Well-testing methods: teaching aid. – Moscow, MAKS Press. – 476 p.

Well-test physical theory, modern techniques and interpretation procedures are presented in the course book. Questions of the modern gages and their metrological maintenance are shortly considered. The basic attention is given questions of well-test interpretation and also to application of results for optimisation oil and gas field production on the base of well-test results. Key part of the book is played by detailed analysis of concrete field well-test examples.

In the book essentially new methodical aspects of theory, methodology and technique of well-test interpretation in case of behind the casing cross-flows are stated also. The following volume is an overview of all well-testing methods including low level technological observations such as dynamic level measurements.

The course book is for high schools students of older years for production, exploration, geology and well-testing departments. Book is also valuable for wide range of specialist in the oil and gas industry, connected with production enhancement and production control (like reservoir engineers, petroleum geologists, experts in geomodelling, petrophysicists and FDP creation).

ISBN 978-5-317-02630-1

© Кременецкий М.И., Ипатов А.Ю., 2008
© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2008
© Голубев В.С. – оформление серии, 2008

Введение

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС или WellTesting) прочно зарекомендовали себя в качестве одного из наиболее эффективных направлений промыслово-геофизического контроля разработки нефтяных и газовых скважин. Практика их использования базируется на широко известных фундаментальных разработках в области физики пласта, теории течения флюида в пористых средах. Не меньшее количество монографий и статей посвящено прикладным проблемам ГДИС (технологиям проведения измерений, закономерностям поведения гидродинамических параметров для различных моделей системы «скважина–пласт», информативности ГДИС для различных объектов, методам истолкования результатов).

Предлагаемая читателю монография посвящена вопросам интерпретации ГДИС. Причем главенствующую роль в изложении играет подробный разбор конкретных практических примеров исследований скважин. Этим книга выгодно отличается от других работ подобного плана.

Другие разделы книги, касающиеся физических основ исследований, практики организации, планирования и проведения ГДИС также подчинены этой главной цели. В частности, в главах, посвященных моделям ГДИС, не только описывается постановка и дается решение основных прямых задач, используемых при интерпретации, но и выполнен подробный анализ их эффективности в различных условиях состояния исследуемых скважин. Задачам интерпретации подчинены и разделы, посвященные технологиям проведения гидродинамических исследований.

Гидродинамические методы исследований скважин в настоящей работе рассматриваются в совокупности с промысловыми технологическими исследованиями (ТИ), поскольку ГДИС и ТИ на практике являются неотъемлемыми составными частями единой системы промыслового контроля разработки месторождений углеводородов. В частности, рассмотрены информационные возможности и роль в мониторинге разработки всех известных методов и способов промысловых и гидродинамических исследований. Особое место отведено также применению ГДИС на этапах геомоделирования и проектирования разработки месторождений.

Раздел книги, посвященный разбору практических примеров гидродинамических исследований (глава 7), написан совместно с Гуляевым Д.Н., Мажаром В.А., Силовым В.Ю. и Риделем А.А., существенную помощь в редактировании этой части оказал Осадько С.Н.

В книге рассматриваются также принципиально новые методические аспекты, касающиеся теории и методики интерпретации ГДИС при наличии заколонных перетоков (выделяемых, в свою очередь, методами геофизического контроля). Эти разделы (4.7 и 7.9) написаны совместно с Кокуриной В.В.

Книга предназначена для специалистов нефтегазовой отрасли, связанных с эксплуатацией и контролем разработки месторождений углеводородов. Книга рекомендуется также в качестве учебного пособия для студентов старших

курсов вузов по специальностям: разработка месторождений нефти и газа, промысловая геология и промысловая геофизика.

В основу книги положены лекции, читаемые на кафедре геофизических информационных систем в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина, а также многолетний опыт работы авторов в компаниях «Сибнефть» – «Газпром нефть».

Условные обозначения

Общие понятия

- БД – база данных (ГБД – глобальная БД; ЛБД – локальная БД);
- ВУЗ – высшее учебное заведение;
- ГКМ – газоконденсатное месторождение;
- ГМ – газовое месторождение;
- ГС – горизонтальная скважина (БГС – боковой горизонтальный ствол);
- НГМ – нефтегазовое месторождение;
- НМ – нефтяное месторождение;
- ПК – пакер;
- РГУНГ – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;
- РД – руководящий документ (регламент);
- РНД – рабочий набор данных;
- СИ – система измерений;
- СУБД – система управления базой данных («Oracle» – базовая СУБД, широко применяемая в добывающих компаниях);
- УВ – углеводороды;
- ЭВМ – электронно вычислительная машина;
- LAS-файл – стандартизованный формат передачи геофизической информации с помощью файловой системы;
- PVT – соотношение параметров «давление – объем – температура»;
- 2D, 3D – двумерная и объемные модели (пласта);
- SPE – международное общество инженеров-нефтяников.

Технологии эксплуатации и интенсификации работы скважин

- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ДИКТ – устьевое устройство оценки дебита газа (по перепаду давления);
- ЗТ – затрубное пространство – за обсадной колонной (зацементированное);
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ОФП – относительные фазовые проницаемости;
- ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;
- ППД – поддержание пластового давления;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы в скважине;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- УГИС – тип струйного насоса;

- ЦК – цементный камень;
- ШГН – штанговые насосы;
- ЭК – эксплуатационная (обсадная) колонна;
- ЭЦН – электроцентробежные насосы.

Технологии промыслово-геофизических исследований и сопутствующие технологические параметры

- ГДИС – гидродинамические исследования скважин («Well Testing»);
- ГИС (ГИС-бурение) – методы каротажа, применяемые в открытом стволе («Logging» – зарубежный аналог термина ГИС);
- ГИС-контроль – методы ГИС, применяемые при контроле разработки месторождений как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах;
- ПГК – промыслово-геофизический контроль;
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования обсаженных скважин («Production Logging» – зарубежный аналог термина ПГИ; PLT – зарубежное обозначение комплекса методов ПГИ);
- ИПТ-ИПК – испытатель пластов на трубах-кабеле;
- КИИ – комплект испытательных инструментов;
- ПК – промысловый контроль;
- ТИ – технологические исследования.

Аппаратурное обеспечение и технологии ГДИС

- АО, МО, ПО – аппаратурное, метрологическое и программное обеспечение;
- ГДП – гидропрослушивание (межскважинное);
- ИД – индикаторные диаграммы;
- КВД, КВУ – кривые восстановления давления и уровня;
- КВУ_з – регистрация забойного давления в процессе роста динамического уровня (глубинным манометром);
- КВУ_у – устьевая регистрация роста во времени динамического уровня (эхолотом);
- КВД_у – регистрация КВД с закрытием скважины на устье;
- КВД_з – регистрация КВД с закрытием скважины на забое;
- КД – кривая давления;
- КСД – кривая стабилизации давления;
- КПД – кривая падения давления;
- КП – кривая притока;
- ЦКЛ – циркуляционный клапан (ИПТ);
- «Phoenix» – дистанционные высокочувствительные датчики давления и температуры, устанавливаемые на приеме ЭЦН.

Геофизическая и промысловая информация о скважине и пласте

- а.о. – абсолютная отметка глубины;
- у.е. – условные единицы;
- ВНК (ВНР) – водонефтяной контакт, раздел;
- ГВК – газоводяной контакт;
- ГЖК (ГЖР) – газожидкостный контакт, раздел;
- ГНК (ГНР) – газонефтяной контакт, раздел;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Основные типы условий проведения промыслово-геофизического контроля. Режимы работы скважин и пластов

- СТЦ – скважина и пласты не работают;
- КВЗ – работа локальных пластов в неэксплуатируемой скважине;
- ДИН – одиночный режим стабильной работы;
- РЕЖ – серия режимов стабильной работы;
- ОСТ – непосредственно после остановки стабильно работавшей скважины;
- ПУС – непосредственно после пуска скважины на режим стабильной работы;
- РЖС – непосредственно после изменения расхода стабильно работавшей скважины;
- РЖН – нестабильная работа.

Технические особенности реализации режима

- ФНТ – стабильное фонтанирование скважины;
- ГЗЛ – стабильная газлифтная эксплуатация;
- НАС – насосная эксплуатация в стабильном режиме;
- ЗАК – стабильная закачка жидкости (газа);
- ИЗЛ – кратковременный излив после закачки;
- РУМ – работа с уменьшенным расходом;
- КМП – стабильная работа компрессора;
- ПГЛ – поглощение (при компрессировании);
- ПМУ – срабатывание пусковой муфты (при компрессировании);
- СТР – стравливание (при компрессировании);
- СВБ – свабирование;
- УРО – восстановление динамического уровня (при освоении или насосной эксплуатации);

- ФОН – предшествующая циклу освоения или эксплуатации остановка скважины;
- СТА – длительный простой скважины после цикла освоения или эксплуатации.

Параметры системы «скважина–пласт».

Время

- t, τ – время;
- Δt – приращение времени;
- F_0, t_D – относительное (безразмерное) время;
- t^* – псевдовремя.

Линейные, пространственные размеры, координаты

- L, l – длина (ширина), характерный размер; Δl – толщина стенки колонны, толщина цементного кольца и пр.;
- Π – периметр;
- S – площадь, площадь пласта, внутреннее сечение в скважине; ΔS – элемент площади;
- V – объем (V_m – удельный, V_μ – молярный);
- x, y, z (X, Y, Z) – декартовы пространственные координаты;
- r, θ, φ – радиальные координаты;
- H – глубина, глубина уровня (ΔH – перепад глубин, изменение уровня);
- H_r – гидравлический напор;
- R, r – радиус (капилляра, сужения), расстояние от скважины (r_c – радиус скважины; r_k – радиус колонны; r_e – радиус залежи; $r_{c_{пр}}$ – приведенный радиус скважины; $r_{кп}$ – радиус контура питания; r_D – безразмерный радиус; r_s – радиус зоны загрязнения – скин-фактора; R – радиус поры; R^* – критический радиус поры);
- d – диаметр (d_c – диаметр скважины; D – диаметр пор; D^* – критический диаметр пор);
- h – толщина пласта – работающая толщина пласта; $h_{дей}$ – действующая толщина пласта (подверженная выработке); $h_{эф}$ – эффективная толщина пласта; $h_{обв}$ – обводненная толщина пласта;
- $\Delta x_{тр}$ – ширина трещины.

Физические свойства среды

- β – коэффициент сжимаемости пластового флюида;
- J – модуль сдвига;

E – модуль Юнга;
 Ω – коэффициент Пуассона.

Фильтрационно-емкостные свойства коллектора, параметры ГДИС

K_{Π} – пористость ($K_{\Pi-отк}$ – открытая, $K_{\Pi-эф}$ – эффективная, $K_{\Pi-д}$ – динамическая);

σ – просветность;

k_{ϕ} – коэффициент фильтрации;

k – коэффициент проницаемости; k_{Π} , $k_{В}$, $k_{Г}$ – абсолютная проницаемость по воде, нефти, газу;

$k_{\phi H}$, $k_{\phi B}$, $k_{\phi Г}$ – фазовая проницаемость по воде, нефти, газу, $k_{H-отн}$, $k_{B-отн}$,

$k_{Г-отн}$ – относительная фазовая проницаемость по воде, нефти, газу;

$k_{H}^{связ}$ – проницаемость по нефти при связанной воде;

$k_{B}^{но}$ – проницаемость по воде при остаточной нефти;

$K_{выт}$ – коэффициент вытеснения;

$S_{уд}$ – удельная поверхность;

ζ – гидравлическая исвилистость;

$k_{Г}$, $k_{ХУ}$ – горизонтальная проницаемость;

k_{Z} – вертикальная проницаемость;

β^* – коэффициент структуры порового пространства;

k/μ – подвижность;

χ – пьезопроводность; $\theta^1 = \chi / \gamma_c^2$ – относительная пьезопроводность;

β_{Π} – сжимаемость пор коллектора

β_{Σ} – общая сжимаемость пористой среды

ϵ – гидропроводность

SD, SA – коэффициент формы Дейтца

Ω_p – относительная упругоёмкость (породы);

Λ_p – коэффициент межпорового перетока.

Свойства пластового флюида

γ – плотность (γ° – отношение плотностей, $\gamma_{воз}$, $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху);

μ – коэффициент динамической вязкости;

ν – коэффициент кинематической вязкости;

R_p – растворимость газа в нефти;

r_p – коэффициент растворимости;

σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости;

$ГФ$ – газовый фактор;

V_o – коэффициент объемного расширения ($V_{o-Г}$ – объемный коэффициент газа);

Гидравлика

H_p – напор;
 F_i – сила (F_T – сила трения);
 y – приведенный коэффициент трения;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 ζ – гидравлическая извилистость;
 λ_m – коэффициент местного сопротивления;
 $l_{абс}$ – шероховатость абсолютная, $l_{отн}$ – шероховатость относительная;
 Re – критерий Рейнольдса;
 Fr – число Фруда;
 Fo – параметр Фурье.

Давления

P – давление (ΔP – перепад давления, депрессия; ΔP_s – перепад давления в скинновой зоне; $P_{пл}$ – пластовое давление; P_c – давление в стволе скважины; P_D – безразмерное давление);
 $P_{буф}$ – буферное давление; $P_{зат}$ – затрубное давление; $P_{зак}$ – давление закачки;
 $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом;
 P^* – псевдодавление.

Петрофизические параметры и коэффициенты, параметры ГДИС

K_j – насыщенность (K_H – нефтенасыщенность; $K_{H.o}$ – остаточная нефтенасыщенность; $K_{связ}$ – водонасыщенность для связанной воды; K_G – газонасыщенность; $K_{H.G}$ – нефтегазонасыщенность; K_B – водонасыщенность);
 χ_i – коэффициент фазовой проницаемости;
 $k \cdot h$ – проводимость;
 k_s – проницаемость зоны загрязнения (скин-фактора);
 $k_{проп}$ – проницаемость пропанта в трещине;
 s – скин-фактор;
 η_{η_s} – коэффициент совершенства вскрытия;
 ϵ – гидропроводность (ϵ_s – гидропроводность скинновой зоны);
 w_p – относительная упругость;
 λ_p – относительная проводимость (для модели двойной пористости ГДИС);
 A, B – фильтрационные сопротивления;
 Φ, Ψ – коэффициенты касательной (КВД, КСД и пр.);
 $C_{мп}$ – коэффициент послепритока;
 α – амплитуда перераспределения, ϕ – интенсивность изменения (параметры моделей Fair и Hегеман для переменного послепритока);

C_D, C_A – коэффициент формы (Дейтца).

Скорости, расходы, продуктивность, расходные параметры

v – скорость;

w – скорость фильтрации в каналах пористой среды);

Q, q – объемный расход (Q_i, q_i – объемный дебит i -й фазы);

G_i – весовой расход i -й фазы;

$K_{\text{факт}}$ – фактический коэффициент продуктивности;

$K_{\text{пот}}$ – потенциальный коэффициент продуктивности.

Теплота и температурное поле

T – температура ($T_{\text{пл}}$ – пластовая температура; T_D – безразмерная температура; T_G – геотермическая температура).

Физические понятия

A – работа;

E – энергия, внутренняя энергия;

g – ускорение свободного падения;

I_T – энтальпия;

μ_m – количество молей вещества;

M – молекулярная масса; m – масса;

J – количество движения (импульс);

F – массовая сила;

P – поверхностная сила;

N_d – мощность (датчика);

S_T – энтропия;

R – универсальная газовая постоянная;

Z – коэффициент сжимаемости (газа);

α – коэффициент растворимости;

C_m – минерализация вод.

Прочее

f – функция;

n, p, v – различные степенные функции;

$Ei(x)$ – интегральная показательная функция аргумента x ;

Grad – градиент;

Δ – разность;
С, C_i – const, коэффициенты;
n, N – число.

Индексы

абс – абсолютный;
в, В – вода;
вл – влияния;
вне – внешний;
ВНК – на глубине ВНК;
вну – внутренний;
выр – выработка;
выт – вытеснение;
вых – выхода;
г, Г – газ;
гид – гидравлический;
гидр – гидродинамический;
гр – граничный;
гст – гидростатический;
д – датчик;
дег – дегазированный;
дей – действующие;
дин – динамика, динамичное;
доб – добытая;
ж – жидкость;
З, заб – забой (скважины), условия забоя;
зав – заводнение;
заз – зазор;
зак – закачка;
зам – замер, измеренный;
зат – затрубье (пространство между ЭК и НКТ);
ЗКЦ – заколонная циркуляция;
зап – записи;
изм – измеренное;
инт – интервал;
кап – капиллярное;
кол – колонна (обсадная);
кон – конец;
кро – кровля;
мп – матрица породы;
н, Н – нефть;
нас – насыщение;

нач – начальный;
нег – негерметичность;
ниж – нижний;
нкт – колонна НКТ;
о – остаточный (н.о – остаточная нефть, в.о – остаточная вода);
обв – обводнение;
обр – образец (породы);
ост – остановка (прекращение работы) скважины (пласта);
осуш – осушка;
отб – отбор, отобранный;
отк – открытый;
отн – относительный;
п – порода;
пак – пакер;
пер – перфорация;
перет – переток;
пкр – псевдокритический;
пл – пласт;
пн – подвижная нефть;
под – подошва;
пор – поры;
пот – потенциальный;
пп – послеприток;
пред – предельный(ая);
пр – приведенный;
пкр – псевдокритические;
прит – приток;
пор – поры;
пот – поток;
прод – продуктивный;
пром – по данным промысла;
прон – проницаемый;
раб – работа скважины (пласта);
реж – режимы;
рез – резервуар;
с, С – скважина, стенка (ствол) скважины;
связ – связанная (например, нефть при связанной воде);
ск – скелета;
см – смесь;
ср – среднее;
ст – стандартные условия;
ста – статика, статичное;
Σ, сум – суммарный;
Т – температура;
тек – текущий, текущее;

техн – технологический;
тр – трещина;
У, у, уст – устье (скважины);
уд – удельный(ая);
ур – уровень;
факт – фактический;
фл – фильтрат, флюид;
цем – цемент, цементное кольцо (ЦК);
шт – штуцер;
эф – эффективный;
log – логарифм;
max, min – максимальный, минимальный.

ГЛАВА 1

ОСНОВЫ МЕТОДОВ ТИ И ГДИС

1.1. Цели, задачи и объекты ТИ и ГДИС

Промысловые технологические (ТИ) и гидродинамические (ГДИС) исследования скважин связаны единой информационной основой. Использование обеих групп методов базируется на регистрации в скважине гидродинамических и технологических параметров (давления, дебита, температуры, уровней раздела фаз, их компонентного состава и др.).

Общими являются и объекты, на которых применяются данные исследования, среди которых:

- разведочные и поисковые скважины (при индивидуальном опробовании пластов с возможным отбором проб пластового флюида) как в открытом, так и в обсаженном стволе;

- осваиваемые скважины после закачивания (вызова притока из пласта способами: свабирования, струйным или другим насосом, закачкой азота или газа, в исключительных случаях – при компрессировании воздухом);

- эксплуатационные нагнетательные скважины;

- фонтанирующие разведочные или добывающие скважины (включая газлифтные);

- добывающие скважины механизированного фонда, исследуемые либо в межремонтный период, после проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ), либо непрерывно в процессе эксплуатации (в последнем случае используются стационарные датчики, установленные под приемом насоса);

- горизонтальные или многоствольные эксплуатационные скважины;

- пьезометрические скважины.

Промысловые технологические исследования базируются на упрощенных экспресс-технологиях с применением стационарных или мобильных устьевых и забойных датчиков. Основная цель таких работ состоит в определении характеристик текущего состояния скважины (режима закачки или отбора, технологического простоя, состояния работающего насосного оборудования и пр.).

Коренное отличие ГДИС от ТИ состоит в использовании технологий исследований в процессе целенаправленного изменения характера поведения

скважины (пуска, остановки, изменения расхода и пр.). Базовым моментом таких технологий является регистрация процесса изменения гидродинамических параметров во времени на фиксированной глубине. Измерения чаще всего выполняются глубинными автономными или дистанционными датчиками давления и температуры (при комплексировании методов состав измеряемых параметров может быть шире и включать: расход, состав и т.п.). Параллельно проводятся устьевые замеры расхода жидкости и газа (газового фактора), а также устьевых давления и температуры.

В настоящее время для промысловых и гидродинамических исследований нередко используются различная геофизическая аппаратура, а также промысловые дистанционные стационарные датчики (устанавливаемые на приеме ЭЦН или существенно ниже насоса в зоне продуктивных горизонтов), позволяющие измерять и передавать по силовому кабелю непрерывную синхронную запись давления, температуры и других измеряемых параметров. При гидродинамических исследованиях в процессе освоения скважин используется также специализированное глубинное оборудование (опробователи (испытатели) пластов на кабеле или трубах), выполняющие функции как воздействия на пласт, так и регистрации параметров давления, температуры и расхода (с дальнейшей оценкой фильтрационных свойств в ближней зоне пласта, продуктивности, пластового давления). Кроме того, скважинные опробователи предоставляют возможность отобрать из исследуемых горизонтов пробы (рекомбинированные) пластовых флюидов, а также оценить анизотропию проницаемости пласта и изменений по разрезу градиента пластового давления.

Таким образом, арсенал технологий и средств измерения ГДИС существенно богаче, чем при ТИ, где преобладают измерения устьевых параметров. Соответственно существенно более широк диапазон задач, решаемых данной группой методов.

Наряду с общей с ТИ задачей по количественной оценке характеристик текущего состояния скважины ГДИС используются для определения:

- параметров энергетического состояния залежи (пластовое, забойное давления, депрессия и пр.);
- фильтрационных параметров пласта (гидропроводность, подвижность, пьезопроводность, проницаемость), зональности их распространения по площади;
- гидродинамических параметров пласта, характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта;
- геологического строения, размеров резервуара (области дренирования), наличия границ и макронеоднородностей пласта.

Несмотря на существенное отличие технологий гидродинамических и промыслово-технологических исследований, эти две группы методов нельзя рассматривать изолированно. Дело не только в общности объектов и измеряемых параметров, методы ГДИС и ТИ – взаимно дополняют друг друга. С одной стороны, промысловая технологическая информация является основой для получения сопутствующих данных, необходимых для интерпретации резуль-

татов гидродинамических исследований. С другой стороны, данные ГДИС по опорной сети скважин, сопровождаемые периодическими замерами технологических параметров по всему фонду, представляют собой систему исследований резервуара в целом.

Для каждого конкретного района, площади, месторождения, для каждой конкретной скважины или группы скважин в соответствии с проектными условиями строительства и эксплуатации, а также особенностями геологического строения залежи составляется проектный комплекс ТИ и ГДИС, подлежащий обязательному выполнению и направленный на решение общих для названных групп методов задач:

- уточнение геологического строения месторождения;
- оценка эффективности применяемой системы разработки;
- оценка энергетического состояния залежи;
- подбор оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценка качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважины;
- контроль эффективности мероприятий воздействия на пласт;
- обслуживание геомониторинга и геомоделирования.

Стратегической целью комплекса ГДИС-ТИ в системе промыслово-геофизического контроля является получение информации, позволяющей в совокупности с другими геолого-промысловыми данными построить и детализировать цифровую модель залежи, а также осуществлять мониторинг разработки месторождений, обосновывать и целенаправленно планировать ГТМ, оптимизировать режимы работы отдельных скважин и месторождения в целом.

Базовые элементы технологий проведения гидродинамических и промыслово-технологических исследований и принципы интерпретации результатов, их использование при проектировании разработки месторождений регламентируются руководящими документами и стандартами федерального уровня [1,2,3], а также аналогичными документами отрасли и добывающих компаний [4,5]. В настоящее время с участием авторов ведется работа по созданию национального стандарта проведения ТИ и ГДИС [6].

1.2. Классификация технологий ТИ-ГДИС

По месту и времени проведения измерений технологии ТИ-ГДИС делятся на типы: «параметр–время», «параметр–глубина», «параметр–глубина–время».

Технологии типа «параметр–время» предполагают измерения во времени на фиксированной глубине. Технологии типа «параметр–глубина» предполагают синхронные изменения на нескольких фиксированных глубинах (чаще всего разновременные измерения на стабильном режиме работы скважины, в процессе которых изменением параметров от времени можно пренебречь).

Технология типа «параметр–глубина–время» предполагает синхронную регистрацию изменения параметров во времени на нескольких глубинах (чаще всего с использованием нескольких датчиков, установленных на различных глубинах).

По особенностям регистрации параметров во времени технологии ТИ-ГДИС делятся на дискретные или непрерывные. *Дискретные* технологии предполагают проведение одиночных измерений на нескольких фиксированных глубинах или при нескольких фиксированных временах. *Непрерывными* условно считают периодические изменения с шагом (по глубине или во времени), существенно меньшим, чем диапазон измерения.

По характеру поведения измеряемых параметров во времени технологии ТИ-ГДИС условно делятся на квазистационарные и нестационарные.

Квазистационарные технологии предполагают исследования на стабильных режимах работы скважины, когда с достаточной для практических целей точностью изменениями параметров скважины во времени можно пренебречь. Это могут быть измерения на одном режиме (одиночные измерения по заданной глубине) или серия измерений на различных глубинах. Квазистационарными условно считают серию одиночных разновременных замеров на нескольких установившихся режимах, учитывая, что на каждом режиме измеряемые параметры ведут себя стабильно.

Нестационарные технологии исследуют характер изменения параметров в зависимости от времени.

1.3. Технологии промышленных технологических исследований

Технологии проведения ТИ зависят от состояния и режима работы скважины, решаемой задачи (комплекса определяемых параметров) и включают следующие основные элементы:

- однократные измерения параметров на технологическом режиме эксплуатации (в добывающих фонтанирующих, нагнетательных скважинах, а также в скважинах механизированного фонда);
- однократные измерения параметров в кратковременно (обычно несколько часов) простаивающей скважине (в эксплуатационных скважинах всех типов);
- однократные измерения параметров в длительно (не менее 2–5 суток) простаивающей или неработающей скважине;
- циклы измерений на технологическом режиме эксплуатации и режимах уменьшенного отбора (в добывающих фонтанирующих, нагнетательных скважинах);
- дискретные измерения параметров во времени при переходных режимах: пуске, остановке, изменении дебита (во всех типах скважин в процессе

освоения, при капитальном ремонте, а также в эксплуатируемых скважинах механизированного фонда);

- дискретные измерения параметров по глубине в работающей на технологическом режиме или простаивающей скважине;
- записи профилей изменения параметров (давления, температуры и др.) по глубине.

Большинство названных технологий ТИ являются классическими примерами квазистационарных дискретных технологий, поскольку предполагают одиночные измерения на установившихся стабильных режимах работы скважины.

Как исключение, в комплексе ТИ могут применяться нестационарные технологии типа «параметр–время». В основном это дискретные измерения во времени (например, в процессе вывода скважины на режим). Результаты подобных исследований не подлежат глубокой обработке, а призваны лишь качественно установить и документально оформить особенности динамики поведения эксплуатационной скважины.

Измерения методами ТИ могут проводиться как на забое, так и на устье.

В число устьевых параметров, определяемых при промысловых технологических исследованиях, входят:

- буферное, затрубное, межколонное давления;
- температура на устье;
- расходы (жидкости, газа, конденсата, нефти, воды) по НКТ и затрубью;
- уровни раздела фаз (статический и динамический) по результатам определения эхолотом.

В число глубинных параметров, определяемых при ТИ, входят:

- давление, температура в стволе на фиксированной глубине (на приеме ЭЦН, в кровле продуктивной толщи, перфорированных пластов и пр.);
- расходы жидкости и газа на фиксированной глубине;
- уровни раздела фаз (статический и динамический) по результатам измерений глубинными датчиками;
- плотность заполнителя ствола скважины по результатам измерений датчиками состава на фиксированной глубине или измерений давления на нескольких глубинах;
- технологические параметры эксплуатации глубинного оборудования в скважинах механизированного фонда.

1.4. Технологии гидродинамических исследований

При ГДИС изучают процессы формирования и релаксации поля давления в скважинах и пластах, связанные с закачкой или отбором флюида из пластов (рис.1.4.0.1). То есть, строго говоря, все технологии ГДИС относятся к нестационарным исследованиям.

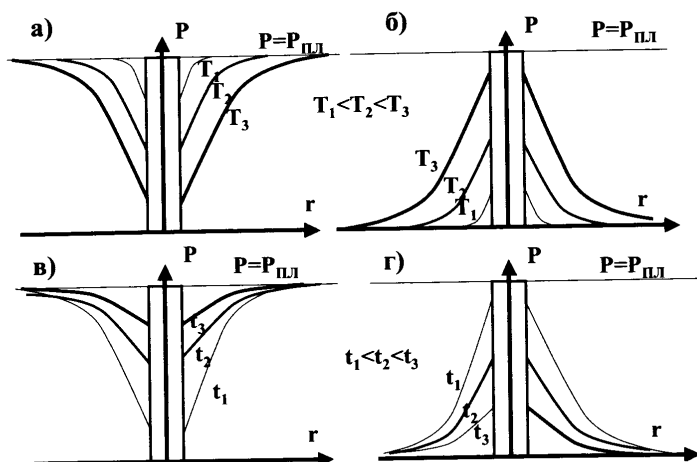


Рис. 1.4.0.1. а), б): формирование радиальной воронки депрессии после пуска добывающей и нагнетательной скважины; в), г): расформирование радиальной воронки депрессии после остановки добывающей и нагнетательной скважины. T – время, прошедшее после пуска скважины; t – время, прошедшее после остановки скважины.

1.4.1 Одноцикличные нестационарные технологии

Основным элементом нестационарных технологий ГДИС является регистрация изменения давления во времени на заданной глубине после изменения дебита скважины. Длительность цикла исследования определяется: необходимой глубиной исследования, решаемой задачей, объектом и условиями исследований.

При измерении давления применяют следующие технологии.

а) Регистрация кривой стабилизации давления (КСД)

Исследования методом КСД предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) – «КСД-пуск» (рис. 1.4.1.1) или при переводе с одного стабильного режима на другой – «КСД-режим» (рис. 1.4.1.2). При пуске добывающей скважины (расход в этом случае считается положительным) давление в стволе падает, при пуске нагнетательной скважины (расход – отрицательный) – давление растёт.

Скважина в процессе регистрации КСД должна работать со стабильным расходом не менее 2–3 суток (флуктуации дебита и депрессии должны составлять не более 5–10%).

Исследованиям КСД должен предшествовать период простоя или стабильной работы скважины длительностью того же порядка, что и длительность КСД.

В течение всего периода исследований прибор находится в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления про-

водятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья, но обязательно ниже уровня воды (в условиях статики).

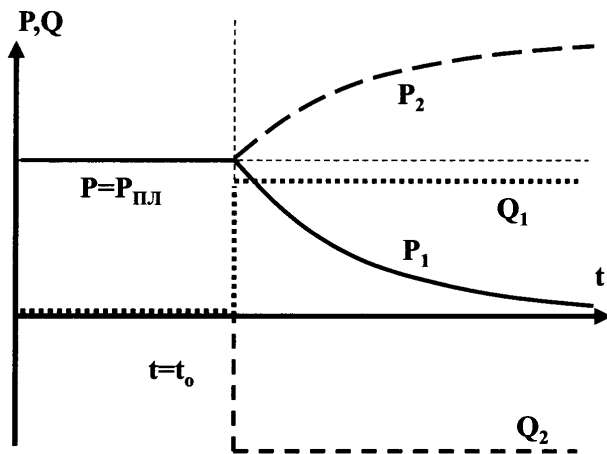


Рис. 1.4.1.1. Исследование скважины по технологии КСД (пуск скважины). Q – расход; P – давление (Q_1, P_1 – при пуске добывающей, Q_2, P_2 – нагнетательной скважины); $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; $t=t_0$ момент пуска скважины.

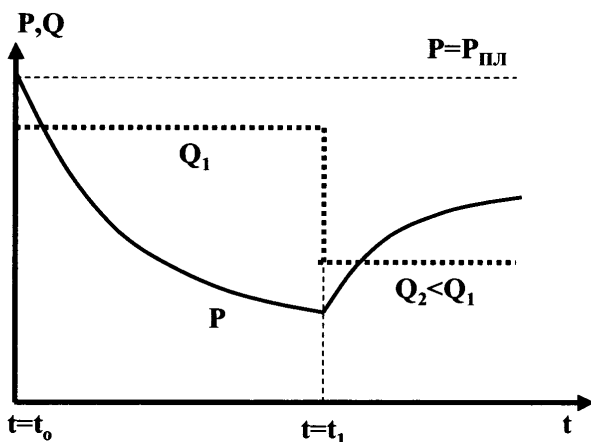


Рис. 1.4.1.2. Исследование скважины по технологии КСД (изменение расхода). Q – расход; P – давление; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; $t=t_0$ момент пуска скважины; $t=t_1$ момент изменения расхода.

На результаты исследований влияют характеристики: дебит и продолжительность. Учитывается влияние как периода, непосредственно предшествующего исследованиям, так и всех предшествующих циклов (предыстория работы скважины). Поэтому измерения давления в обязательном порядке сопро-

вождаются данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3–5 раз превышающий период КСД.

б) Регистрация кривой восстановления давления (КВД)

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей на режиме отбора скважины (рис.1.4.1.3). Исследованиям способом КВД должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины. При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от испытываемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое (КВД_з) или при закрытии скважины на устье (КВД_у).

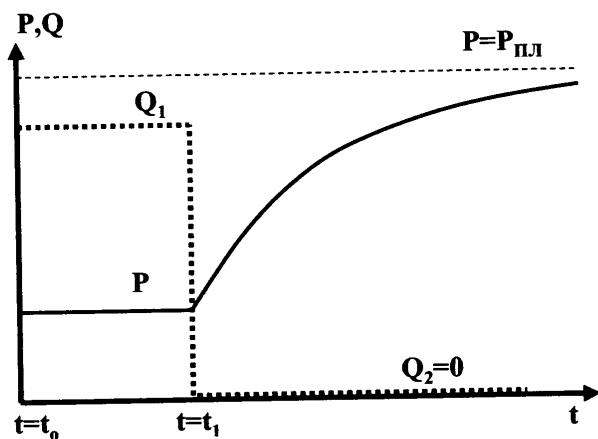


Рис. 1.4.1.3. Исследование скважины по технологии КВД (остановка добывающей скважины). Q — расход; P — давление; $P_{пл}$ — начальное пластовое давление; $t=t_0$ — момент пуска скважины; $t=t_1$ — момент остановки скважины.

Исследования методом КВД_з предполагают перекрытие притока с помощью устройства пакера, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепритока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Данные исследования могут быть одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах. Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД порядка 1–3 суток.

Исследования методом КВД_у предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Данные исследования возможны только в фонтанирующих скважинах. При исследованиях методом КВД_у наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затруб-

ного давлений. Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3–5 суток.

В малопроницаемых коллекторах длительность исследований должна быть увеличена в 1.5–2 раза. Длительность исследования увеличивается также при необходимости получения информации о геометрии строения пласта. Необходимое применительно к этому случаю время выдержки скважины определяется расстоянием от исследуемой скважины до предполагаемой неоднородности (границы) пласта.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, как минимум в 5–10 раз превышающий период исследования. Если скважина эксплуатируется на упругом режиме (без поддержания пластового давления), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

в) Регистрация кривой падения давления в нагнетательной скважине (КПД)

Исследования методом КПД (рис.1.4.1.4) предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей в режиме нагнетания скважины (закачки воды). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Исследованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью, не менее чем в 3–5 раз превышающей время регистрации кривой. Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании (вследствие превышения критической для разрыва пласта репрессии), время КПД должно составлять не менее 7–10 суток.

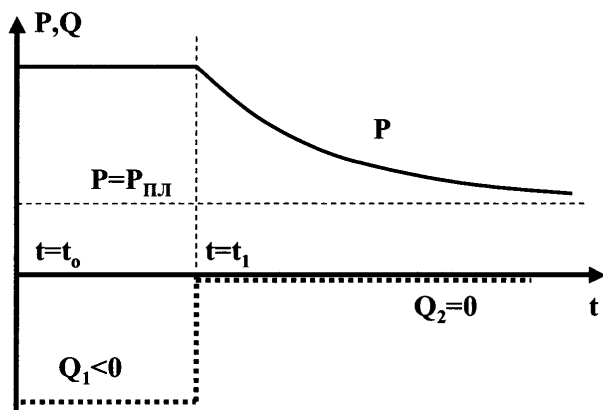


Рис. 1.4.1.4. Исследование скважины по технологии КПД (остановка нагнетательной скважины). Q – расход; P – давление; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; $t=t_0$ момент пуска скважины; $t=t_1$ момент остановки скважины.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3–5 раз превышающий период исследований.

д) Исследования методом восстановления уровня (КВУ)

Исследования методом КВУ (рис.1.4.1.5) проводятся в нефонтанирующих скважинах после снижения уровня жидкости в стволе в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.).

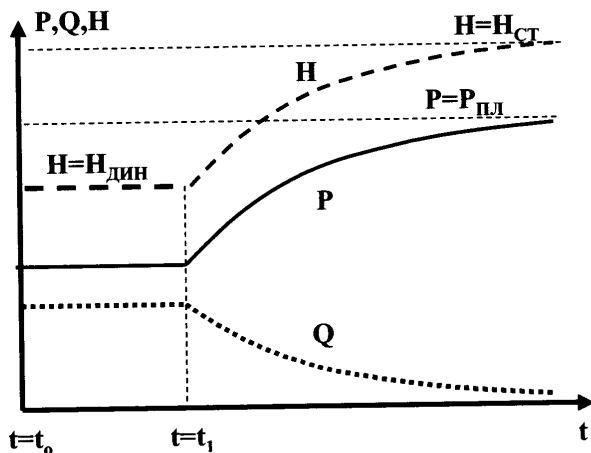


Рис. 1.4.1.5. Исследование скважины по технологии КВУ. Q – расход; P – давление; H – уровень «газ–жидкость» в стволе; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; $H_{ст}$ – статический уровень, $H_{дин}$ – динамический уровень для режима стабильного отбора жидкости, $t=t_0$ момент пуска скважины; $t=t_1$ момент прекращения форсированного отбора.

Исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени (КВУ_з, штатный режим) и регистрации кривой изменения динамического уровня на устье (КВУ_у, экспресс-исследования).

При исследованиях методом КВУ_з регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины (кривая «P» на рис. 1.4.1.5). Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения давления во времени забойного, буферного и затрубного давлений.

Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом КВУ_у регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины (кривая «H» на рис.1.4.1.5), по которым потом рассчитывается забойное давление.

Шаг дискретизации выбирается исходя из следующих требований:

- не менее 1–3 мин. при времени простоя скважины до 1 часа;
- не менее 5–10 мин. при времени простоя скважины до 3 часов;

- не менее 15 мин. при времени простоя скважины до 10 часов;
- не менее 1 часа при времени простоя скважины до суток;
- 1–3 часа в последующем.

Исследования методом КВУ_y недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80%.

Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1–2 суток. Кратковременные КВУ (длительностью несколько часов) должны быть исключены из комплекса ГДИС, как абсолютно неинформативные

е) Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита (КД)

Сущность технологии КД состоит в синхронном определении кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом.

Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешательство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации, либо вообще невозможно.

Исследования стабильно работающих скважин предполагает непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение длительного (например, межремонтного) периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования проводят с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период в специальный карман под прием насоса.

В последние годы широкое применение на практике приобрели ЭЦН, оснащенные встроенными контрольными датчиками температуры и давления на приеме. Метрологические характеристики некоторых из этих измерительных устройств (например, датчиков «Phoenix») удовлетворяют решению ряда задач ГДИС. Функционирование этих датчиков осуществляется дистанционно по питающему насос силовому кабелю, накопленная за фиксированный период времени (например, месяц) информация периодически может считываться на поверхности на флэш-карту или автоматически передаваться для проведения обработки записанных кривых в режиме «on-line». Для количественного расчета забойного давления на глубине залегания пласта необходимо выполнить дополнительный пересчет замеренных значений с учетом влияния гидростатического столба в стволе (при известной заданной плотности смеси).

Проведение непрерывного мониторинга забойных параметров с помощью указанных датчиков не только возможно, но в ряде случаев более эффективно и дешево, чем применение автономных регистрирующих устройств. Неоспоримыми преимуществами такого вида мониторинга являются:

- длительные циклические записи параметров, увязанные со всеми текущими изменениями дебитов скважин (т.е. реализация возможности наиболее полного учета предыстории работы объекта при совмещении зарегистрированных и модельных кривых);
- отсутствие потерь добычи нефти;

– принципиальная возможность контроля забойных параметров в режиме реального времени (например, при выводе скважины на режим).

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают контроль динамики изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая: вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и др.

Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения динамического уровня в затрубном пространстве.

1.4.2 Комплексные циклические гидродинамические исследования

Исследования пласта на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся расходом (депрессией на пласты), называют многоциклическими. При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к испытываемому пласту. При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Основная цель применения данной технологии состоит в том, чтобы за счет независимого определения параметров пласта в различных циклах увеличить достоверность интерпретации. Это возможно, если есть уверенность, что поведение пласта в цикле (продуктивность, состав продукции и пр.) практически не зависят от режима работы (дебита, депрессии на пласт). Но это не всегда так. Обычно в зависимости от режима поведение пласта меняется. Причины могут быть самые разные: изменение состава притока; динамические эффекты, зависящие от скорости потока; развитие межпластовых перетоков и пр. Поэтому более важная цель применения циклических технологий состоит в изучении состояния пласта в зависимости от интенсивности эксплуатации. Результаты гидродинамических исследований позволяют понять аномалии при работе пласта и выбрать оптимальный режим его эксплуатации.

Наиболее распространенная технология многорежимных ГДИС («ИД-КСД») основана на измерениях в процессе смены стабильных режимов работы скважины (циклы 1–4 на рис. 1.4.2.1.а). Данная технология состоит из регистрации КСД для каждого режима. Параметры режимов выбирают так, чтобы их отличия друг от друга были наиболее контрастными, а влияние друг на друга – минимально.

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4–5. Режимы минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3–5 раз. Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины.

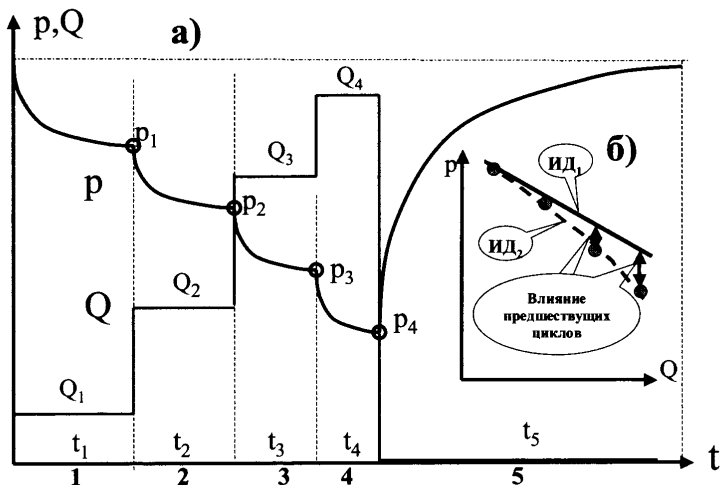


Рис. 1.4.2.1. а) Исследования по технологиям ИД-КСД, ИД-КВД: P – кривая изменения давления во времени; Q – кривая изменения расхода; 1–4 – циклы КСД (t_1 – t_4 – продолжительности циклов; Q_1 – Q_4 – расход в циклах; P_1 – P_4 – давление в конце каждого цикла); 5 – цикл КВД продолжительности t_5 ; б) индикаторная диаграмма «давление-расход»: ID_2 – при влиянии предшествующих циклов; ID_1 – в отсутствие влияния.

Обычно исследования проводят последовательно, увеличивая дебит от цикла к циклу, а длительность циклов выбирают исходя из условия достижения стабильной работы пласта.

Если затем проводится цикл КВД, данная технология называется «ИД-КВД» (цикл 5 на рис. 1.4.2.1.а).

Упрощенная технология не предполагает регистрации непрерывной кривой изменения давления во времени в течение всех циклов. Выполняются лишь дискретные измерения давления и расхода в конце каждого цикла (рис. 1.4.2.1.б). В идеальном случае, если пласт не меняет своих свойств, а циклы не влияют друг на друга, зависимость давления от расхода (так называемая индикаторная диаграмма «ИД») близка к линейной («ИД₁» на рис. 1.4.2.1.б).

Характер нелинейности индикаторной диаграммы в отсутствие взаимовлияния циклов позволяет судить о процессах, интенсивность которых зависит от депрессии на пласт.

Строго говоря, добиться полного отсутствия взаимовлияния циклов при работе по такой технологии нельзя. Особенности процессов массопереноса в пласте таковы, что на каждый режим работы скважины влияют параметры (дебит, длительность) предшествующих режимов. Вследствие этого индикаторная диаграмма приобретает нелинейный вид («ИД₂» на рис. 1.4.2.1.б).

Взаимовлияние можно частично учесть, оптимизируя длительности циклов работы скважины на различных режимах, а также применяя специальные технологии обработки данных измерений. Существует оптимальное соотношение между временами текущего и предшествующих режимов для того, чтобы замеры по технологии ИД можно было сопоставлять друг с другом [7]. Согласно

этому соотношению при изменении дебита от режима к режиму на одинаковую величину длительность каждого последующего режима должна быть меньше предыдущего примерно на 10%.

Однако радикальным способом решения данной задачи является применение так называемых «изохронных методов», сущность которых в том, что циклы работы скважины разделяют циклами простоя.

При стандартном изохронном исследовании длительность циклов работы выбирают одинаковой (рис.1.4.2.2). Длительность циклов простоя не лимитируется. Ее стараются сделать как можно больше, чтобы влияние предшествующих циклов можно было не учитывать.

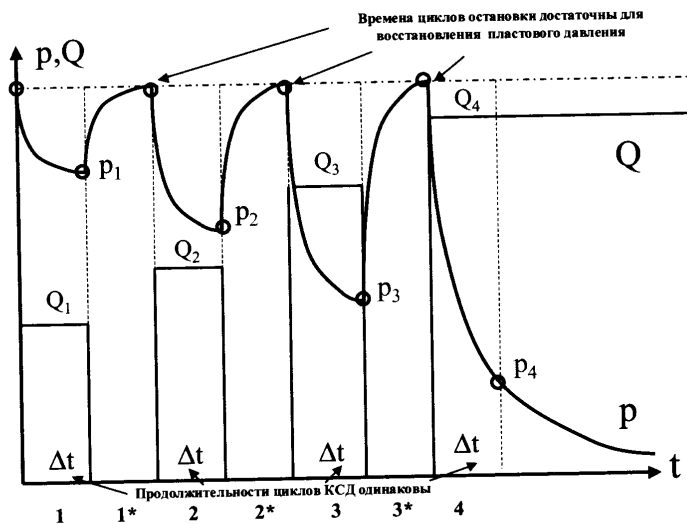


Рис. 1.4.2.2. Исследования по технологии ИД-КСД, изохронный метод. P – кривая изменения давления во времени; Q – кривая изменения расхода; 1–4 – циклы КСД; продолжительности циклов одинаковы – $\Delta t = \text{const}$; 1*–4* – циклы КВД; длительность циклов выбирается исходя из необходимости восстановления пластового давления (Q_1 – Q_4 – расход в циклах КСД; P_1 – P_4 – давление в конце каждого цикла КСД).

Таким образом, каждый цикл КСД имеет одинаковое участие при построении индикаторной диаграммы. Однако это не оптимально для малопродуктивных коллекторов, где необходимая длительность простоя скважины должна быть значительна.

В этих условиях более приемлем модифицированный изохронный метод. При его использовании одинаковы длительности всех циклов работы и простоя скважины (рис.1.4.2.3). В этом влияние циклов друг на друга существенно, но примерно одинаково, что позволяет более успешно проводить совместную обработку данных.

Существует еще одно общее технологическое требование к данным работам – наличие как минимум одного цикла стабильного поведения скважины (КВД, КСД и пр.), длительность которого отвечает требованиям п.1.4.1, что необходимо для достоверного определения параметров пласта.

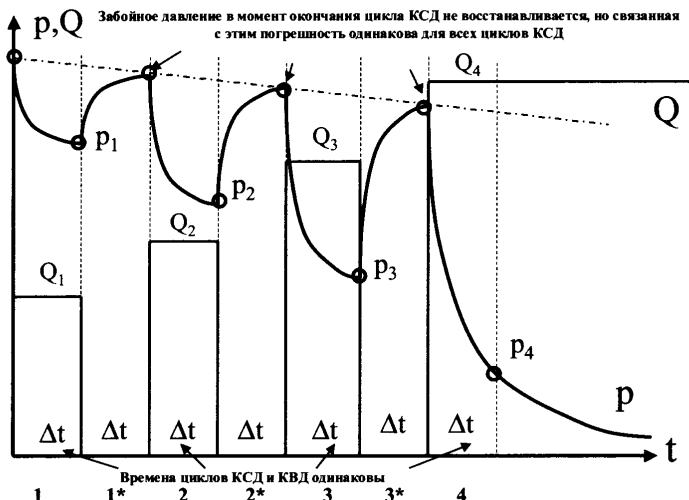


Рис. 1.4.2.3. Исследования по технологии ИД-КСД, модифицированный изохронный метод. P – кривая изменения давления во времени; Q – кривая изменения расхода; 1-4 – циклы КСД; 1*-4* – циклы КВД; продолжительности всех циклов КСД и КВД одинаковы – $\Delta t = \text{const}$ ($Q_1 - Q_4$ – расход в циклах КСД; $P_1 - P_4$ – давление в конце каждого цикла КСД).

1.4.3. Реализация технологий ГДИС

в различных эксплуатационных и разведочных скважинах

Возможность и особенности реализации рассмотренных выше технологий ГДИС определяются назначением, особенностями эксплуатации и состоянием скважины. В табл. 1.4.3.1 собрана информация о том, какие технологии и в каком случае могут быть использованы при исследовании скважин. Прокомментируем данный материал.

Как указывает таблица, наиболее полно известный перечень технологий может быть реализован в *фонтанирующих добывающих* скважинах, а также в *нагнетательных* скважинах. При этом скважинный прибор может быть без больших затрат помещен не только на устье, но и на забое скважины, в максимальной близости к исследуемому пласту. Не представляет существенных технических сложностей изменение режима работы скважины и ее остановка. Есть только одно важное ограничение: не производя существенного вмешательства в режим работы скважины и пласта закрыть скважину можно только на устье. Поэтому на начальный участок КВД может сильно повлиять процесс заполнения ствола. Для глубоких (особенно горизонтальных) скважин, работающих с многофазной продукцией, это влияние может быть весьма значимым.

Оптимальные технологии ГДИС на объектах исследований различного типа
(пояснения в тексте)

№ п/п	Объекты	Основные технологии ГДИС						
		КВД (КПД) с закрытием		КСД	ИД-КВД (ИД-КПД)	ИД-КСД	КВУ _з	КВУ _у
		на устье	на забое					
1	Фонтанирующие разведочные и эксплуатационные скважины	+		+	+	+		
2	Нагнетательные скважины	+		+	+	+		
3	Эксплуатационные скважины механизированного фонда			+		+	+	+
4	Не фонтанирующие скважины (разведочные, в процессе капитального ремонта), осваиваемые компрессором						+	
5	Скважины по п. 4, осваиваемые свабированием (стандартная технология)						+	
6	Скважины по п. 5, осваиваемые свабированием (с использованием устройства, оборудованного пакером и запорным клапаном)		+				+	
7	Скважины по п. 5, малodeбитные и не фонтанирующие эксплуатационные скважины при вызове притока струйным аппаратом		+	+	+	+		
8	Скважины, исследуемые испытателем пластов на обсадных трубах		+				+	
9	Скважины, исследуемые испытателем пластов на кабеле		+					

* Исследования проводятся автономным манометром, помещаемым под прием насоса на межремонтный период.
 ** Исследованиям препятствуют ограниченные возможности конкретного насоса по регулировке дебита (депрессии на пласт).
 *** Регистрируется и обрабатывается непрерывная кривая давления в течение всех этапов освоения скважины.
 **** Специальные исследования по изучению параметров ближней зоны.

Данного недостатка лишены исследования в нагнетательных скважинах ввиду низкой сжимаемости заполнителя ствола (воды). Существенно упрощает технологию исследования и то, что скважинный прибор может быть размещен на устье. Для данного типа скважин не менее важно и то, что плотность воды мало зависит от пластовых условий. Это позволяет замерять давление вблизи от устья. С достаточной для практических целей точностью его затем можно пересчитать на глубину залегания пласта.

Скважины *механизированного фонда, оборудованные штанговыми (ШГН) или электроцентробежными (ЭЦН) насосами*, являются наиболее сложными объектами для ГДИС. Остановка такой скважины неизбежно сопровождается ростом уровня в затрубном пространстве (за исключением ситуаций, когда затрубное пространство перекрыто пакером). Наиболее типичны для таких скважин исследования по технологии КВУ_у (замеры уровней раздела фаз в затрубье с помощью эхолота). Информативность данного типа исследований крайне низка.

Исправить ситуацию могут непрерывные замеры автономным манометром, помещаемым на межремонтный период в карман НКТ или хвостовика под прием насоса. В этом случае скважину можно исследовать по технологии КСД или ИД-КСД. Кардинально решает проблему использование стационарных дистанционных датчиков давления, которыми оборудовано большинство типов современных насосов (ожидается, что в ближайшие годы метрологические характеристики этих датчиков могут приблизиться к требуемым по ГДИС, как это, например, имеет место в случае датчика Schlumberger «Phoenix» на насосах «REDA» – см. ниже табл. 1.5.1.1). Использование глубинных контрольных датчиков позволяет проводить непрерывный мониторинг забойного давления, не вмешиваясь в работу скважины.

У исследований скважин механизированного фонда есть два недостатка. Во-первых, это нестабильность поведения скважины, связанная с циклической работой насоса. Во-вторых, это ограничения в выборе режима работы скважины, связанные с возможностями конкретного насоса по регулировке (с помощью регулировки частотного преобразователя) расхода (депрессии на пласт). Тем не менее данная технология играет существенную роль в системе ГДИС.

Однако максимальными информативными возможностями обладают технологии, сопровождающие освоение и опробование (испытание) пластов. К сожалению, они же являются наиболее затратными и требуют существенного вмешательства в работу пластов. Они, как правило, применяются в разведочных скважинах, а их проведение в эксплуатационных скважинах может быть приурочено к периодам капитального ремонта.

1.4.4. Комплексные исследования при опробовании пластов

1.4.4.1. Испытания пластов измерительными комплексами на бурильных трубах (ИПТ)

Одна из наиболее типичных компоновок испытательного оборудования на бурильных трубах с изоляцией исследуемого пласта снизу включает (рис. 1.4.4.1):

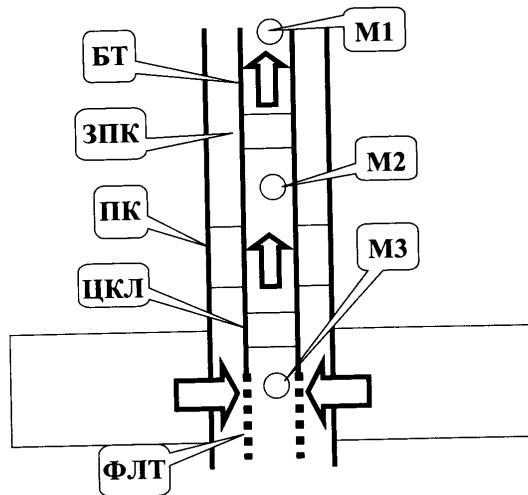


Рис. 1.4.4.1. Компоновка подземного оборудования при испытаниях пластов. БТ – бурильные трубы; ЗПК – запорно-поворотный клапан; ПК – пакер; ЦКЛ – циркуляционный клапан; ФЛТ – фильтр; M_1, M_2, M_3 – глубинные манометры.

– запорно-поворотный клапан (ЗПК), открытый в процессе спуска оборудования (в том числе в промежутках заливки флюида в бурильные трубы в процессе спуска) и в процессе притока пластового флюида в бурильные трубы, закрываемый во время регистрации КВД;

– циркуляционный клапан (ЦКЛ) для гидравлической связи испытываемого пласта и внутренней полости бурильных труб, а также затрубного и затрубного пространства бурильных труб;

– пакер (ПК), препятствующий притоку флюида в затрубное пространство;

– фильтр (ФЛТ) в интервале пласта.

В компоновку включаются несколько манометров, в частности: M_1 – в начале компоновки – до запорно-поворотного клапана (верхний), M_2 – между запорно-поворотным и циркуляционным клапанами (нижний), M_3 – на глубине фильтра.

Идея опробования с помощью ИПТ состоит в том, что при спуске компоновки оборудования на забой давление в бурильных трубах ниже, чем в пласте. В процессе спуска в бурильные трубы наливают жидкость. Количество (высота столба) жидкости является регулятором величины депрессии на пласт, создаваемой при опробовании. После спуска оборудования в скважину затрубное пространство бурильных труб изолируется пакером и производится один или несколько циклов опробования. Каждый такой цикл включает временной интервал притока флюида из пласта в бурильные трубы и последующий временной интервал закрытия скважины на забое. В процессе всех этих операций несколькими датчиками регистрируются непрерывные кривые изменения давления во времени.

Рассмотрим последовательность технологических операций в процессе проведения испытания пласта. Обратим внимание на закономерности изменения показаний манометров M_1, M_2, M_3 в процессе каждой операции (рис.1.4.4.2).

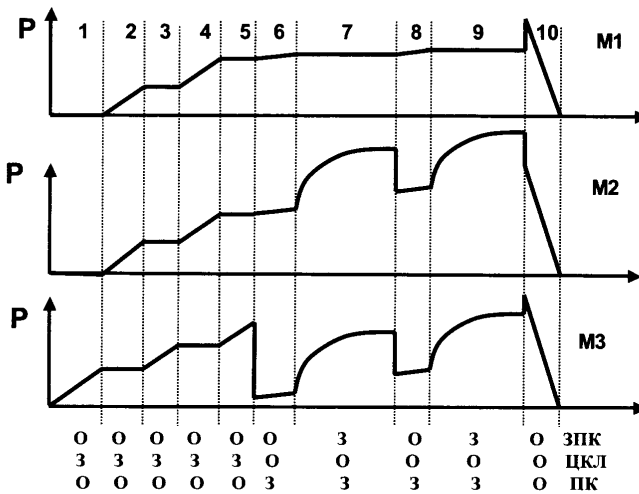


Рис. 1.4.4.2. Технология исследования испытателем пластов на трубах. 1–10 – технологические операции; « P_{M1}, P_{M2}, P_{M3} » – кривые давления, регистрируемые манометрами « M_1, M_2, M_3 »; состояние запорно-поворотного (ЗПК), циркуляционного (ЦКЛ) клапанов и пакера (ПК): «О» – открыт, «З» – закрыт.

Характерные этапы испытания (циклы 1–10 на рис. 1.4.4.2) имеют следующие особенности:

1. *Спуск колонны:* запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, пакер не установлен, давление выше испытателя пластов P_{M1} и P_{M2} не меняется, давление ниже испытателя пластов соответствует гидростатическому и растет по мере увеличения глубины спуска.

2. *Долив жидкости в бурильные трубы:* запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, давление выше испытателя пластов P_{M1} и P_{M2} растет вместе с ростом высоты столба налитой жидкости, давление ниже испытателя не меняется.

3. *Спуск колонны,* аналогичный п. 1.

4. *Долив жидкости в бурильные трубы,* аналогичный п. 2.

5. *Спуск колонны,* аналогичный п. 1.

6. *Приток жидкости в бурильные трубы в первом цикле испытания* после установки пакера и открытия приемного клапана испытателя: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов открыт, все манометры фиксируют поступление жидкости в бурильные трубы.

7. *Закрытие запорно-поворотного клапана:* давление P_{M1} выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления).

Второй цикл испытания, характеризуется следующими моментами:

8. *Приток жидкости в бурильные трубы во втором цикле испытания после повторного открытия приемного клапана испытателя*: запорно-поворотный клапан и клапан испытателя пластов открыты, все манометры фиксируют поступление жидкости в бурильные трубы.

9. *Закрытие запорно-поворотного клапана*: давление P_{M1} выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления).

10. *Окончание испытания, снятие пакера и подъем инструмента*: за счет выравнивания давления выше и ниже пакера после его снятия происходит скачок давления P_{M3} , далее в процессе подъема инструмента: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов открыт, пакер не установлен, давления P_{M1} , P_{M2} и P_{M3} синхронно снижаются в соответствии с высотой подъема.

Соотношение между показаниями манометров являются одним из основных критериев качества испытаний.

При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе наиболее информативны непрерывная кривая изменения давления на забое в процессе притока и восстановления давления.

Недостатком стандартной технологии работ являются ограниченные времена притока (0.5–1 час) и восстановления давления (до 2 часов), что уменьшает радиус исследования. Тем не менее при герметичности используемого инструмента можно получать качественные данные о скин-факторе и других свойствах призабойной зоны пласта.

Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но время КВД может быть увеличено до 24 часов, что существенно повышает надежность интерпретации.

И, наконец, производя периодическое извлечение жидкости из бурильных труб (например, путем свабирования), можно осуществить длительную (несколько десятков часов) работу пласта при циклической депрессии с последующим его закрытием на забое. Такие исследования имеют очень высокую информативность и глубинность.

1.4.4.2. Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле

Типичными представителями опробователя пластов на кабеле являются отечественные разработки («ОПТ», «ОПД») и их зарубежные аналоги (например, «RFT», «MDT» и «CHDT» Schlumberger). Основным конструктивным элементом данного типа опробователя является измерительная камера, куда и происходит приток флюида из пласта в процессе опробования. Депрессия на пласт создается за счет того, что в начальный момент измерительная камера изолирована от пласта и в ней находится воздух при атмосферном давлении. Опробователь опускается на глубину опробуемого участка пласта. Изоляция

этого участка от остальной части пласта производится с помощью прижимного герметизирующего устройства. Затем обеспечивается гидродинамическая связь камеры с пластом (при этом возможно создание искусственного дренажного канала в пласте) и наблюдается приток флюида в камеру. Ее небольшие размеры обуславливают быстрое затухание притока, после чего происходит восстановление давления в пласте в условиях практически полной изоляции пласта от скважины. По окончании опробования производится герметизация отобранной в камеру пробы флюида из пласта и подъем прибора на поверхность. Как и в случае опробования на трубах, в процессе всего цикла исследований производится регистрация непрерывной кривой изменения давления на глубине пласта.

Несомненным преимуществом опробования на кабеле является наличие измерительной камеры, что дает возможность отбора представительной пробы флюида из исследуемого пласта. Однако малый объем измерительных камер резко снижает время испытания, что ограничивает радиус исследований при-скважинной зоной. Увеличение радиуса исследований достигается способом прокачки флюида из призабойной зоны в ствол до фиксации встроенными датчиками состава момента начала поступления исходного пластового флюида.

Изоляция локального исследуемого пропластка при отборе пробы обеспечивается путем прижатия измерительного зонда к стенке скважины (рис. 1.4.4.3.а). Таким образом, обеспечивается практически полная герметичность камеры от влияния ствола.

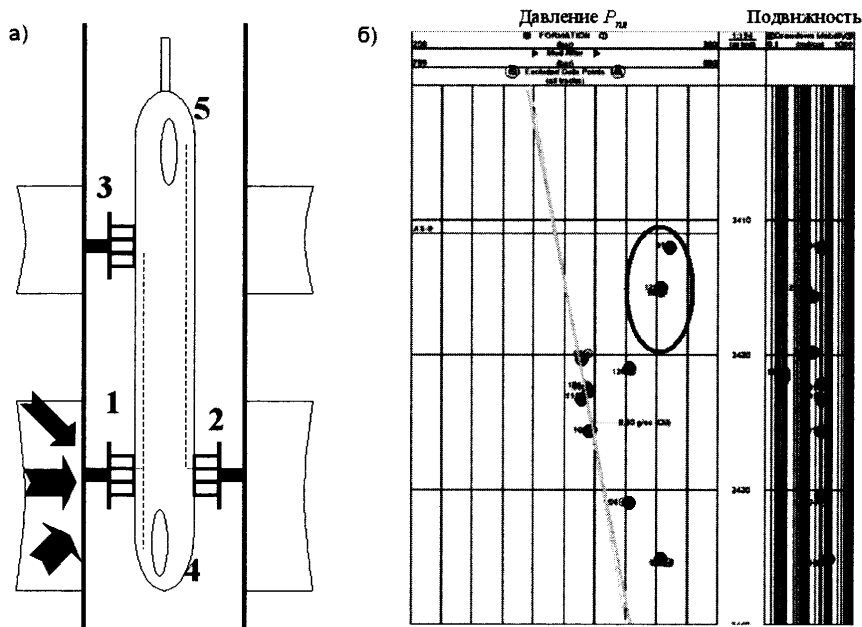


Рис. 1.4.4.3. Принцип опробования устройством типа «MDT» продуктивных толщин (а), результаты испытаний в точках разреза продуктивного интервала с оценками пластового давления и подвижности (б). Овалом обведены оценки в толщинах с АВПД. 1 – зонд для измерения забойного давления и отбора проб для однозондового измерительного модуля; 2, 3 – дополнительные зонды для мультizonдового модуля; 4, 5 – камеры пробоотборников, стрелками показана схема притока флюида.

Не менее важной функциональной возможностью пластоиспытателя типа «МДТ» является проводимая параллельно с отбором проб поинтервальная оценка динамических и фильтрационных параметров пласта. Для этой цели могут быть использованы однозондовый и мультizonдовый измерительные модули.

Однозондовый измерительный модуль представляет собой зонд, прижимаемый к стенке скважины (фрагмент 1 на рис. 1.4.4.3.а). Одна из основных функций подобного зонда состоит в поинтервальной оценке пластового давления и фильтрационных параметров пласта. Технология измерений с помощью зонда включает поинтервальную регистрацию циклов: падения давления в процессе притока жидкости из пласта при отборе пробы (КСД); восстановления давления (КВД). Методика анализа получаемых результатов аналогична используемой при стандартных ГДИС. Специфика обработки обусловлена тем, что ввиду малой толщины интервала отбора флюида по сравнению с толщиной исследуемого пласта в начальной фазе КСД (КВД) реализуется режим течения флюида, близкий к сферическому. Это позволяет оценить по результатам исследований сферическую проницаемость в зоне, непосредственно примыкающей к стенке скважины. Дополнительно, при условии наблюдения радиального режима течения флюида на заключительной фазе КСД (КВД), возможна оценка радиальной проницаемости. По соотношению этих параметров оценивают анизотропию пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Мультizonдовый измерительный модуль включает два дополнительных датчика (фрагменты 2, 3 на рис. 1.4.4.3.а). Один из дополнительных датчиков ориентирован относительно основного в горизонтальной плоскости, а другой по вертикали. Таким образом, обеспечивается дополнительная возможность оценки анизотропии проницаемости на основе прямых точечных измерений проницаемости в вертикальном и радиальном направлениях.

Точечная оценка распределения пластового давления по разрезу пласта позволяет по изменению градиентов на профилях давления выделить пропластки с повышенным или пониженным $P_{пл}$ (рис. 1.4.4.3.б) и определить ГЖК и ВНК, а при сравнении текущих данных с начальными профилями давления – оценить характер вовлечения запасов в разработку. Сопоставление профилей давления по нескольким скважинам обеспечивает анализ гидродинамической сообщаемости разных частей залежи.

Для достоверной интерпретации результатов КСД и КВД очень важна реализованная в комплексе «МДТ» возможность оценки дебита отбора жидкости с помощью модуля контроля потока.

Следует также отметить, что оборудование типа «МДТ» может обеспечить поинтервальную закачку жидкости в пласт с помощью глубинного насоса. Это позволяет создать в пласте искусственные микротрещины, по которым в целом можно спрогнозировать картину образования трещин гидроразрыва пласта, включая оценку направления развития трещины (если в последующем исследовать интервал микроимеджером или волновым акустическим каротажем). По сопутствующим этой операции замерам изменения во времени

давления оценивают параметры, необходимые для планирования мероприятий по гидроразрыву пласта (например, давление гидроразрыва в пластовых условиях).

И, наконец, нельзя не остановиться на реализации в комплексе «МДТ» технологии испытаний пласта, аналогичной при испытании с помощью испытателей на трубах с закрытием скважины на забое. Возможность компоновки комплекса двойным пакером позволяет полностью изолировать исследуемый пласт (толщины исследуемых интервалов могут варьировать в диапазоне от 1 до 3.4 м) как со стороны устья, так и со стороны забоя скважины. В этом основное преимущество данного оборудования по сравнению со стандартным однопакерным испытателем пластов. Важной особенностью испытания является то, что создание депрессии на пласт производится путем работы модуля откачки. Многократные испытания не требуют дополнительных спуско-подъемных операций, поскольку в данном случае объем выкачиваемой жидкости не ограничивается объемом камеры пробоотборника (как при ГДИС в процессе отбора проб). Следовательно, исследования могут быть более длительными, а значит, и более глубинными. Глубинность исследования по рассматриваемой технологии («DST») может достигать нескольких десятков метров. В целом этого недостаточно для оценки свойств дальней зоны геометрических параметров пласта, но позволяет уверенно диагностировать свойства прискважинной зоны. Недостатком испытателей на кабеле является их высокая способность к прихвату (в скрытом стволе) и из-за этого – короткие периоды замеров.

1.4.4.3. Комплексные технологии при освоении скважин (вызов притока способами компрессирования, закачки газа или свабирования)

Технология компрессирования путем закачки газа (воздуха или азота) в затрубное пространство проиллюстрирована на схемах, изображенных на рис. 1.4.4.4.а. Перед началом работ в скважине фиксируется статический уровень, уравнивающий пластовое давление (рис. 1.4.4.4.а). Начало закачки газа в затрубное пространство характеризуется резким ростом давления в скважине, что создает репрессию на пласт. При этом жидкость вытесняется из затрубья в трубки НКТ и частично поступает в пласт (рис. 1.4.4.4.б). При достижении раздела «жидкость-газ» пусковой муфты газ начинает поступать из затрубья в трубки НКТ. Одновременно плотность флюида в лифтовых трубках уменьшается, уровень жидкости в них достигает устья скважины и начинается приток жидкости из пласта (рис. 1.4.4.4.в). При продолжении закачки газа можно заставить скважину работать в режиме квазистационарного отбора. При прекращении закачки газа наблюдается затухающий приток жидкости из пласта, который сопровождается выравниванием уровней жидкости между НКТ и межтрубьем с последующим ростом динамического уровня вплоть до восстановления его начального статического состояния (рис. 1.4.4.4.в,г).

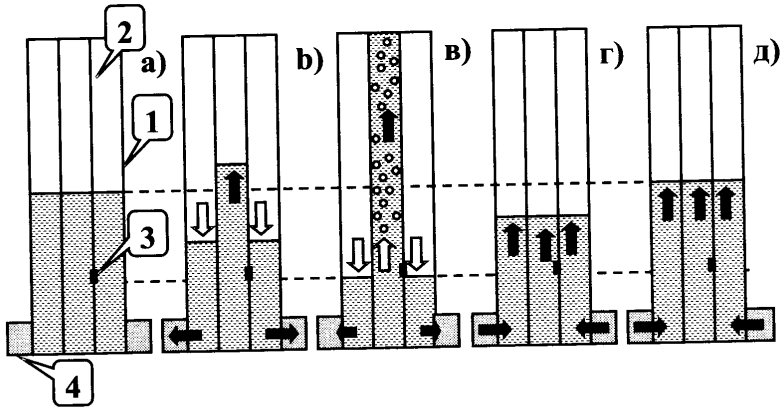


Рис. 1.4.4.4. Технология освоения скважин компрессированием. «а» – начальное состояние; «б» – начало закачки газа в затрубье с задавкой жидкости в пласт; «в» – работа пусковой муфты; «г» – стравливание газа; «д» – восстановление уровня. 1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пусковая муфта, 4 – осваиваемый пласт, стрелками показано направление движения флюида в скважине и пласте.

Смена циклов сопровождается синхронными изменениями давления на забое (рис.1.4.4.5). Давление на забое близко к пластовому в начале компрессирования («ФОН»). В цикле закачки газа в затрубье и поглощения закачиваемой жидкости пластом наблюдается рост давления («ПГЛ»). Срабатывание пусковой муфты и вынос жидкости из скважины сопровождается резким падением давления («ПМУ»). При стабильном квазистационарном притоке давление практически не меняется («КМП»). Стравливание газа из межтрубья вызывает новое скачкообразное падение давления («СТР»). Затем синхронно с ростом динамического уровня и его приближением к статическому наблюдается плавное экспоненциальное приближение давления на забое к пластовому («УРО»).

Основной проблемой при использовании описанного способа освоения пласта (компрессированием или закачкой газа) является отрицательное воздействие на пласт в начальной стадии закачки газа через межтрубье – за счет созданной репрессии. В этом смысле свабирование является более щадящей технологией, поскольку в течение всех циклов освоения скважины давление в стволе остается ниже пластового. Технология свабирования заключается в циклическом вычерпывании жидкости из скважины с помощью специального устройства (сваба) – рис. 1.4.4.6.

Как правило, технология свабирования включает несколько циклов снижения уровня (циклы «СВБ» на рис. 1.4.4.7) и последующего восстановления динамического уровня (циклы «УРО»). Каждый такой цикл освоения включает несколько операций спуска-подъема сваба.

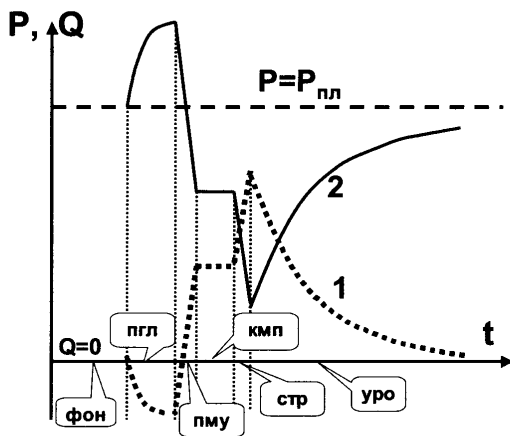


Рис. 1.4.4.5. Освоение скважины компрессированием. 1, 2 – кривые изменения расхода Q и давления P во времени t .

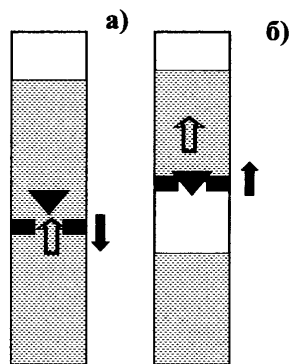


Рис. 1.4.4.6. Технология освоения скважины свабированием. «а» – сваб движется вниз, клапан сваба открыт; «б» – сваб движется вверх и захватывает часть жидкости, клапан сваба закрыт.

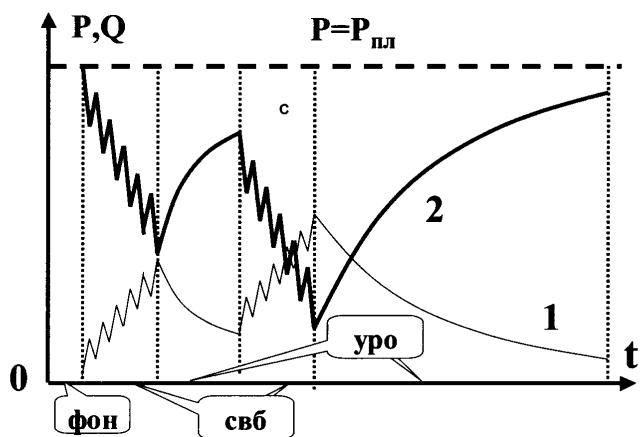


Рис. 1.4.4.7. Освоение скважины свабированием. 1, 2 – кривые изменения расхода Q и давления P во времени.

1.4.4.4. Технология свабирования с последующим закрытием скважины на забое

Для вызова притока в процессе ГДИС в настоящее время все шире используется технология свабирования с последующим закрытием скважины на забое. Для реализации данной технологии в скважину спускается подвеска НКТ с установленным автономным манометром в боковом пенале. Затрубное пространство НКТ изолируется с помощью пакера. Низ подвески комплектуется клапаном ударного или поворотного типа (аналогичного используемому при испытании). Далее скважина свабруется, после чего внутреннее пространство НКТ перекрывается клапаном (скважина закрывается на КВД) – рис.1.4.4.8. Циклу КВД по необходимости может предшествовать исследование скважины на приток (регистрация КВУ). Все это время манометр находится на забое ниже запирающего клапана и регистрирует непрерывную кривую изменения давления во времени. Клапан располагается в максимальной близости от исследуемого пласта, таким образом, при его закрытии обеспечивается минимальный послеприток (как и при стандартном испытании). Но в отличие от испытания на трубах или кабеле время проведения исследования (как при создании депрессии на пласт, так и при регистрации кривой восстановления давления) не ограничено. Таким образом, данная технология объединяет преимущества исследования фонтанирующих скважин и скважин, исследуемых испытателями пластов. На сегодняшний день она является одной из наиболее информативных.

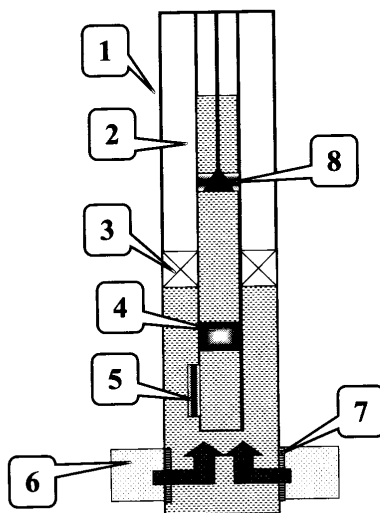


Рис. 1.4.4.8. Освоение скважины свабированием с последующим закрытием на забое. 1 - колонна обсадных труб, 2 - колонна насосно-компрессорных труб, 3 - пакер, 4 - запорный клапан, 5 - автономный глубинный манометр в пенале НКТ, 6 - продуктивный пласт, 7 - перфорация, 8 - сваб.

1.4.4.5. Технология освоения струйным аппаратом

Существенным ограничением технологии освоения скважин методами компрессирования и свабирования является сложность вызова притока из малопроницаемых или закольматированных пластов. В настоящее время для испытания данных объектов все шире используются струйные аппараты (например, «УГИС»), позволяющие проводить гидродинамические исследования в условиях более высоких уровней депрессий на пласт.

Наиболее существенной функциональной частью струйного аппарата является так называемый эжектор (см. схему на рис.1.4.4.9), в который с помощью насоса агрегата подается жидкость. В зоне сужения потока нагнетаемой жидкости в эжекторе происходит резкое снижение давления, которое передается дренируемому пласту и способствует вызову притока. Регулируя подачу жидкости, можно управлять как величиной депрессии на пласт, так и дебитом.

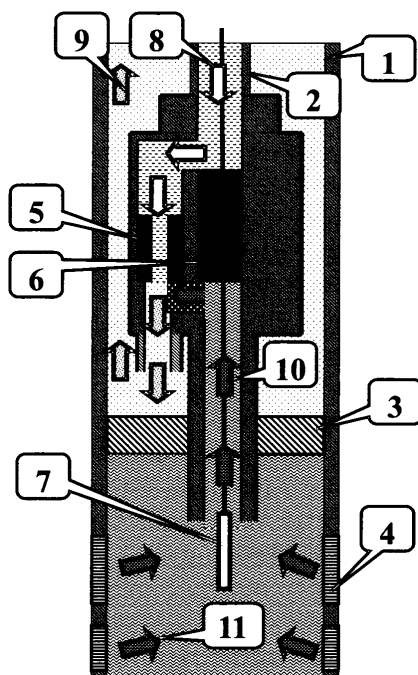


Рис. 1.4.4.9. Схема проведения ГДИС при вызове притока струйным аппаратом: 1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пакер, 4 – перфорация, 5 – эжектор, 6 – подвижный геометизирующий узел, 7 – измерительный прибор на кабеле, 8 – нагнетаемая в НКТ с поверхности жидкость, 9 – смесь добываемой и нагнетаемой жидкости, 10 – движение добываемой жидкости к эжектору, 11 – приток из пласта.

Таким образом, при данной технологии удастся реализовать стандартную схему испытания пласта, включающую циклы работы с различными стабильными расходами (с получением ИД) – рис. 1.4.4.10.

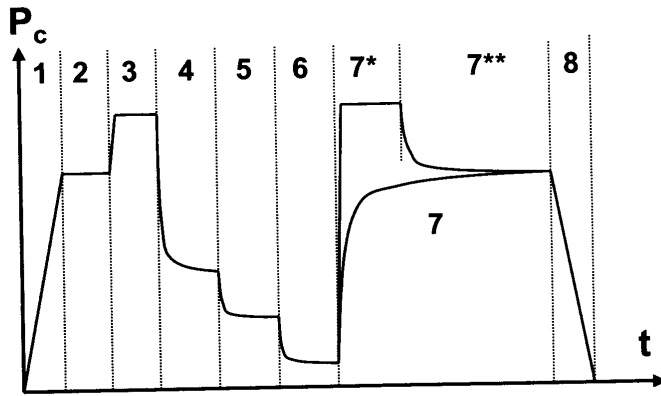


Рис. 1.4.4.10. Диаграмма изменения забойного давления при работе «УГИС» с манометром и подвижным герметизирующим узлом на кабеле. 1 – спуск прибора с герметизирующим узлом на кабеле, 2 – скважина не работает, 3 – в скважину долита рабочая жидкость, 4–6 – скважина работает на приток при циклическом снижении депрессии $P_c(4) > P_c(5) > P_c(6)$, 7 – скважина остановлена на КВД, 7** – скважина остановлена на КПД после цикла долива рабочей жидкости (7*), 8 – подъем манометра с герметизирующим узлом на кабеле.

Одним из достоинств конструкции струйного аппарата (насоса) является возможность закрытия скважины на забое, что позволяет исследовать скважину методом восстановления давления (КВД) при крайне низкой интенсивности после притока, получая при этом качественные оценки фильтрационных параметров пласта при сравнительно небольших продолжительностях остановки скважины. Конструкция струйного аппарата позволяет также сочетать операции по вызову притока с проведением на забое стандартных замеров методами промысловой геофизики по контролю разработки (ПГИ). Учитывая, что его применение обеспечивает работу скважины с достаточно стабильным расходом, возможно получать информативные профили распределения параметров оценки приток-состава с глубиной. Это позволяет оценить как добычные возможности испытываемых объектов, так и изучить характер работы пласта, выявить заколонные перетоки и т.п.

1.4.5 Исследования методом гидропрослушивания (ГДП)

Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления.

Возмущающей может быть либо действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме эксплуатации не менее 10–15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (при остановке, пуске, изменении дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования.

Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10–15 суток. При выборе реагирующих скважин должны обязательно соблюдаться условия:

- возможность спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие связи скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них контрольно-измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттатривания». В скважинах с загрязненным забоем перед ГДП необходимо выполнить дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись кривых изменения давления на забое во времени. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины и продолжается в течение расчетного времени реагирования.

1.5. Средства измерения ТИ и ГДИС

К основным характеристикам измерений относятся *принцип и метод измерений*. Первое – это физическое явление, положенное в основу измерений, второе – совокупность приемов использования принципов и средств измерения. *Средство измерения* – это техническое средство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные метрологические характеристики. При отсутствии необходимого метрологического обеспечения устройство может быть признано только индикаторной измерительной системой, но никак не средством измерения.

Для измерений устьевых технологических параметров (главным образом, давления и температуры) используются как дистанционные, так и автономные измерительные приборы, включая уровнемеры (эхолоты) – для отбивки в затрубном пространстве ствола статических и динамических уровней раздела фаз. При этом точность отбивки динамических уровней зачастую снижена за

счет образования в затрубном пространстве «пены» нефти (или даже «пачек пены»), что не позволяет достоверно оценивать вес столба жидкости в затрубье (без учета распределения его плотности).

Для измерений глубинных технологических параметров используют дистанционные и автономные глубинные приборы, включающие основные датчики давления и температуры, а также дополнительные вспомогательные датчики: расхода и параметров состава (влажмеры, плотномеры, резистивиметры и др.) [8,9,10,11].

1.5.1. Основные характеристики измерительных датчиков давления

Промышленно-технологические и гидродинамические исследования, связанные с контролем разработки месторождений в целом и с контролем эксплуатации пластов и скважин, в частности, в настоящее время обеспечены широким набором аппаратурного (АО) и метрологического (МО) обеспечения.

Наиболее важную роль в системе измерений данных ГДИС-ТИ выполняют датчики давления. Средства аппаратурного обеспечения отечественного и зарубежного производства, наиболее широко применяемые для измерения давления на месторождениях России, представлены в табл. 1.5.1.1

Перечисленные глубинные автономные информационно-измерительные системы (АИИС) и модули стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) предназначены преимущественно для проведения гидродинамических исследований в действующих нефтяных и газовых скважинах (включая возможности проведения автономными датчиками временных исследований непосредственно при работе насосного оборудования в межремонтный период с последующей обработкой накопленных данных). ГДИС нацелены на получение информации об интегральных энергетических и фильтрационных параметрах пластов, оценку характера их вертикальной и горизонтальной неоднородности. Используемые в практике ГДИС датчики относятся к классу манометров, т. е., предназначены для измерения абсолютного либо избыточного давления.

По принципу действия чувствительного элемента датчики давления делятся на механические и электрические.

Среди *механических* датчиков различают *жидкостные* (чаще всего представляющие собой трубку, присоединенные к заполненному жидкостью резервуару), *грузопоршневые* (где давление рабочей жидкости преобразуется в усилие поршня) и *деформационные* (основанные на зависимости деформации чувствительного элемента от давления). Датчики последнего из названных типов получили наибольшее распространение и до недавнего времени широко использовались в практике гидродинамических исследований. Конструкции упругих элементов таких датчиков очень разнообразны. Это могут быть мембраны и мембранные коробки различных форм и конструкций, сифоны, пружины.

Таблица 1.5.1.1

Средства аппаратного обеспечения ГДИС, наиболее широко применяемые в России

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Марка прибора	Изготовитель	Рабочий диапазон по давлению, МПа	Рабочий диапазон по температуре, град.С	Чувствительность по каналу давления, МПа	Погрешность измерения давления, МПа	Погрешность измерения температуры, град.С	Назначение / Время непрерывной работы / Объем памяти / Дискретность	Габариты (диаметр, длина, масса)
Комплекс «ДИНА-А»	«Газпромгеофизика», г. Кимры	25-40-60-80-100	120	0,0005	±0.25%	0,5	В составе комплексной аппаратуры (ТМ, МН, ВЛ,РМ, ЛМ, ГК, ШМ) на проволоке, кабеле или трубах (автономный)	36-38-42 мм, 2400 мм
		80	150	0,0005	±0.25%	0,5		42 мм, 1210 мм
«ИМСП-11, 13, 16»	«Петросервис»	16-25-40-60-100	125-150-170	0.002%	±0.1; 0.25%	0.5-1.0	Автономная запись от 1.5 до 600 суток в зависимости от типа сточника/Количество точек от 60-250-1000 тыс./ Дискретность от 0.3-15 с до 3-15-45 мин	28-32-36-38 мм, 780-1250 мм
		16-25-40-60	85-100	0,001	±0.25%	1		25 мм, 1000 мм, 5 кг
«Микон-107»	ООО «Микон», г. Набережные Челны	16-25-40-60-100	85-125	0,003	0,25	0.25-0.5	От 2 до 60 сут /от 20 до 40 тыс. точек автономной работы	25-32 мм, 1235 мм
«АМТ-08»	ООО «НПП Грант»	16-25-40-60-100	85-125	0,003	0,25	0.25-0.5		

Окончание табл. 1.5.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кварцевый датчик давления: «АМ-1» («РТЛ-6,9»)	Тюменский экспериментальный завод геофизического приборостроения	0-40(60)	0-120(125)	0,001	0,05	0,5	«РТЛ» – Совместно с каналами: ГК, ЛМ (ВЛ, ШМ, РИ, ТА*) – (на кабеле), «АМ» – Автономный/720 час непрерывной работы/от 20 до 688 тыс. точек	38 мм, 1500-2000 мм, 7-10кг
Манометр-термометр «САМТ-02»	ЗАО «СИАМ», г.Томск	25, 40, 60	125	0,0001	±0,15%	0,2	1 год / 2,17млн.точек / минимально – 1 с	32 мм, 600 мм, 3 кг
«МТТ-25»	«БашНИПИнефть», г.Уфа	6-10-16-25-40-60-80	120	0,002	0,10%	0,4		25-28 мм, 950 мм
«КСА-А2-36-80/60	ОАО «НПФ Геофизика», г.Уфа	16-25-40-60	120	0,01	0,10%	0,05		36 мм, 900 мм
«Kuster K8»	Kuster Company, США	100	150	0,0003	0,02%	0,15		32 мм, 630 мм
Силикон-сапфировый «PPS 25»	Pioneer Petrotech Services, Канада	140	125-150-177	0,000003	0,03%	0,3	500 тыс. наборов данных от 1 с до 18 час.	19-32 мм, 229-279 мм
Силикон-сапфировый «PPS 55»		100	125-150-177	0,01%	0,10%	0,5	4 млн. наборов данных	19-24-32 мм, 240 мм
Силикон-сапфировый «PPS 51»		70	130	0,000003	0,03%	0,3	500 тыс. наборов данных от 1 с до 18 час.	19 мм, 120 мм
Кварцевый «PPS 28»		140	150-177	0,00007	0,02%		1 млн. наборов данных от 1 с до 18 час.	24-32 мм, 533 мм
«Phoenix»	Schlumberger	70	125	0,007	0,10%	1,5	Применение – контрольный датчик на ЭЦН	
АЦМ-4М		25	120	0,0001	0,25%	0,2	до 896 суток/ 721 тыс. точек/ от 1 до 99 сек.	
ГеоПАС-МТА-М		25	120	0,0001	0,15%	0,1	/ 65 тыс. точек/ 2 – 65000 сек.	
Фотон	ЗАО «Автограф» г.Йошкар-Ола	40, 60, 100	130, 150	0,001	0,10%	0,5	до 5 лет/ 420 тыс. / 1 – 65535 сек	28 мм, 510 мм, 2 кг

В настоящее время механические датчики практически вытеснены из арсенала ГДИС и повсеместно заменяются электрическими. Этот тип датчиков основан на прямом (без промежуточных механических элементов) преобразовании давления в функционально связанный с ним электрический сигнал.

Одним из наиболее распространенных электрических датчиков являются *тензопреобразователи*. Принцип действия датчиков подобного типа основан на зависимости от измеряемого давления электрического сопротивления вещества, подвергаемого упругой деформации под действием давления (так называемого упругодеформируемого элемента). Известны многочисленные конструкции датчиков подобного типа, отличающиеся формой элемента. Это может быть либо мембрана (рис. 1.5.1.1.а), либо стальная трубка или проволока (рис. 1.5.1.1.б) и т.п. Наиболее часто для изготовления чувствительных элементов датчиков используются различные металлы и сплавы, а также полупроводники.

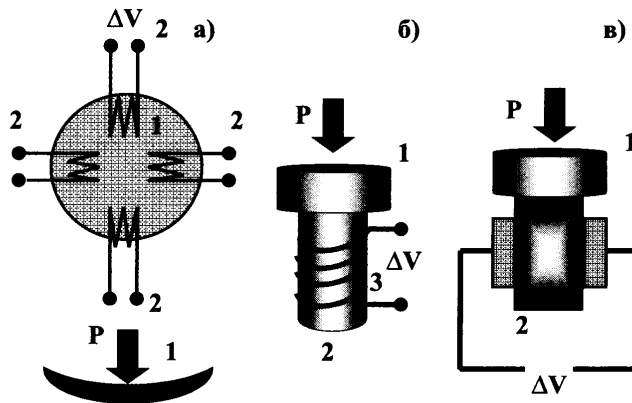


Рис. 1.5.1.1. Схемы конструктивных особенностей наиболее распространенных датчиков давления. а) тензотрический преобразователь на мембране: 1 – мембрана, 2 – тензопреобразователи. б) тензотрический преобразователь на стальном стержне: 1 – поршень, 2 – стержень, 3 – растягиваемая катушка в) пьезокварцевый преобразователь: 1 – поршень, 2 – тензодатчик (кристалл кварца или другого пьезоэлектрика), 3 – электроды. P – прикладываемое к рабочему элементу давление, ΔV – регистрируемый электрический сигнал.

Другими не менее популярными датчиками рассматриваемого типа являются *пьезокварцевые преобразователи*, действие которых основано на пьезоэлектрическом эффекте. Данный эффект связан с появлением электрических зарядов на гранях кристаллов кварца при их деформации вдоль перпендикулярной граням оси. На основе данного типа преобразователя, в частности, может быть реализован резонансный метод измерения давления, позволяющий существенно повысить стабильность и выходные параметры измерительных приборов. Идея метода в следующем. Кристалл кварца, являющийся чувствительным элементом датчика, обладает некоторой собственной частотой коле-

баний. Она зависит от внешнего давления. Приложив к кристаллу некоторое внешнее электромагнитное поле и добившись, чтобы частота поля совпала с частотой, можно добиться резонанса. Таким образом, частота внешнего поля является мерой текущего приложенного к кристаллу давления. Одна из возможных конструкций пьезокварцевого преобразователя изображена на рис. 1.5.1.1.в.

И, наконец, еще одним из известных типов электрических датчиков является емкостный, где от давления зависит емкость рабочей камеры. В одной из наиболее известных конструкций емкостных датчиков чувствительным элементом служит диафрагма, являющаяся элементом емкостного потенциометра.

1.5.2 Основные характеристики измерительных датчиков расхода

Не менее важным параметром, измеряемым при ГДИС, является расход. При измерениях на устье широкое применение находят устройства для определения расхода, конструктивно обеспечивающие изменение толщины струи нефти или газа при их движении через сужающее устройство (диафрагму или сопло). При этом на сужающем устройстве возникает перепад давления, зависящий от расхода.

В частности, для измерения расхода газа при докритическом течении и нефти используются камерные диафрагмы. Схема этого устройства изображена на рис. 1.5.2.1.а. Такое устройство представляет собой камеру переменного сечения. В центре сужения помещена пластина с калиброванным отверстием (диафрагма). Аналогичную роль выполняют штуцеры (рис. 1.5.2.1.б).

При испытании газовых скважин часто используется диафрагменный измеритель критического сечения («ДИКТ») [12]. Данный тип устройства также предусматривает движение потока через диафрагму или штуцер, но при условии, что давление до диафрагмы в два или более раз выше, чем после нее. При этом связь давления и расхода более проста и меньше зависит от внешних факторов.

К числу таких факторов относятся свойства движущегося флюида (плотность, сжимаемость, сверхсжимаемость, вязкость), термобарические условия, а также геометрические размеры струи (диаметр трубопровода, диаметр диафрагмы).

Основным средством глубинных измерений расхода (успешно используемые и при замерах на устье) являются тахометрические или механические (турбинные) расходомеры, широко используемые в практике промыслово-геофизических исследований (ПГИ). В таком расходомере поток рабочей жидкости приводит во вращение турбину, частота вращения которой зависит от скорости потока. Градуировочная характеристика таких устройств, как правило – линейная (для однородных сред). Недостаток – наличие «порога срабатывания» (чувствительность) при малых скоростях потока, вследствие чего нижняя граница диапазона измерения для жидкостных сред в скважинах обычно 5–15 м³/сут.

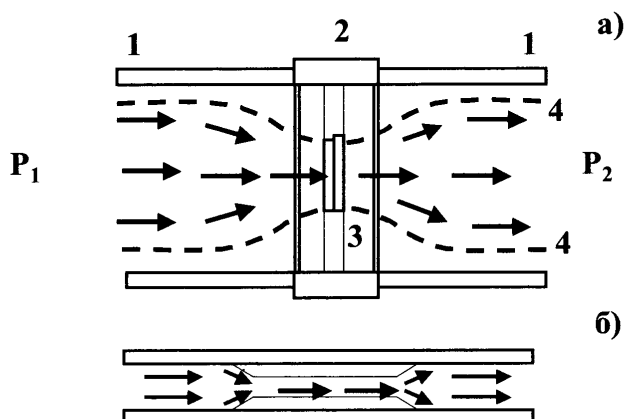


Рис. 1.5.2.1. Устройства для измерения дебита, основанные на сужении струи.
а) камерная диафрагма: 1 – трубопровод, 2 – камера, 3 – диафрагма, 4 – границы движения потока, P_1 , P_2 – давления до и после прохождения потока через диафрагму; б) штуцер. Стрелками показано направление движения потока.

Известны расходомеры, основанные на других принципах, ультразвуковом, тепловом (термоанемометры) и пр. Большинство из рассмотренных устройств эффективны только при однофазном притоке. Измерение расхода многофазного потока представляет собой более сложную техническую задачу.

Традиционный и наиболее распространенный метод оценки количества добытого продукта сложного состава предполагает раздельное измерение дебита жидкости и газа, предварительно разделенных с помощью двухфазных (газ–жидкость) или трехфазных (газ–вода–нефть) сепараторов.

Принципиально другой подход к оценке расхода многофазного потока предполагает решения задачи без применения находящихся в потоке движущихся деталей и разделения фаз. Такому подходу противостоят немалые трудности. Поток, движущийся в скважине, как правило, содержит три фазы (вода, нефть газ), существенно отличающихся по реологическим характеристикам. Поток обычно имеет сложную структуру и нестабилен (характеризуется пульсациями и сменой во времени режимов течения). По этой причине не нашли широкого распространения методы, использующие корреляционные связи фазовых расходных параметров потока и его термобарических характеристик (давления, температуры, градиента давления и пр.).

Одним из наиболее успешных решений задачи оценки расходных параметров при многофазном потоке является фазовый испытатель («Phase Tester») [13, 14]. В конструкции данного измерительного комплекса используется сужающее устройство (трубка Вентури), применяемое в практике исследований однофазных потоков. Принципиальной особенностью фазового испытателя является измерение в месте сужения энергетических спектральных характеристик рассеянного на мишени (протекающем флюиде) гамма-излучения в двух диапазонах энергий.

Принцип измерения иллюстрируется на рис. 1.5.2.2. Одним из основных элементов измерительной секции является трубка Вентури с датчиками температуры, давления и дифференциального давления.

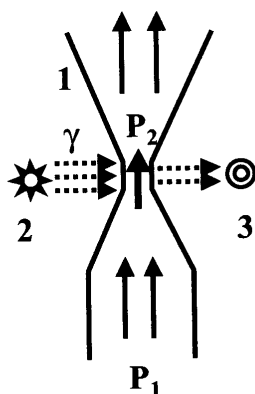


Рис. 1.5.2.2. Принцип работы «фаз-тестера». 1 – трубка Вентури, через которую движется тестируемая смесь, 2, 3 – источник и детектор гамма-излучения, P_1 – давление в трубе до сужения, P_2 – давление в сужении. Стрелками показано направление движения флюида.

С помощью датчиков измеряются температура и давление до сужения и в месте сужения, а также перепад давления между зонами максимального и минимального сечения потока. Перепад давления используется для оценки суммарного дебита.

С одной стороны сужения расположен радиоактивный стационарный источник «жесткого» гамма-излучения, а с другой – сцинтилляционный детектор, связанный с фотоумножителем. С помощью измерителя рассеянного гамма-излучения определяется плотность смеси, а также доли нефти, воды и газа. Градуировочная зависимость для гамма-гамма-метода имеет линейный характер и обратный вид (чем больше плотность среды, тем больше рассеяние гамма-квантов).

Источник излучения испускает гамма-лучи различной энергии. Гамма кванты после прохождения через поток анализируемого флюида регистрируются детектором. За счет взаимодействия с электронами потока часть гамма-квантов поглощается. Вследствие этого энергетический спектр излучения видоизменяется. Характер видоизменения зависит от свойств вещества, которое встречает поток гамма-квантов на своем пути от источника к детектору. Детектор реагирует на гамма-кванты, не поглощенные смесью продукции, отражает эти видоизменения (что является основой определения плотности и состава смеси, протекающей через трубку Вентури). Изменения в области высокоэнергетического излучения определяются преимущественно плотностью смеси, а низкоэнергетического – как составом, так и плотностью. Таким образом, решается задача оценки соотношения всех фаз, движущихся в потоке: нефти, газа и воды.

Схематично обработка результатов измерений выглядит следующим образом. Выбираются два характерных диапазона энергетического спектра в области высоких и низких энергий. Оцениваются затухания интенсивности излучения для двух данных диапазонов. Для обработки может быть использован кросс-плот, на осях которого откладываются значения названных затуханий. Положение точки на данном кросс-плоте относительно осей соответствует конкретному составу смеси, а точнее – долям нефти, воды и газа в смеси (рис. 1.5.2.3). Палетка, изображенная на кросс-плоте, выделяет области, характерные для преобладания отдельных фаз. Рабочая область, отражающая возможные в потоке изменения затухания, имеет форму треугольника. Вершины треугольника соответствуют однофазному потоку. Две опорные линии внутри треугольника соответствуют 50%-концентрации в потоке нефти и воды, газа и жидкости.

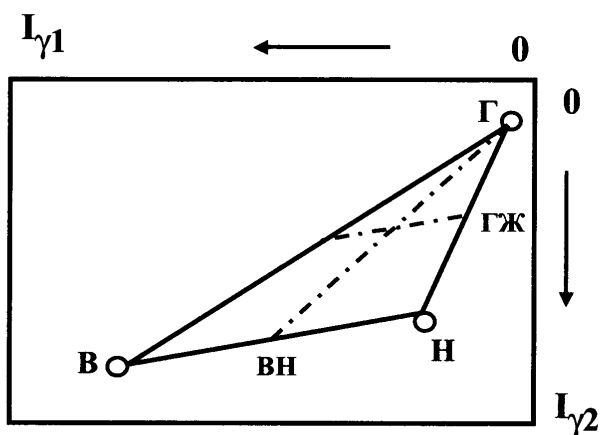


Рис. 1.5.2.3. Палетка для определения состава смеси. $I_{\gamma 1}, I_{\gamma 2}$ – затухания интенсивности гамма-излучения в области высоких и низких энергий; В, Н, Г – точки кросс-плота, соответствующие чистой воде, нефти и газу; ГЖ – опорная линия, соответствующая 50%-содержанию в смеси газа и жидкости; ВН – опорная линия, соответствующая 50%-содержанию воды и нефти.

1.5.3 Критерии эффективности аппаратурного обеспечения ГДИС

Условия применения перечисленного в табл. 1.5.1.1, а также аналогичного аппаратного обеспечения (АО) определяются следующими требованиями:

- наличием подтверждающих паспортные технические характеристики приборов сертификатов, выданных независимой от производителя организацией, специализирующейся в проведении метрологического обеспечения МО (желательно, чтобы ее статус был подтвержден государственным учреждением РФ),

– отсутствием запрета Госгортехнадзора или другого государственного контролирующего органа на использование конкретного технического средства АО в скважинах определенного типа,

– наличием у сервисного предприятия, эксплуатирующего АО и выполняющего исследования на месторождениях, собственного метрологического центра с набором стендовых установок и оборудования, предназначенных для МО всех измерительных каналов (модулей) АО,

– наличием у сервисного предприятия, эксплуатирующего регистрирующие скважинные приборы, документов, подтверждающих периодическое прохождение соответствующих техническим требованиям АО метрологических мероприятий.

Материалы, полученные скважинными средствами измерений с нарушением эксплуатационных требований АО, без соответствующего МО, должны браковаться, либо оцениваться как данные индикаторных исследований (непригодные для количественной интерпретации).

Выбор того или иного скважинного модуля или комплекса определяется: задачами исследований, термобарическими и прочими условиями измерений в стволе скважины, габаритами приборов, технологическими требованиями (например, продолжительностью замеров, скоростью и направлением записи), дискретностью (по времени и глубине) записи.

Рекомендуемые требования для стандартных скважинных средств измерения ГДИС-ТИ приведены в табл.1.5.2.1.

Таблица 1.5.2.1

Рекомендуемые технические характеристики модулей АО для ТИ и ГДИС

Параметр	Методы (измерительные модули скважинной информационно-измерительной системы)				
	основные		вспомогательные		
	термометр	манометр	расходомер	влажномер	резистивиметр
Единица измерения, СИ	град.С	МПа	м ³ /сут	% водосодержания	Сим/м
Относительная погрешность, %	0.5–1%	0.1–0.25%	20%	5% (при $\phi_v < 10\%$)*	5%
Чувствительность	0.01	0.001	3–5%	0.5% (при $\phi_v < 10\%$)*	1%
Диапазон измерения	до 125–150	до 60–100	1 млн.н. м ³ /сут – газ, 1 тыс. м ³ /сут – жидкость	до 60%	до 30
Тепловая инерционность в воде	1 с	–	–	–	–

* ϕ_v – объемная истинная доля воды.

Скважинная информационно-измерительная система (ИИС) включает в себя: а) скважинную (глубинную) аппаратуру с набором датчиков и преобразователей для фиксации геофизических кривых, б) каротажный наземный регистратор (прием, преобразование цифровых сигналов, обработка данных с учетом МО, функции оперативной интерпретации). Функциональными элементами блока регистратора являются: АЦП-адаптер со скважинным модулем, адаптер датчиков привязки по глубине (если выполняются профильные измерения параметров по глубине), пульт оператора, персональный компьютер и специализированное программное обеспечение. МО для скважинных регистраторов предусматривает тестирование при помощи специальных программных средств отдельных блоков и подтверждение соответствия их работоспособности паспортным техническим условиям. Периодичность тестов устанавливается в соответствии с технической документацией и требованиями РД 153-39.0-072-01.

Скважинный модуль содержит: датчики физических полей, корпус прибора с системой уплотнения, измерительные схемы, источник питания, выходные преобразователи сигналов (например, цифроаналоговые – ЦАПы), а также при необходимости центрирующие, прижимные и пакерующие устройства. Современный уровень развития технических средств позволяет говорить о предпочтительных для ГДИС ограничениях в системе скважинных ИИС.

1.5.2. Метрологическое обеспечение средств измерения ГДИС и ТИ

Метрологическое обеспечение скважинных исследований измерительными средствами ТИ-ГДИС предполагает получение в лабораторных условиях с необходимой точностью специальных градуировочных зависимостей (во всем диапазоне измерений) между величиной измеряемого электрического сигнала и физическим параметром метода. Для датчиков давления требуется также введение в зависимость показаний датчика дополнительной поправки за изменение параметра температуры. МО может предусматривать либо периодическое снятие градуировок, либо операции поверки для подтверждения устойчивости паспортных аппаратурных коэффициентов, либо же – получение (калибровку) этих коэффициентов непосредственно в скважине до начала измерений (для механических расходомеров – по серии замеров на разных скоростях записи, например – не менее 3-х замеров, выполняемых при направлении записи, совпадающей с потоком). Для методов оценки состава продукции в стволе (например, влагометрии) эталонировочные зависимости существенно нелинейные и требуют применения сложных метрологических стендов (имитаторов многофазного потока), поэтому эти датчики обычно не калибруются и считаются индикаторами (вспомогательными методами). Первичное получение метрологических зависимостей или параметров выполняется изготовителем аппаратуры, им же нормируются требования по периодичности и условиям выполнения МО.

Другими нормируемыми техническими характеристиками АО являются: диапазон измерений, разрешающая способность по измеряемому параметру, абсолютная и относительная (приведенная) погрешности, термобарические (рабочие) диапазоны, тепловая инерционность, время прогрева (установления рабочего режима), допустимая скорость регистрации по стволу и др.

Последовательность действий при проведении МО для методов ГДИС изложены в [15] а также в руководствах по эксплуатации каждого конкретного прибора. Средства испытаний и измерений, применяемые при МО, должны иметь сертификаты о классе точности и проходить собственные мероприятия по МО, которые оговорены в документации.

К проведению исследований допускаются только те технические средства, которые прошли в метрологическом центре сервисного предприятия все необходимые метрологические процедуры. Интерпретационная служба обязана следить за тем, чтобы сервисные организации своевременно передавали ей в качестве исходных материалов документы о прохождении применяемыми средствами измерений необходимых испытаний по МО (включая градуировочные и поверочные таблицы), а также давать оценку уровня соответствия этих документов паспортным требованиям конкретного АО.

При проведении гидродинамических и технологических исследований необходимо учитывать существующие *требования к следующим техническим средствам измерения (приборам и датчикам)*: интеллектуальные цифровые приборы с микроконтрольным управлением, с внутренней памятью или с дистанционной телеметрией, с автономным питанием или с питанием по сети, возможностью подключения к персональному компьютеру (для передачи накопленной по проведенным инструментальным замерам информации или для визуализации текущих результатов регистрации в режиме «on-line»).

К числу важнейших метрологических характеристик глубинных приборов, применяемых при ГДИС (со снятием КПД – КВД), по которым должны подбираться приборы для конкретных исследований скважин, относятся следующие:

- *чувствительность* – характеризует способность прибора регистрировать на измерение измеряемой величины, например давления;
- *порог чувствительности* – способность прибора вызывать изменение показаний при наименьшем значении измеряемой величины, т.е. характеризует способность прибора улавливать наибольшее изменение измеряемой величины (например, давления);
- *точность* – связана с чувствительностью (чем больше чувствительность, тем больше точность), оценивается отношением суммарной погрешности измерений к истинному значению измеряемой величины;
- *погрешность* – ошибка, отклонение от истинного значения измеряемой величины; различают погрешности: *абсолютную* (разность между результатом измерений и действительным значением измеряемой величины), *относительную* (отношение абсолютной погрешности к истинному значению, в процентах или долях), *приведенную* (отношение абсолютной погрешности к диапазону измерения);

– *диапазон измерений* – верхний и нижний пределы измерений, для которых нормированы допускаемые погрешности, рабочий диапазон прибора.

Метрологические характеристики глубинных манометров и термометров определяются в процессе специальных испытаний – проверок, когда оценивают порог чувствительности, погрешность и поправку по температуре. Результаты заносятся в паспорт прибора. Гарантийное число спусков прибора и сроки повторных проверок указываются в паспорте и должны составлять от 10 до 20 спусков прибора в скважину. При окончательном выборе глубинных манометров для проведения ГДИС по технологии КПД-КВД на основании предварительных (рассчитанных) ожидаемых изменений давлений во времени, сопоставленными с техническими характеристиками приборов, руководствуются следующими критериями.

- Ожидаемое забойное давление в конце (начале) измерений должно находиться в пределах 60–80% от верхнего диапазона предела измерений прибора. Рабочий диапазон прибора по температуре должен соответствовать пластовой температуре и изменению температуры в процессе спуска-подъема прибора в течение проведения ГДИС (с учетом возможных плюсовых и минусовых температур).

- Показания точности и чувствительности прибора должны удовлетворять расчетным ожидаемым значениям для планируемых замеров КПД-КВД, гидропрослушивания и т.п.

- Глубинный манометр должен регистрировать средний темп изменения давления 0.05–0.07 МПа/сут с продолжительностью регистрации до 100 суток и чувствительностью не хуже ± 0.0007 – 0.001 МПа, точностью от ± 0.007 – 0.01 .

- Глубинный термометр должен регистрировать средний темп изменения температуры 1.0 град.С/сут. с продолжительностью регистрации до 100 суток и чувствительностью ниже ± 0.015 С, точностью ниже ± 0.15 С.

- Продолжительность работы прибора на забое должна обеспечивать получение качественных замеров ГДИС. Дискретность записи для автономных приборов может быть от 1 секунды до 10 минут. Дискретность записи стационарных дистанционных измерительных модулей может быть от 1–10 секунд до 10–100 минут (в зависимости от задачи ГДИС). Геофизические кабельные измерительные системы должны обеспечивать непрерывность регистрации с шагом 1–10 секунд.

- При проведении наиболее ответственных ГДИС рекомендуется использование спаренных приборов, когда в скважину одновременно спускаются два манометра и регистрация кривых по технологиям КВД-КПД производится одновременно двумя манометрами, либо же дополнительно должна использоваться устьевая регистрационная система (для контроля режима работы скважины и оценки веса гидростатического столба флюида в скважине).

Приборы для контроля уровня жидкости в добывающих нефтяных скважинах. Рекомендуется использование глубинных приборов с внутренней памятью и возможностью подключения к персональному компьютеру для передачи накопленной информации по проведенным инструментальным замерам. Прибор

должен обеспечивать контроль статического и динамического уровня, регистрацию падения и восстановления уровня, автоматическую регистрацию давления газа в затрубном пространстве на устье скважины.

Наиболее целесообразным при снятии длительных КВУ рекомендуется использование уровнемеров-автоматов, которые после установки требующего режима работы автоматически (без участия оператора) производят контроль уровня и давления в скважине с заданной периодичностью и записью в свою память.

Контроль динамограмм. Для оперативного контроля работы штанговых глубинных насосов (ШГН) должны применяться приборы, позволяющие в полной мере автоматизировать процесс динамометрирования, обеспечивающие контроль динамограмм типа «нагрузка-положение штанга» в рабочем состоянии и при выходе ШГН на режим, а также контролировать утечки в клапанах насоса и в трубах в статическом состоянии, измерять абсолютные значения нагрузок и перемещений полированного штока. Графики динамограмм и числовые данные исследований должны отображаться на графическом индикаторе и передаваться в компьютерную базу данных измерений.

Контроль устьевых давлений и температур. С целью контроля устьевых давлений и температуры рекомендуется использовать устьевые манометры (для наземных исследований с регистрацией измерения давления во времени). Данные показаний манометра должны считываться в компьютер для последующей обработки.

Приборы для отбора глубинных представительских проб. Глубинные пробоотборники предназначены для забора порции конденсата, нефти, воды или водонефтегазовой смеси в процессе испытания и апробирования скважин с целью определения фактического состава флюида в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. Требования, предъявляемые к пробоотборникам:

- диаметр корпуса – 32–36 мм;
- длина прибора – до 2000 мм;
- предельное давление, при котором пробоотборники должны безотказно работать – до 60 МПа;
- объем пробы, отбираемый в одну камеру – не менее 300 см³;
- должен фиксировать закрытие клапанной системы в момент затопления камеры пробоотборника.

Предпочтительнее использовать пробоотборники с электронным блоком датчиков, с системой фиксации запоминания, хранения и считывания информации (с устройством измерения температуры, давления, глубины и времени в точке отбора газа или флюида в стволе скважины).

К применению на производстве разрешается допускать только аттестованные (сертифицированные) органами надзора РФ технические средства ГДИС и ТИ. Метрологическое обеспечение аттестованных измерительных глубинных и наземных средств должно полностью соответствовать паспортным требованиям применяемых технических средств. Контроль за своевременностью проведения необходимого метрологического обеспечения ГДИС и ТИ возлагается на руководство подразделений и служб, выполняющих их эксплуатацию.

1.5.3. Типы глубинных информационно-измерительных систем ГДИС

Мониторинг эксплуатационных параметров в скважине рекомендуется проводить с помощью специализированных глубинных информационно-измерительных систем ГДИС-ТИ, помещаемых в скважину на длительный срок (на период освоения скважины, на межремонтный период и т.д.) и позволяющих получить большой объем детализированной качественной информации без дополнительного проведения спуско-подъемных операций. Подобные системы рекомендуется использовать для технологических и гидродинамических целевых исследований, а также «on-line»-мониторинга эксплуатационных параметров пластов и скважины.

1.5.3.1. Автономные информационно-измерительные системы измерения

Автономные глубинные приборы для ГДИС (спускаемые на проволоке или устанавливаемые стационарно) должны позволять получать результаты измерений параметров давления, температуры после извлечения их из скважины и считывания данных из внутренней памяти прибора. Обычно автономные информационно-измерительные системы (АИИС) спускаются в скважину на проволоке, крепятся на забое с помощью специальных якорей и систем автоотцепов либо устанавливаются непосредственно в элементы конструкции (например, помещаются в карман (мандрель) НКТ под приемом насоса – рис.1.5.3.1) на период освоения или межремонтный период. Длительный период наблюдения существенно повышает достоверность и надежность получаемой информации. Недостатком является существенный разрыв во времени между получением и обработкой данных.

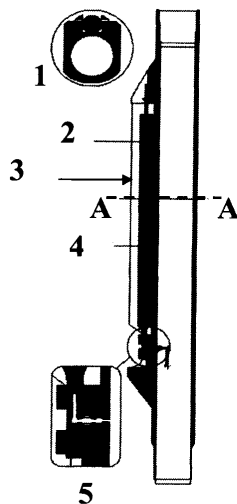


Рис. 1.5.3.1. Принцип крепления автономного модуля манометра в «кармане» хвостовика НКТ. 1 – сечение «А-А», 2 – головка прибора, 3 – специальный карман на хвостовике НКТ для крепления автономных моделей, 4 – корпус прибора автономного манометра-термометра, 5 – рабочая камера датчика, реагирующего на изменения давления в НКТ.

1.5.3.2. Стационарные дистанционные информационно-измерительные системы

Дистанционные глубинные модули для ГДИС, стационарно устанавливаемые на подземном лифтовом оборудовании скважин (обычно на приеме насоса или даже ниже), работающие по кабельной системе (кабелю энергосистемы насоса или дополнительному), позволяют получать результаты измерений параметров: давления, температуры (по возможности еще дополнительно расхода и состава продукции) в режиме «on-line» телеметрии (рис. 1.5.3.2) или в режиме автономной записи.

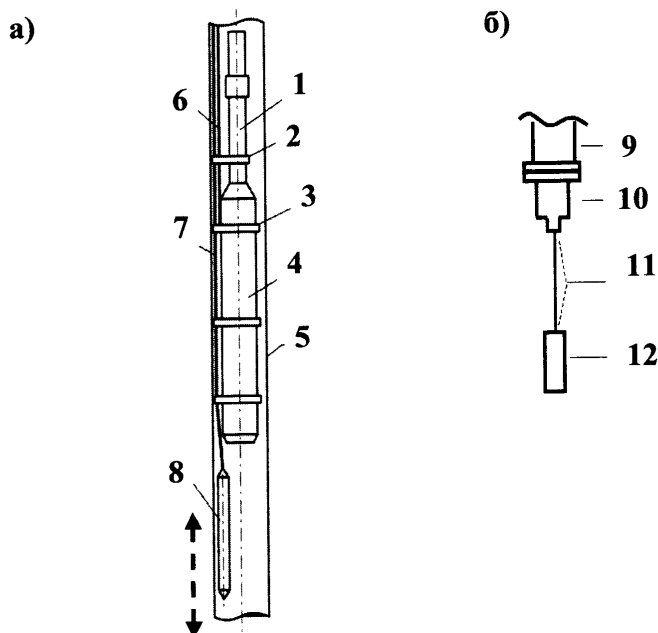


Рис. 1.5.3.2. Схема обустройства скважины механизированного фонда стационарной измерительной системой забойных параметров (давление-температура-состав-расход) на основе: дополнительного геофизического кабеля (а); силового кабеля ЭЦН с подвеской на кабельной вставке под ЭЦН (б). 1 - НКТ, 2 - крепеж кабеля к НКТ, 3 - крепеж кабеля к ЭЦН, 4 - ЭЦН, 5 - обсадная колонна, 6 - силовой кабель, 7 - дополнительный кабель, 8 - комплексный измерительный прибор, 9 - блок телеметрии «БП-103Д», 10 - стыковое оборудование под кабельный наконечник «НГБЦЗ-60», 11 - кабельная оснастка длиной 17,4 м, 12 - геофизический прибор «Сакмар-4Д».

Дистанционные информационно-измерительные системы (СИИС) представляют собой многопараметровые комплексные приборы, позволяющие проводить длительные измерения в скважине в режиме реального времени. К типу СИИС относятся также и контрольные датчики давления-температуры на приеме ЭЦН, предназначенные для технологического контроля насосного оборудования, но после модернизации (улучшения технических и

метрологических характеристик контрольных датчиков) удовлетворяющие минимальным требованиям ГДИС-ТИ мониторинга эксплуатации пласта и скважины (например, использование с указанной целью датчиков «Phoenix» в насосах «Reda» – см. табл. 1.5.1.1).

Для более эффективного использования указанных средств измерений необходимо приурочить циклы снятия информации с датчиков в конкретной скважине к периодам проведения в ней геолого-технологических мероприятий (при пуске, выводе на режим, при остановках и пр.).

1.5.3.3. Стационарные информационно-измерительные системы индивидуального контроля работы пластов при их совместной эксплуатации

Для контроля работы отдельных нефтяных пластов при их совместной насосной эксплуатации единой сеткой скважин (что допускается в ряде случаев при условии обеспечения непрерывного мониторинга работы пластов) в настоящее время разработаны и применяются специальные стационарные ИИС (СИИС), устанавливаемые в кровле каждого дренируемого пласта на якорях с помощью устройств автоотцепов (рис. 1.5.3.3). Принцип работы таких измерительных устройств проиллюстрирован на рис. 1.5.3.4.

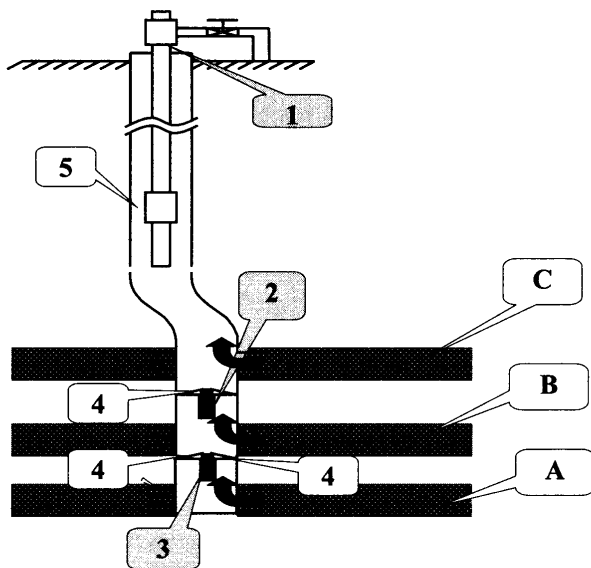


Рис. 1.5.3.3. Система мониторинга забойных параметров (давление–температура–расход–состав) глубинными автономными измерительными комплексами, устанавливаемыми ниже ЭЦН на якорных устройствах с помощью автоотцепов (для скважин, совместно эксплуатирующих многопластовую залежь). 1 – промышленные данные Q, P, T, W для группы пластов «А, В и С»; 2 – автономный прибор (Q, P, T, W – параметры) для группы пластов «В и С», 3 – автономный прибор (Q, P, T, W –параметры) для пласта «А»; 4 – якоря; 5 – насос (ЭЦН или ШГН).

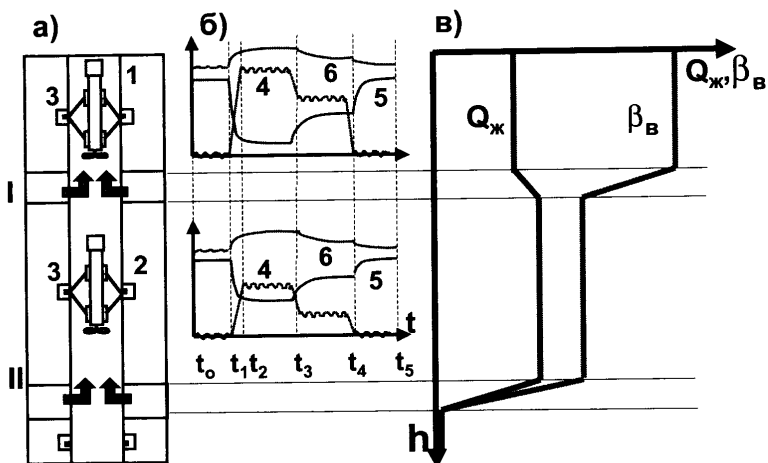


Рис. 1.5.3.4. Принцип работы системы мониторинга скважины, совместно эксплуатирующей двухпластовую залежь (пласты I и II): а) схема расположения измерительных приборов (1, 2 – модули информационно-измерительной системы в кровле пластов I и II; 3 – муфты НКТ); б) – показания измерительных приборов 1 и 2 (4 – расход, 5 – давление, 6 – температура); t_0 – включение прибора; t_1 – запуск скважины на технологический режим; t_2, t_3 – перевод скважины на режим уменьшенного отбора; t_4 – остановка скважины; t_5 – выключение прибора; в) профили изменения дебита жидкости $Q_{ж}$ и расходного содержания воды $\beta_{в}$ по стволу.

Многодатчиковая модульная измерительная система устанавливается в кровле каждого вскрытого пласта на якорях с помощью автоотцепа, спускаемого на проволоке или каротажном кабеле. После достижения необходимой глубины якорное устройство на автоотцепе раскрывается и жестко закрепляется на обсадных трубах, удерживая комплекс измерительных приборов. Контроль фиксации прибора с якорем в колонне осуществляется путем шаблонирования автоотцепом, после чего последний поднимается на поверхность и может быть использован для установки других приборов на якорю. После завершения измерительного цикла на геофизическом кабеле в скважину спускается ловушка для снятия якоря, которая при контакте с головкой якоря захватывает его. Затем осуществляется подъем якоря с прибором на поверхность – для считывания и обработки информации.

Установка приборов на якорю производится при плановом или внеочередном ремонте подземного оборудования (смене насоса) в заглушенной скважине. Последовательный спуск автономных приборов в кровлю каждого разрабатываемого пласта производится сервисной службой перед спуском в скважину насоса. Затем скважина выводится на технологический режим эксплуатации. Извлечение приборов из скважины производится сервисной службой при последующем ремонте. В процессе эксплуатации скважины в межремонтный период ведутся непрерывные замеры давления и температуры, а также расхода одного из параметров состава (например, с помощью резистивиметра или влагомера).

Ограничением данной схемы мониторинга является возможность считывания измеренных данных только в период смены насоса при подъеме ЭЦН (т.е. примерно раз в 2–8 месяцев). Применение автономных средств измерения и возможность дискретного снятия информации только после подъема оборудования являются одним из основных недостатков данной системы измерения. В будущем данный недостаток может быть устранен благодаря развитию современных средств беспроводной телеметрии.

Но даже сейчас применение автономных измерительных систем значительно удешевляет систему мониторинга (по сравнению с аналогами на кабеле) и делает ее доступной для массового применения на месторождениях. В первую очередь можно рекомендовать применение данной системы для опорной сети скважин (примерно 20–30% от добывающего совместного фонда) в относительно высокодебитных скважинах (дебиты жидкости свыше 50 м³/сут). Параллельно система наблюдения обеспечивает высокоточную регистрацию динамических параметров работы скважины: непрерывных кривых изменения забойного давления, температуры и дебита жидкости.

В течение всего межремонтного периода проводится единовременное циклическое исследование, включающее: снятие индикаторной диаграммы – «ИД» (при изменении режима работы насоса) и кривой восстановления уровня – «КВУ» (при технологических перерывах работы). Если скважина до снятия «ИД» работала на технологическом режиме, ее оставляют работать на данном режиме не менее 10 часов. Затем меняют расход в последовательности 60–70%, 30–40% от технологического с помощью изменения режима насоса (время работы на каждом режиме не менее 10 часов). После этого скважину снова переводят на технологический режим отбора. Если скважина до снятия «ИД» простаивала, то расход меняют в последовательности 30–40%, 60–70%, 100% от технологического. Время работы скважины на каждом режиме не менее 10 часов.

То есть фактически с учетом неизбежных при эксплуатации технологических перерывов выполняются полноценные гидродинамические исследования скважин, что позволяет определять фильтрационно-емкостные свойства пласта, скин-фактор, изменения пластового давления, оценивать геометрию резервуара и т.п.

Для контроля работы принимающих пластов в эксплуатационном фонде скважин при использовании *оборудования одновременно-раздельного отбора или закачки* (рис. 1.5.3.5) применяются системы индивидуального контроля работы скважины с установкой съемных автономных глубинных модулей манометров-термометров в специально обрудованных мандрелях напротив пластов. Контролируемые параметры – забойное давление и температура в заштуцированном (отделенном от ствола скважины) пространстве. Управление расходом в пласты осуществляется путем настройки по давлению системы забойных штуцеров.

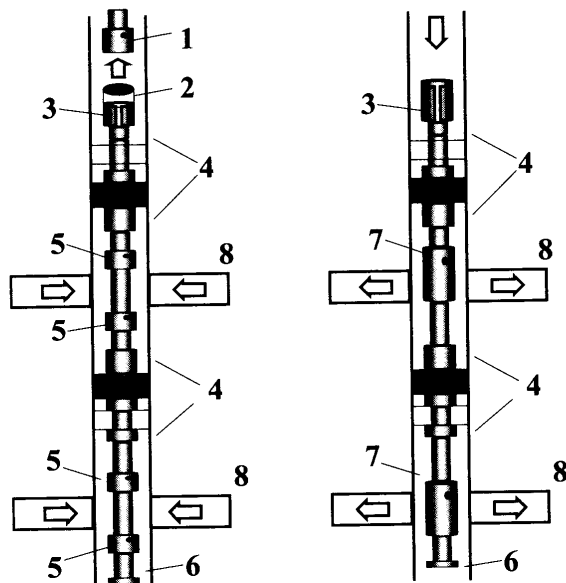


Рис. 1.5.3.5. Схема оборудования скважины при одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. а) добывающая скважина; б) нагнетательная скважина. 1 – погружной насос, 2 – клямошламоуловитель, 3 – инструмент посадочный, 4 – пакер, 5 – перепускной клапан, 6 – заглушка, 7 – скважинная камера, 8 – продуктивные пласты.

Литература к главе 1

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002.
2. РД 153-39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений
3. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений
4. РД 153-39.0-007-96. Регламент составления проектных технологических документов Регламент гидродинамических исследований нефтедобывающих и водонагнетательных скважин на нефтяных и нефтегазовых месторождениях. ЗАО «Юкос-ЭП», N13-C01-01. М., 2002.
5. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.
6. Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов. Проект национального стандарта, Вестник ЦКР, №2, 2007г.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М., Недра, 1973, 246 с.
8. Вольпин А.С. Обзор современных автономных глубинных манометров и оборудования для гидродинамических исследований. В кн. «Современные гидродинамические исследования». ИНБ, М., 2004.
9. Кулагина Т.Е., Камартинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин, Томск 2004, 340 с.
10. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998, 303 с.

11. Эрлагер.Р Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М, 2007, 512 с.
12. Гриценко А.И., З.С.Алиев, О.М.Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А.Зотов. Руководство по исследованию скважин. М., Наука, 1995, 522 с.
13. Э. Тоски, Б.В. Ханссен, Д. Смит, Б. Теувени. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией, Нефть и капитал, Технологии ТЭК, декабрь 2003 г.
14. М. Metwalli Hassan, М. Bekkoucha, М. Abukhader, Production Well Testing Optimization Using Multiphase Flow Meters (MPFM), Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5-8 November 2006, Abu Dhabi, UAE, Paper SPE. № 101475-MS.
15. РД 153-39.0-072-01, в руководстве «Метрологическое обеспечение ГИС», авт.: Блюменцев А.М., Калистратов Г.А. и др. М., «Недра», 1991, 263 с.,

ГЛАВА 2

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

В настоящем разделе рассматриваются наиболее важные физические свойства горных пород и пластовых флюидов, влияющие на процессы, происходящие в пластах и скважинах в период эксплуатации месторождений. От этих параметров существенно зависят технологические особенности и информативность гидродинамических исследований.

2.1. Физические свойства пластовых флюидов

2.1.1. Нефти и природные газы

Основными компонентами нефти и природного газа являются углеводороды типа алканов (C_nH_{2n+2}). При стандартных условиях (давлении 0.1013 МПа и температуре 20°C) углеводороды до C_4 находятся в газообразном состоянии, от C_5 до C_{16} жидкости. Существенную роль в составе пластовых углеводородов играют циклоалканы (C_nH_{2n+2}), а также неуглеводородные компоненты: углекислота (CO_2), сероводород (H_2S), азот (N_2) – табл. 2.1.1.1.

Таблица 2.1.1.1

Характеристика основных компонент нефти и природного газа [1,2,3]

№	Компонент	Химическая формула	Молекулярная масса	Критическая температура [K°]	Критическое давление [МПа]	Ацентрический фактор
1	Метан	CH_4	16.042	190.55	4.604	0.013
2	Этан	C_2H_6	30.068	305.43	4.880	0.0986
3	Пропан	C_3H_8	44.094	369.82	4.249	0.1524
4	Н-Бутан	nC_4H_{10}	58.120	425.16	3.796	0.201

№	Компонент	Химическая формула	Молекулярная масса	Критическая температура [K°]	Критическое давление [МПа]	Ацентрический фактор
5	Изо-Бутан	iC ₄ H ₁₀	58.120	408.13	3.647	0.1848
6	Н-Пентан	nC ₅ H ₁₂	72.151	469.65	3.369	0.2539
7	Изо-Пентан	iC ₅ H ₁₂	72.151	460.39	3.381	0.2223
8	Гексаны	C ₆ H ₁₄	86.178	507.35	3.013	0.3007
9	Гептаны	C ₇ H ₁₆	100.198	540.15	2.736	0.3498
10	Октаны	C ₈ H ₁₈	114.22	568.76	2.486	0.4018
11	Азот	N ₂	28.016	126.26	3.398	0.040
12	Водород	H ₂	2.016	33.25	1.296	0.0
13	Гелий	He	28.96	132.46	3.648	0.0
14	Водяной пар	H ₂ O	18.016	647.30	21.408	0.0
15	Кислород	O ₂	32.00	154.78	5.08	0.019
16	Сероводород	H ₂ S	34.082	373.6	9.007	0.100
17	Углекислота	CO ₂	44.011	304.2	7.381	0.231

Ацентрический фактор характеризует отклонение молекул вещества от шарообразной формы.

2.1.2. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию

Итак, природные нефть и газ представляют собой сложную смесь углеводородов, которые в зависимости от термобарических условий могут находиться в газообразном, жидком или двухфазном состоянии. В соответствии с этим залежи нефти и газа подразделяются на однофазные и двухфазные [1].

Однофазные залежи могут быть чисто газовые, газоконденсатные или нефтяные. Нефтью принято называть все углеводороды, которые в условиях пласта находятся в жидком состоянии. Углеводороды с атомами углерода в молекуле в количестве 5 и выше (C₅⁺) составляют основу товарной нефти.

Основные углеводородные компоненты природного газа – это метан, этан, пропан и бутаны (не выше C₅⁺), которые и в условиях пласта, и в стандартных условиях находятся в газообразном состоянии.

Газоконденсатные залежи наряду с природным газом содержат тяжелые углеводороды (выше C₅⁺). Углеводороды этой группы в условиях пласта могут находиться в газообразном состоянии, но переходить в жидкую фазу при снижении давления (т.е. при ретроградной конденсации).

Нефтяные пласты могут содержать газ. Но этот газ находится в растворенном состоянии и выделяется только при снижении давления в процессе разработки залежи.

Двухфазные залежи характеризуются совместным присутствием нефти и газа в условиях пласта. При этом газоносную область залежи называют «газовой шапкой». Из соотношения размеров нефтяной и газовой частей залежи подразделяют на газонефтяные и нефтегазовые. Если в составе газовой шапки газонефтяной (нефтегазовой) залежи содержится конденсат, залежь называют газоконденсатонефтяной (нефтегазоконденсатной).

Даже такая подробная классификация является условной, если учесть тот факт, что в природных условиях в пластах могут встречаться самые разнообразные смеси углеводородов, свойства которых меняются непрерывным образом. При обосновании таких классификаций ориентируются на разделение углеводородов на группы, находящихся в различном состоянии в условиях пласта, забоя скважины и поверхности (в так называемых стандартных условиях) [2,3].

2.1.3. Основные характеристики пластовых углеводородов как термодинамических систем

Природные нефти и газы являются сложными *термодинамическими системами*. Одной из наиболее важных характеристик термодинамической системы является ее *состояние* – т. е. совокупность физических параметров, по которым можно отличить одну систему от другой, а также проследить за изменениями, которые протекают в системе при взаимодействии с окружающей средой [4,5,6].

Любая система обладает некоторым запасом энергии. Часть этого запаса « E », определяемая внутренними свойствами системы (в противовес энергии, которая определяется внешними силовыми полями), называется «внутренней энергией».

Основными *параметрами состояния* термодинамической системы являются давление (P), температура (T) и компонентный состав. Они полностью и однозначно определяют состояние системы и потому называются «независимыми». Температура и давление относятся к числу так называемых *потенциалов взаимодействия*. Потенциал конкретного взаимодействия (передачи энергии в определенной форме) – это параметр, различие в котором вызывает именно данное взаимодействие. Температура определяет тепловое взаимодействие, давление – деформационное (механическое) взаимодействие.

Перечисленные независимые параметры определяют целую гамму свойств углеводородной смеси, таких как общий (V), удельный (V_m) и молярный (V_μ) объемы, энтропия (S_T), энтальпия (I_T), теплоемкость (C) и пр. Названные физические величины могут быть выражены через параметры состояния, т. е. являются *функциями состояния*.

Под «удельным объемом» понимают объем единицы массы вещества. «Молярный объем» это объем 1 кмолья вещества, т. е. количества килограммов вещества, численно равного его молекулярному весу.

Важным понятием термодинамики является понятие об обратимых и необратимых термодинамических процессах. При «обратимом» процессе мы можем изменить состояние системы, совершив некоторую работу, и вернуть систему в исходное состояние, затратив работу той же величины, но обратного знака.

Соответственно, при «необратимом» процессе переход системы в исходное состояние невозможен. Второй закон термодинамики постулирует, что таким является любой реальный процесс. Для его количественного описания вводится специальная термодинамическая характеристика системы – «энтропия».

Энтропия является термодинамической функцией, дифференциал которой для обратимого процесса равен отношению подведенной к системе теплоты (dQ_T) к температуре (T).

$$dS_T = \frac{dQ_T}{T} \text{ или } dQ_T = TdS_T, (2.1.3.1)$$

Энтальпия является суммой внутренней энергии и произведения давления на общий объем:

$$I_T = E_T + pV, (2.1.3.2)$$

Теплоемкость определяется как отношения дифференциалов теплоты и температуры:

$$C = \frac{dQ}{dT}. (2.1.3.3)$$

Различают удельную (C_m), молярную (C_μ) и объемную (C_V) теплоемкости.

Теплоемкость системы зависит не только от ее конкретного состояния, но и от того, каким способом эта система была переведена в это состояние. В частности, различают удельные теплоемкости при постоянном давлении (C_V) (для изобарного процесса) и постоянном объеме (C_p) (для изохорного процесса).

Если система не обменивается с окружающей средой ни веществом, ни энергией, она является «изолированной». Система, которая не обменивается с окружающей средой теплотой, называется «адиабатной».

В изолированной системе со временем прекращается видимый макроскопический обмен энергией и веществом, т. е. система приходит в «равновесное» состояние.

Отдельные части термодинамической системы могут отличаться по компонентному и фазовому составу.

Термодинамическим процессом называется изменение состояния термодинамической системы при ее взаимодействии с окружающей средой. Если при термодинамическом процессе происходят нарушения внутреннего равновесия

в системе, процесс называется «неравновесным». Если таковыми нарушениями в конкретном случае можно пренебречь – система считается «равновесной».

2.1.4. Основные уравнения термодинамики

Энергетическое состояние термодинамической системы описывается *первым законом термодинамики* [4,5], согласно которому сообщаемая системой теплота (dQ) равна сумме приращения внутренней энергии системы (dE_T) и совершенной системой работы против внешних сил (A). Принято считать работу положительной, если при ее совершении внутренняя энергия системы уменьшается (т.е. система совершает работу над окружающей средой)

$$dQ = dE_T + A . \quad (2.1.4.1)$$

Для частного случая расширения системы под действием внешних сил (именно так приближенно описывается поведение смеси углеводов в пластике при его выработке) соотношение (2.1.4.1) принимает вид

$$dQ = dE_T + pdV . \quad (2.1.4.2)$$

Или с учетом (2.1.3.1):

$$TdS = dE_T + pdV . \quad (2.1.4.3)$$

Уравнение состояния определяет связь зависимых параметров состояния равновесной системы от независимых. Для описания поведения углеводородных смесей используется уравнение состояния «термического» типа $f(p, V, T)=0$.

Для идеального газа уравнение состояния имеет вид:

$$pV = \mu_m \cdot RT \quad \text{или для 1 моля вещества}$$

$$pV_\mu = RT , \quad (2.1.4.4)$$

где R – универсальная газовая постоянная, μ_m – количество молей вещества, занимающих объем V .

Для реального газа и жидкостных смесей это уравнение принимает вид:

$$pV = \mu_m Z \cdot RT \quad \text{или для 1 моля вещества}$$

$$pV_\mu = Z \cdot RT , \quad (2.1.4.5)$$

где Z – так называемый коэффициент «сверхсжимаемости». Этот параметр является сложной термодинамической функцией и зависит от состава углеводо-

родной смеси, температуры и давления. Поэтому уравнение в форме (2.1.4.5) не раскрывает сложного процесса взаимодействия компонент углеводородной смеси.

Для решения этой задачи используются уравнения более сложной структуры. Одним из наиболее известных классических уравнений этого типа является уравнение Ван-дер Ваальса, которое для 1 моля вещества имеет вид:

$$\left(p + \frac{a}{V_{\mu}^2}\right)(V_{\mu} - b) = RT, \quad (2.1.4.6)$$

где a и b – это так называемые постоянные Ван-дер Ваальса. Параметр a характеризует внутреннее давление газа или жидкости, обусловленное силами сцепления между молекулами. Величина b учитывает уменьшение объема между молекулами, связанное с силами отталкивания.

Одной из наиболее совершенных современных модификаций данного уравнения является уравнение Пэнга-Робинсона:

$$p = \frac{RT}{V_{\mu} - b} - \frac{a}{V_{\mu}(V_{\mu} + b) + b(V_{\mu} - b)}. \quad (2.1.4.7)$$

Значения параметра определяются параметрами компонент смеси: критической температурой, критическим давлением, акцентрическим фактором.

2.1.5. Фазовые диаграммы

Фазовое состояние пластового флюида может меняться в зависимости от термобарических условий. Закономерности изменения фазового состояния удобно описывать фазовыми диаграммами. Фазовая диаграмма [2,4] представляет собой зависимости между термодинамическими параметрами (температурой, давлением, удельным объемом и пр.), на которые дополнительно наносятся области существования разных фаз. Границы раздела между ними фактически определяют термобарические условия, при которых соответствующие фазы могут находиться в равновесии. Поэтому их называют «кривыми фазового равновесия». Фазовое состояние однокомпонентного (чистого) вещества описывается обычно диаграммами «давление – температура» и «давление – удельный объем».

Диаграмма «давление – температура» изображена на рис. 2.1.5.1. Кривая 1 (плавления) на этой диаграмме отделяет область существования вещества в твердом и жидком состоянии. Кривая 2 (парообразования) отделяет области жидкого и газообразного состояния, кривая 3 (сублимации) – твердого и газообразного состояния. Точка, где параллельно существуют три фазы, называется тройной (точка «Н» на рис. 2.1.5.1). Точка, соответс-

твующая максимальным температуре и давлению, при которых жидкая и газовая фазы существуют совместно, называется критической (точка «С» на рис. 2.1.5.1).

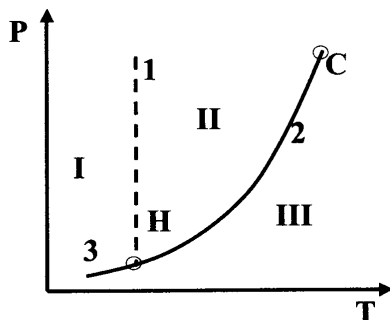


Рис. 2.1.5.1. Диаграмма «давление – температура» для однофазного вещества. 1 – кривая плавления, 2 – кривая насыщенного пара, 3 – кривая сублимации; H – тройная точка, C – критическая точка; I, II, III – области существования твердой, жидкой и газовой фаз.

На рис. 2.1.5.2 изображены изотермы в координатах «давление – объем». Область, ограниченная пунктирными кривыми 1 и 2, представляет собой область существования двухфазной смеси. При этом кривая 1 является геометрическим местом точек росы, а кривая 2 – геометрическим местом точек кипения для данного вещества. Кривые 1 и 2 пересекаются при критических температурах и давлениях «точка С». Каждая изотерма, если ей соответствует температура ниже критической, делится этой областью на три участка: «I» и «III» – существования вещества исключительно в жидком и газообразном состоянии, «II» – существования вещества в двухфазном виде. В этой области по мере увеличения удельного объема происходит изменение соотношения жидкой и газовой фаз (в диапазоне от чистой жидкости до чистого газа). При этом давление в смеси не меняется.

Ниже на рис. 2.1.5.3–2.1.5.5 изображены фазовые диаграммы для многокомпонентных смесей различного состава в координатах «давление – температура». Изображенные на рисунках кривые соответствуют различным равновесным концентрациям жидкой и газовой фаз. Все приведенные зависимости обладают сходной особенностью. На каждой диаграмме есть диапазон температур и давлений, где концентрация жидкости не уменьшается с падением давления, а наоборот, возрастает. Существенное различие между приведенными типами смесей определяется взаимным расположением этой области и зон характеризующих термобарические условия в скважине и пласте.

Рис. 2.1.5.3 характеризует смесь, называемую «сухой газ». Такая смесь для типичных условий пласта (точка «X»), забоя скважины (точка «Y») и сепаратора (точка «Z») всегда находится в газообразном состоянии.

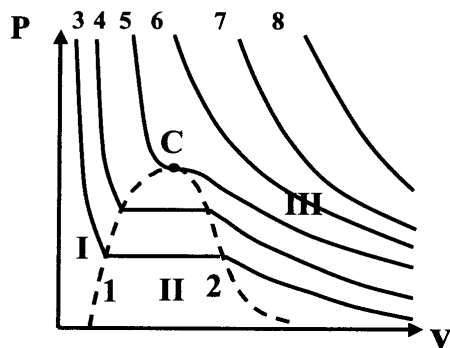


Рис. 2.1.5.2. Изотермы «давление–объем» для однофазного вещества. 1 – линия кипения, 2 – линия росы, 3–8 – изотермы, расположенные в порядке роста температуры; «С» – критическая точка; I, II, III – зоны нахождения вещества в жидком, двухфазном и газообразном состоянии.

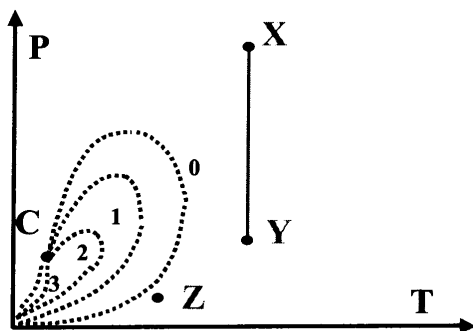


Рис. 2.1.5.3. Диаграмма «давление – температура» для смеси «сухой газ». 0 – линия точек росы; 1, 2, 3 – линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 1,25 и 50%); С – критическая точка; X, Y, Z – точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора.

Рис. 2.1.5.4 характеризует смесь «конденсатный газ». Такая смесь находится в газообразном состоянии только в пласте. Термобарические условия скважины попадают в инверсную (так называемую ретроградную) зону, где снижение давления приводит к увеличению содержания жидкости (газоконденсата) в стволе.

Аналогичные ретроградные процессы характерны и для смеси тяжелых углеводородов (нефти). Но они наблюдаются при температурах и давлениях существенно больших, чем типичных для скважины и пласта. Поэтому при снижении давления в процессе движения нефти по пласту и в стволе объемное содержание жидкой фазы в смеси падает. На рис. 2.1.5.5 приведена фазовая диаграмма для смеси, которая известна как – «черная нефть».

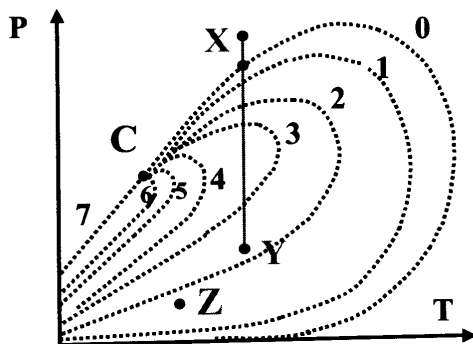


Рис. 2.1.5.4. Диаграмма «давление–температура» для смеси «конденсатный газ». 0 – линия точек росы; 1–6 – линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 5, 10, 15, 20, 30, 40%); 7 – линия точек кипения; С – критическая точка; X, Y, Z – точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора.

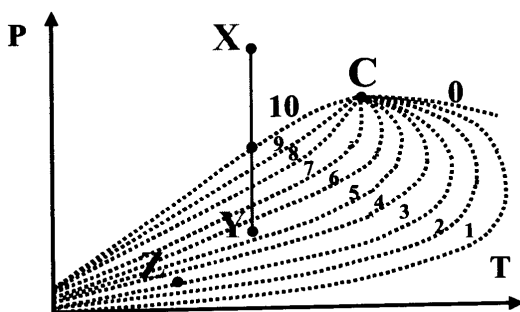


Рис. 2.1.5.5. Диаграмма «давление – температура» для смеси «черная нефть». 0 – линия точек росы; 1–9 – линии, соответствующие равновесной концентрации жидкой фазы (соответственно 10–90%); 10 – линия точек кипения; «С» – критическая точка; X, Y, Z – точки, соответствующие условиям пласта, забоя скважины и сепаратора.

2.1.6. Свойства пластовых флюидов

В практике ГДИС используется целый спектр параметров, определяющих соотношение фаз, плотность, реологические и другие свойства пластовых флюидов.

Необходимые для моделирования данные о компонентном составе флюида и свойствах компонент определяются при анализе пластовых проб. Эта же информация используется для обоснования корреляционных связей между параметрами. Поэтому направление промыслово-геофизического контроля,

связанное с отбором и анализом глубинных и поверхностных проб (так называемых РVT исследований), несмотря на свою специфику тесно связано с теорией и практикой ГДИС.

2.1.6.1. Условия определения свойств пластовых флюидов

Свойства флюидов могут быть оценены в условиях поверхности и в глубинных (пластовых) условиях. Свойства в пластовых условиях реально соответствуют происходящим в пласте процессам, их оценка является основной задачей исследований пластовых флюидов. Свойства флюида в поверхностных условиях отличаются от пластовых. Причина не только в различии термобарических условий на глубине и на поверхности. При поверхностном отборе проб происходят необратимые изменения в флюиде, в частности из жидкости выделяется растворенный газ. Тем не менее анализу поверхностных проб придается большое значение. Причина не только в относительной простоте и дешевизне подобных исследований. Результаты анализа проб в поверхностных условиях являются некоторым эталоном (стандартом), позволяющим сравнивать между собой результаты исследований друг с другом.

Общеприняты следующие параметры термобарических стандартных условий: давление 1 физическая атмосфера (0.1013 МПа), температура 1°С.

2.1.6.2. Удельный, молярный объем, плотность

Объем, занимаемый единицей массы (моля) вещества называется *удельным* V_m (молярным V_μ) объемом. Величина молярного объема при заданных термобарических условиях однозначно определяется уравнением состояния.

Плотность однородного вещества определяется его массой в единице объема. *Средняя плотность*, определяется как отношение массы вещества в этом объеме m к его объему V , средняя молярная плотность – как отношение массы моля m_μ к молярному объему V_μ . Размерность плотности [кг/м³]

$$\gamma = \frac{m}{V} = \frac{m_\mu}{V_\mu} . \quad (2.1.6.1)$$

В практике ГДИС нередко используется понятие *относительной плотности*. Относительная плотность представляет собой отношение плотности флюида в текущих термобарических условиях к плотности эталонного флюида. Для жидкости в качестве эталонного флюида используется дистиллированная вода, для газа – воздух в стандартных условиях. Поэтому данная характеристика газа носит название «*относительная плотность по воздуху*».

$$\gamma_{отн} = \frac{\gamma}{\gamma_{возд}} . \quad (2.1.6.2)$$

2.1.6.3. Вязкость

Вязкостью (внутренним трением) называется свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

Рассмотрим два параллельных слоя жидкости (газа), движущихся друг относительно друга со скоростью Δw . Слои соприкасаются по поверхности S , расстояние между серединами слоев Δz . По поверхности слоев действует тангенциальная сила трения F .

Согласно закону вязкого трения Ньютона

$$F = -\eta \frac{\Delta w}{\Delta z} S \quad (2.1.6.3)$$

(знак «-» указывает, что сила трения направлена в сторону, обратную скорости).

Коэффициент пропорциональности η носит название *коэффициента динамической вязкости*.

Величина, обратная η , носит название *коэффициент текучести*.

Отношение динамической вязкости к плотности называется *кинематической вязкостью*.

$$\nu = \frac{\eta}{\gamma} \quad (2.1.6.4)$$

2.1.6.4. Параметры, характеризующие растворимость газа в нефти

Характерной особенностью пластовой нефти является наличие в ней растворенного газа. Существует некоторое пороговое давление ($P_{нас}$), ниже которого из нефти при ее изотермическом расширении начинает выделяться растворенный в ней газ. Это давление называют *давлением насыщения*. Процесс выделения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения называют *разгазированием*.

Для изучения процесса разгазирования пробу пластовой нефти подвергают снижению давления и температуры (так называемой сепарации) [2]. При «стандартной» сепарации пробу нефти, взятую в условиях пласта, подвергают однократному процессу дегазации при так называемых стандартных условиях (температуре 20°C и давлении 0.1013 МПа). При «ступенчатой» сепарации процесс снижения температуры и давления проводят в несколько этапов (циклов).

Давление насыщения увеличивается с ростом температуры и зависит, также, от состава углеводородной смеси (причем существенно влияет содержание

как тяжелых, так и легких фракций). Величина $P_{нас}$ растет с увеличением доли в нефти высокомолекулярных компонент, а также с повышением концентрации легких компонент, плохо растворяющихся в нефти.

Вследствие влияния растворенного газа плотность нефти в пластовых условиях, как правило, выше плотности дегазированной нефти. Соответственно удельный и молярный объемы в условиях пласта больше, чем на поверхности $V_{м_пл} > V_{м_см}; V_{\mu_пл} > V_{\mu_см}$. Это связано с тем, что в составе природного газа преобладают легкие углеводородные газы.

В условиях поверхности нефть дегазируется, что приводит к повышению ее плотности. Для описания пластовой нефти используются параметры: *плотность в условиях пласта* γ и *плотность в поверхностных (стандартных, атмосферных) термобарических условиях* $g_{см}$.

Процесс разгазирования характеризуется *растворимостью газа в нефти* R_p , – объема газа растворенного в единице объема нефти. Причем названные объемы определяются в стандартных условиях. Величина растворимости определяется по формуле:

$$R_p = \frac{V_{г_см}}{V_{н_см}}, \quad (2.1.6.5)$$

где – $V_{г_см}$ – объем газа в стандартных условиях, выделившийся при разгазировании, $V_{н_см}$ – оставшийся после разгазирования объем нефти.

Коэффициент растворимости газа (r_p) определяет количество газа, растворяющегося в единице объема нефти при увеличении давления (P) на единицу

$$r_p = \frac{R_p}{P} = \frac{V_{г_см}}{V_{н_см} \cdot P}. \quad (2.1.6.6)$$

Важной характеристикой растворимости является *газовый фактор (ГФ)* или отношение объема газа, выделившегося при стандартной сепарации, к объему дегазированной нефти, *находившейся до дегазации при давлении выше давления насыщения*.

Таким образом, газовый фактор – это максимальное газосодержание, которое может иметь нефть заданного компонентного состава. Оно достигается, когда давление в пласте равно или более давления насыщения. При снижении давления ниже величины $P_{нас}$ из нефти начинается выделение растворенного газа, газосодержание падает и становится меньше газового фактора. Чем сильнее снижено давление в пласте, тем сильнее газосодержание отличается от газового фактора.

С величиной газосодержания тесно связан коэффициент объемного расширения нефти, представляющий собой отношение объема нефти в условиях пласта V_n к объему дегазированной нефти (в стандартных условиях) $V_{н_см}$

$$B_o = \frac{V_{н_пл}}{V_{н_см}} = \frac{\gamma_{см}}{\gamma}. \quad (2.1.6.7)$$

При дегазации объем нефти уменьшается, поэтому величина коэффициента объемного расширения всегда больше 1.

От газодержания зависит также значение такой важной характеристики нефти в условиях пласта, как сжимаемость, определяющая упругие свойства флюида.

Этот параметр характеризует изменение объема флюида $\Delta V_{\text{под}}$ воздействием изменения давления ΔP .

$$\beta = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (2.1.6.8)$$

V – первоначальный объем.

Размерность данного параметра [МПа⁻¹].

Сжимаемость воды в условиях пласта составляет порядка 0.0006 МПа⁻¹. Сжимаемость нефти β_n в зависимости от состава, температуры и давления меняется в диапазоне от 0.002 до 0.01 МПа⁻¹. Значения β_n увеличиваются с ростом температуры и падают с ростом давления.

Легкие компоненты нефти характеризуются большей сжимаемостью (до 1.5 10⁻² МПа⁻¹), чем тяжелые (порядка 5 10⁻³ МПа⁻¹).

2.1.6.5. Параметры газа (газоконденсатной смеси)

Коэффициент сверхсжимаемости является основным параметром, характеризующим газоконденсатную смесь. Зависимость этого параметра от температуры и давления для легкой (метановой) фракции хорошо описывается расчетной зависимостью [3]:

$$Z = (0.4 * \lg T_{np} + 0.73)^{P_{np}} + 0.1 * P_{np}, \quad (2.1.6.9)$$

где P_{np} и T_{np} – так называемые приведенные температуры и давления,

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нкр}}; T_{np} = \frac{T}{T_{нкр}}, \quad (2.1.6.10)$$

где P и T – текущие температуры и давления, $P_{нкр}$ и $T_{нкр}$ – так называемые псевдокритические значения параметров смеси, определяющие критические параметры гипотетического однородного флюида, который соответствует (с известной долей приближения) реальной смеси.

Известно много способов приближенной оценки псевдокритических параметров, наиболее удачными являются соотношения [3]:

$$P_{нкр} = 0.006894(709.604 - \frac{M}{28.96} 58.718)$$

$$T_{нкр} = \frac{(170.491 + \frac{M}{28.96} 307.44)}{1.8} \quad (2.1.6.11)$$

При $P < 30 \text{ МПа}$

$$P_{нкр} = (50 - 5.0 \frac{M}{28.96}) 0.0980665$$

$$T_{нр} = 125(\frac{M}{28.96} + 1), \quad (2.1.6.12)$$

где M – молекулярная масса смеси.

Среди наиболее важных характеристик природного газа следует также назвать *объемный коэффициент газа*, определяемый как отношение объемов, занимаемых газом при пластовых и стандартных условиях:

$$B_{o_z} = \frac{V_{z_пл}}{V_{z_ст}}. \quad (2.1.6.13)$$

Расчетное соотношение для величины B_{o_z} легко получить из уравнения состояния:

$$B_{o_z} = \frac{z \cdot TP_{ст}}{z_{ст} T_{ст} P}, \quad (2.1.6.14)$$

Индекс «ст» (при температуре, давлении и коэффициенте сверхсжимаемости) относится стандартным условиям (температура 20°C , давление 0.1013 МПа).

2.1.6.6. Корреляционные зависимости для физических свойств

В практике ГДИС для оценки физических свойств наряду со сложными моделями многокомпонентных углеводородных систем широко используются упрощенные корреляционные зависимости, описывающие взаимосвязь физических свойств от термобарических условий и состава углеводородной смеси, а также связывающие друг с другом выборочные группы свойств [7÷16].

Рассмотрим наиболее типичные корреляции, используемые в практике ГДИС.

Свойства насыщенной нефти (модель «черная нефть»)

Насыщенная нефть представляет собой смесь жидкой фазы и растворенного в ней газа. Ее состояние характеризует величины *газосодержания*, определяющего долю растворенного в нефти газа и *давления насыщения*, определяющего предельное давление, ниже которого газосодержание смеси начинает снижаться.

Давление насыщения, $P_{нас}$ является функцией температуры, давления и состава углеводородной смеси. Последний факт отражается в зависимости ве-

личины $P_{нас}$ от газового фактора и плотности дегазированной нефти. Известно большое число корреляционных связей, используемых для оценки данного параметра. На рис 2.1.6.1 приведены три из них, которые используются наиболее часто: а) Standing, б) Vasques & Beggs, в) Lasater & Standibg.

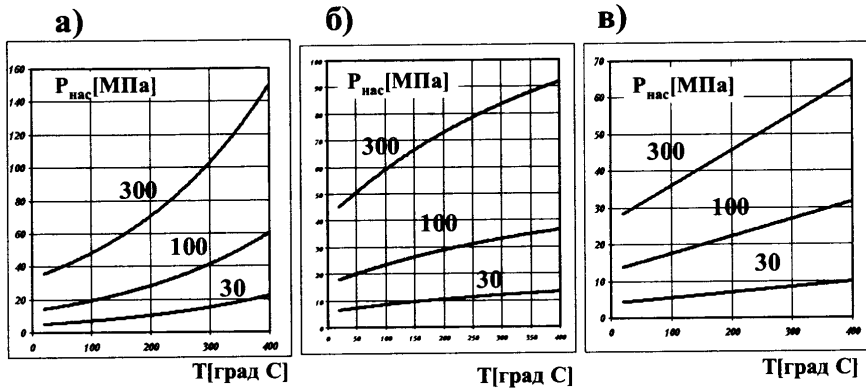


Рис. 2.1.6.1. Зависимости давления насыщения $P_{нас}$ [МПа] от температуры T [град C] и газового фактора $ГФ$ [$м^3/м^3$] (шифр кривых) а) Standing, б) Vasques & Beggs, в) Lasater & Standibg; Плотность дегазированной нефти $860 \text{ кг}/м^3$.

Перечисленные связи одинаково отражают особенности поведения давления насыщения в зависимости от термобарических условий: рост с увеличением температуры и газового фактора. Однако результаты оценки давления по каждой из них существенно отличаются друг от друга. Это очень типично для подобного рода зависимостей. Каждая из них получена на основе ограниченного числа проб пластового флюида, при влиянии специфических факторов, влияние которых трудно учесть и формализовать. Данный пример показывает, что прежде чем использовать ту иную связь при интерпретации ГДИС ее следует настроить на условия конкретного исследуемого пласта на основе анализа проб пластового флюида.

Рассмотрим теперь более подробно корреляционную связь зависимости *газосодержания* от термобарических условий. При давлении выше давления насыщения эта величина является постоянной и равной газовому фактору. При снижении давления ниже давления насыщения количество растворенного в нефти газа монотонно снижается, достигая минимальных значений при атмосферном давлении. При прочих равных условиях значения уменьшаются с ростом температуры (рис. 2.1.6.2, Standing).

С газосодержанием тесно увязаны другие характеристики насыщенной нефти, и прежде всего – *объемного коэффициента «В»* и *плотности*.

Зависимость *объемного коэффициента* от давления немонотонна (рис. 2.1.6.3, Standing). Экстремума данная зависимость достигает при давлении, равном давлению насыщения. При давлении, меньшем, чем давление насыщения, коэффициент объемного расширения растет с увеличением давления. Сказывается фактор увеличения в нефти количества растворенного

газа. Чем оно больше, тем больше разница в плотности между пластовой и дегазированной нефтью. При давлении большем давления насыщения содержания газа, растворенного в нефти не меняется. Превалирует фактор сжатия нефти, увеличивающий ее плотность в условиях пласта и приближающий ее к пластовой. Влияние фактора приводит к плавному снижению значения « B » с ростом давления.

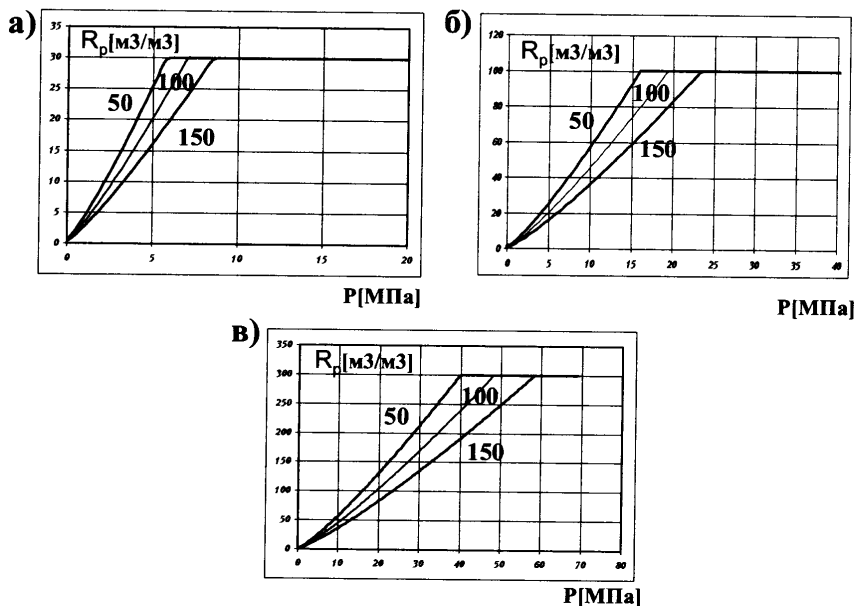


Рис. 2.1.6.2. Зависимость газосодержания R_p от давления P при газовом факторе нефти 30 (а), 100(б) и (300) м³/м³. Шифр кривых – температура в град С. Плотность дегазированной нефти 860 кг/м³. (по данным Standing)

Практически во всем диапазоне давлений значения параметра « B_0 » увеличиваются с ростом температуры. Исключение составляет начальный участок диапазона давлений, где при высоком газовом факторе зависимость объемного коэффициента от температуры – обратная.

Аналогичным образом выглядит зависимость *плотности* насыщенной нефти от давления. При давлении ниже давления насыщения плотность падает от давления. При давлении выше давления насыщения плотность растет. Повышение температуры, как правило, приводит к снижению плотности (рис. 2.1.6.4, Beggs & Robinson). Исключение составляют нефти с высоким газовым фактором при низких давлениях (рис. 2.1.6.4.в).

Наиболее часто используемая зависимость для оценки вязкости насыщенной нефти изображена на рис. 2.1.6.5 (Beggs & Robinson). Согласно данной зависимости наиболее существенными факторами, влияющими на вязкость, являются давление, температура и газовый фактор. Величина вязкости определяется также плотностью дегазированной нефти, определяемой содержанием в нефти жидких углеводородов.

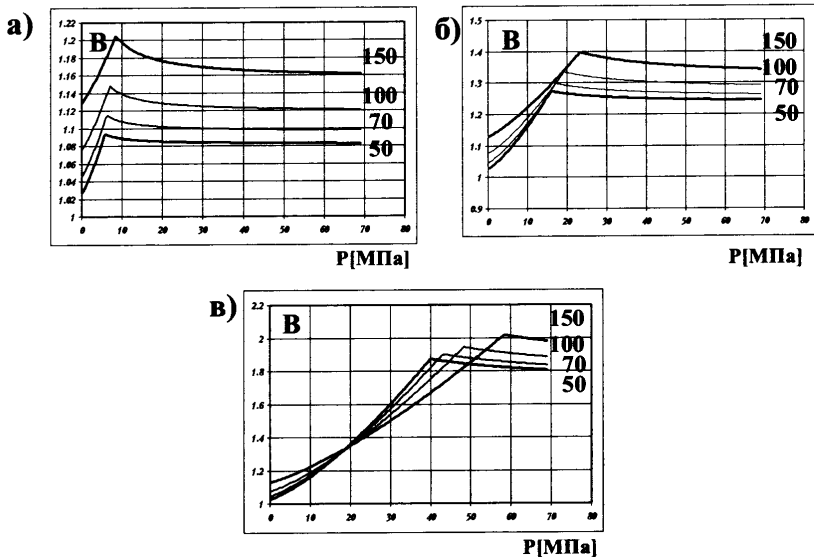


Рис. 2.1.6.3. Зависимость объемного коэффициента B_0 от давления P при газовом факторе нефти 30 (а), 100(б) и (300) $\text{м}^3/\text{м}^3$. Шифр кривых – температура в град С. Плотность дегазированной нефти $860 \text{ кг}/\text{м}^3$ (по данным Standing)

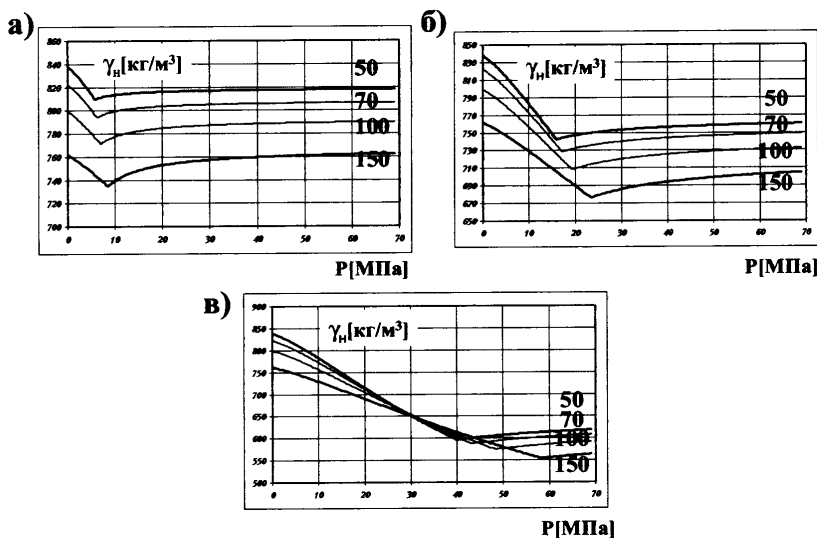


Рис. 2.1.6.4. Зависимость плотности γ_n от давления P при газовом факторе нефти 30 (а), 100(б) и 300 (в) $\text{м}^3/\text{м}^3$. Шифр кривых – температура в град С. Плотность дегазированной нефти $860 \text{ кг}/\text{м}^3$ (по данным Beggs & Robinson)

Зависимость вязкости от давления немонотонна. Излом зависимости происходит при достижении давления значения давления насыщения. При давлении меньше давления насыщения вязкость падает с ростом давления. Это

связано с тем, что с увеличением давления в флюиде увеличивается доля растворенного газа, снижающего внутреннее трение. При достижении давления насыщения доля газа в нефти при дальнейшем росте давления уже не увеличивается. Вязкость начинает расти.

При прочих равных условиях вязкость падает с увеличением температуры.

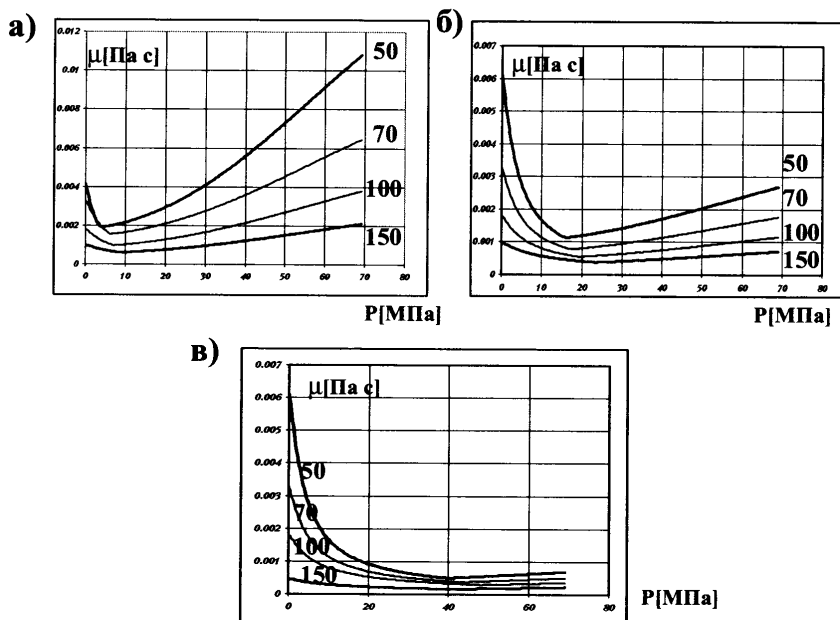


Рис. 2.1.6.5. Зависимость динамической вязкости μ от давления P при газовом факторе нефти 30 (а), 100 (б) и 300 (в) $\text{м}^3/\text{м}^3$. Шифр кривых – температура в град С. Плотность дегазированной нефти $860 \text{ кг}/\text{м}^3$ (по данным Beggs & Robinson).

Свойства сухого газа

Среди наиболее часто используемых в практике ГДИС связей, описывающих свойства сухого газа, следует назвать зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z от температуры и давления.

На рис. 2.1.6.6 изображены две из них (Дранчук, рис. 2.1.6.6а, Beggs & Brill, рис. 2.1.6.6б). Как следует из рисунка, результаты оценки параметра Z с помощью данных связей очень близки. Параметром зависимостей данного типа является относительная плотность газа по воздуху, равная в данном случае 0.7. Для сухого газа преимущественно из легких фракций использование подобных связей является альтернативой расчетам на основе псевдокритических параметров.

Плотность газа функционально связана со сверхсжимаемостью. Графики, иллюстрирующие зависимость этого параметра от температуры и давления, приведены на рис. 2.1.6.7.

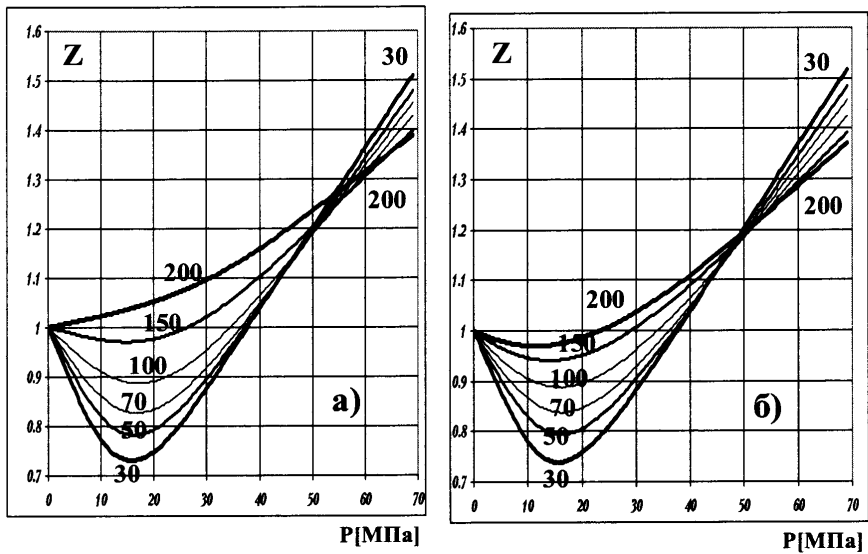


Рис. 2.1.6.6. Зависимости коэффициента сверхсжимаемости сухого газа от температуры (шифр кривых) и давления. а) Дранчук, б) Veggs&Brill, зависимости справедливы для относительной плотности газа по воздуху 0.7 кг/м^3 .

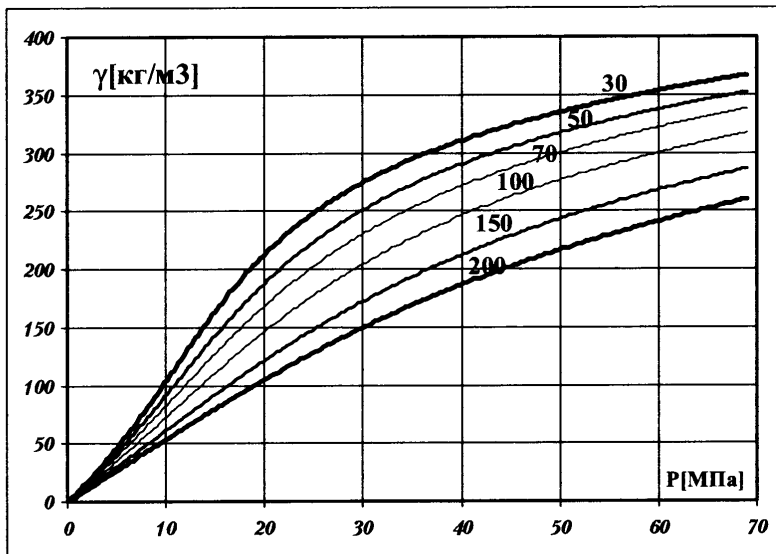


Рис. 2.1.6.7. Зависимость плотности сухого газа от температуры (шифр кривых) и давления для относительной плотности газа по воздуху 0.7 кг/м^3 .

На рис. 2.1.6.8 изображены зависимости вязкости сухого газа от температуры и давления по результатам, полученным: Lee (2.1.6.8.а) и Carr (2.1.6.8.б).

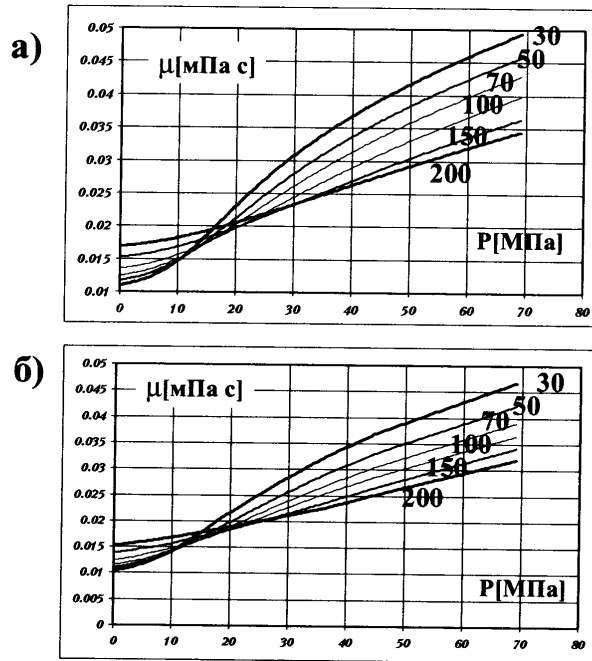


Рис. 2.1.6.8. Зависимость вязкости сухого газа от температуры (шифр кривых) и давления для относительной плотности газа по воздуху $0,7 \text{ кг/м}^3$, корреляции Lee (а) и Carr (б).

Свойства воды

На рис. 2.1.6.9 представлены корреляционные связи для расчета объемного коэффициента воды по ее минерализации и температуре, полученные различными авторами: Meehan&Ramey (а), Gjuld (б) и McCain (в). Видно, что диапазон сжимаемости сравнительно невелик и зависимость от температуры не столь явная, как для газонефтяных смесей. Следует еще раз обратить внимание на различие результатов расчетов, получаемых по зависимостям разных авторов, и на необходимость настройки корреляционных связей на конкретный объект на основе проб пластового флюида.

На рис.2.1.6.10 представлены связи для расчета плотности воды в зависимости от ее минерализации (шифр кривых) и давления при температуре 70°C (а), 100°C (б) и 150°C (в).

На рис.2.1.6.11 представлены связи для расчета вязкости воды в зависимости от минерализации (шифр кривых) и температуры по результатам, полученным Meehan&Ramey (а), Van Uingen Freek (б) и Гельмгольцем (в).

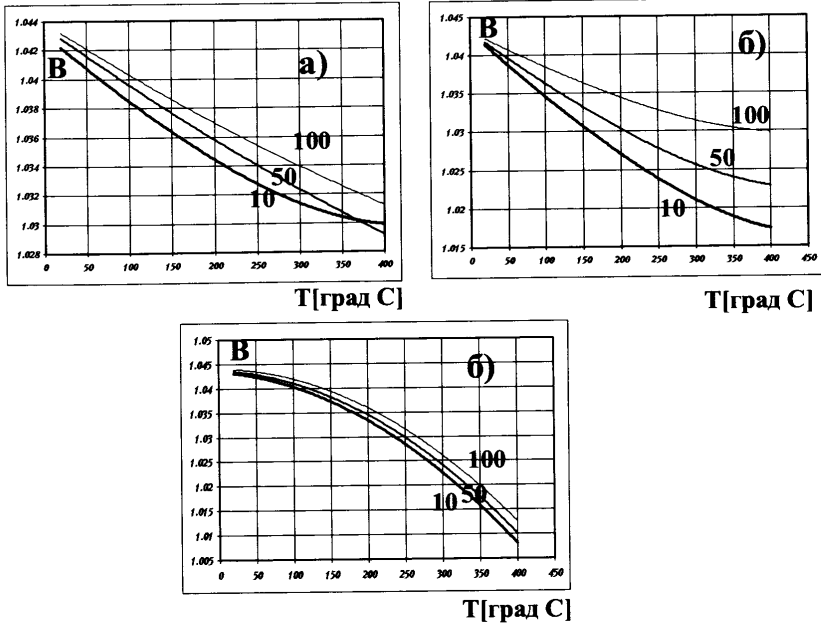


Рис. 2.1.6.9. Зависимость объемного коэффициента воды от минерализации [г/л] (шифр кривых) и температуры; корреляции Meehan&Ramey (а), Gjuld (б) и McCain (в).

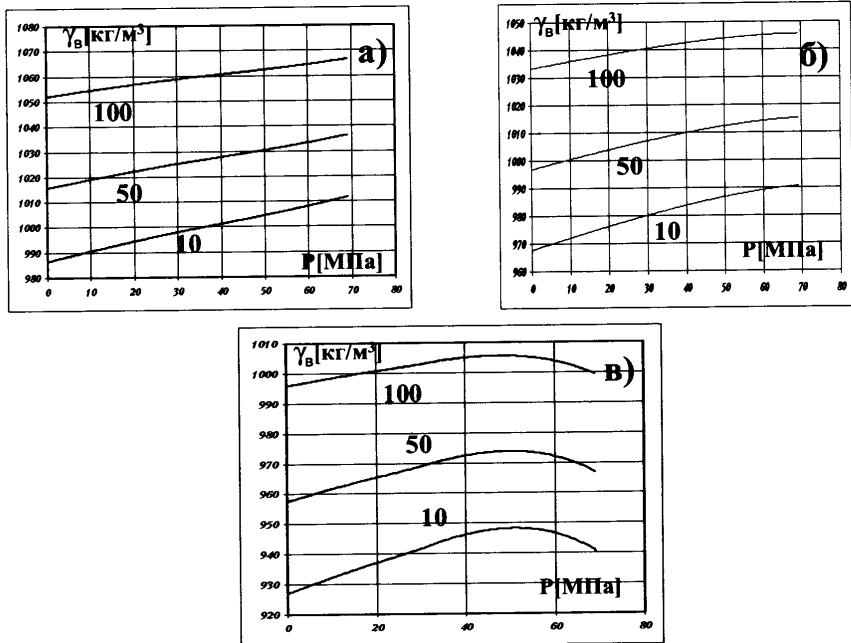


Рис. 2.1.6.10. Зависимости плотности воды от ее минерализации (шифр кривых) и давления при температуре 70°C (а), 100°C (б) и 150°C (в).

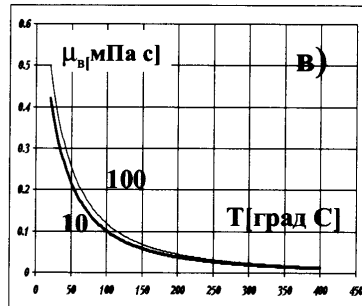
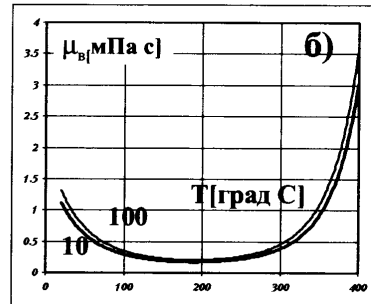
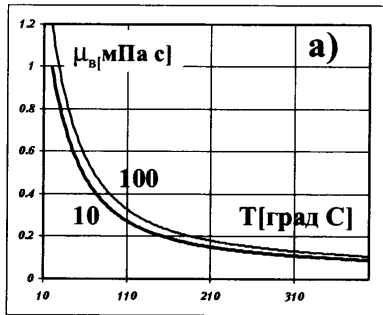


Рис. 2.1.6.11. Зависимости вязкости воды от ее минерализации (шифр кривых) и температуры по результатам, полученным Meehan&Ramey (а), Van Uingen Freek (б), и Гельмгольцем (в).

2.2. Фильтрация в пористой среде. Модель пористой среды

Фильтрация – это процесс движения пластового флюида (находящихся в пласте жидкостей, газов или их смесей) по пустотам в горных породах (порах, трещинам, кавернам).

Для того чтобы фильтрация была возможна, пустоты должны быть связаны между собой (то есть соединяться в поровые каналы) и иметь достаточный размер (чтобы воздействующие на пласт при эксплуатации внешние силы смогли преодолеть внутреннее трение). Горная порода, в которой возможна фильтрация, называется *коллектором*.

Поровое пространство коллектора имеет сложное строение. В нем есть как изолированные так и соединяющиеся друг с другом пустоты. При этом размер пустот очень невелик (от единиц до нескольких десятков мкм), а поверхность очень большая (десятки тысяч квадратных метров на один кубический метр породы).

2.3. Фильтрационные и емкостные характеристики коллекторов

К числу фильтрационных и емкостных характеристик коллекторов относятся гранулометрический состав, пористость, просветность, проницаемость, капиллярные свойства, удельная поверхность, упругие (механические) свойства.

2.3.1. Емкостные характеристики коллектора

Основными емкостными характеристиками коллекторов являются гранулометрический состав, пористость, просветность

Гранулометрический состав – это количественное содержание в породах частиц разного размера. Для типичного коллектора размеры слагающих его частиц составляют от 0.01 до 1 мм. Размеры 0.001 мм и менее типичны для глинистых частиц. Основным и наиболее совершенным способом определения гранулометрического состава является седиментационный анализ. Его результаты могут быть представлены в виде кривой суммарного состава, кривой распределения частиц породы по размерам и гистограмме (рис. 2.3.1.1).

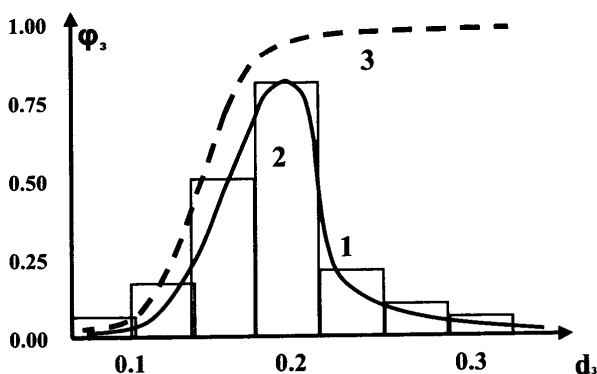


Рис. 2.3.1.1. Результаты гранулометрического анализа: d – диаметр зерен, ϕ_3 – доля фракции в общем составе. 1 – распределение зерен по размерам; 2 – гистограмма, 3 – суммарный состав.

Пористость горной породы характеризует наличие в ней пустот (пор). Коэффициент *общей пористости* – это отношение суммарного объема пор в образце породы к общему объему этого образца.

$$K_{II} = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}, \quad (2.3.1.1)$$

Коэффициент *открытой пористости* ($K_{П_отк}$) рассчитывается как отношение объема открытых (сообщающихся) пор к общему объему образца. Коэффициент *эффективной пористости* ($K_{П_эф}$) рассчитывается аналогичным образом, но принимаются во внимание открытые поры, по которым может происходить фильтрация флюида. Значение этого параметра зависит от типа фильтрующегося флюида.

Названные типы пористости характеризуются соотношением [17,18]:

$$K_{П} > K_{П_отк} > K_{П_эф} . \quad (2.3.1.2)$$

Под *просветностью (поверхностной пористостью)* плоского сечения однородной пористой среды понимают отношение площади просветов в сечении к площади сечения

$$\sigma = \frac{\Delta S}{S} . \quad (2.3.1.3)$$

Среднее по всем направлениям значение просветности равно пористости.

2.3.2. Проницаемость коллекторов

Проницаемость горной породы характеризует способность породы к фильтрации флюида. Первые эксперименты по фильтрации были проведены французским исследователем Анри Дарси [19–24]. Результатом исследования течения воды через вертикальные песчаные фильтры (рис. 2.3.2.1) стал широко известный закон фильтрации:

$$Q = k_{\phi} \frac{\Delta H_{Г}}{L} S , \quad (2.3.2.1)$$

где Q – объемный расход жидкости через вертикальный песчаный фильтр длины L и площади сечения S , $\Delta H_{Г}$ – разность гидравлических напоров воды на верхней и нижней границе фильтра.

Учитывая низкие скорости фильтрации в порах фильтра, при оценке напора пренебрегают его скоростной составляющей:

$$\Delta H_{Г} \approx \frac{\Delta P}{\gamma g} , \quad (2.3.2.2)$$

где ΔP – разность давлений на верхней и нижней границе фильтра, γ – плотность воды, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

Коэффициент пропорциональности k_{ϕ} в соотношении (2.3.2.1) получил название коэффициента фильтрации. Как следует из данного соотношения, данный коэффициент имеет размерность скорости.

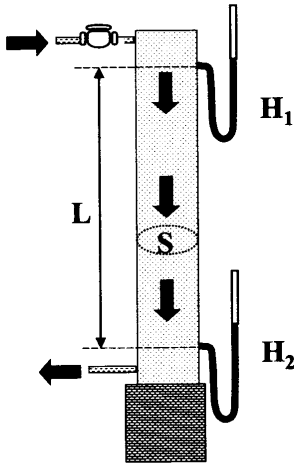


Рис. 2.3.2.1. Эксперимент А.Дарси по исследованию фильтрации воды через вертикальные песчаные фильтры. H_1, H_2 – датчики (ртутные манометры) для изменения напора воды; L – расстояние между датчиками, S – площадь сечения фильтра. Стрелками показано направление движения воды.

Коэффициент фильтрации определяет влияние свойств как флюида, так и пористой среды. Это приемлемо при использовании этого параметра в гидрогеологии и гидротехнике, рассматривающих поведение однокомпонентного однофазного флюида с практически неизменными свойствами.

Для описания фильтрации в нефтегазовых пластах удобнее иметь дело с характеристикой пласта, на которую в большей степени влияют свойства самого коллектора. С помощью эксперимента применительно к данным условиям получено следующее соотношение:

$$Q = \frac{k \Delta P}{\mu L} S, \quad (2.3.2.3)$$

где μ – динамическая вязкость пластового флюида, k – проницаемость.

Как следует из (2.3.2.1), (2.3.2.2) и (2.3.2.3), коэффициент фильтрации и проницаемость связаны соотношением

$$k_{\phi} = \frac{\rho g}{\mu} k. \quad (2.3.2.4)$$

Запишем (2.3.2.3) в виде

$$w = \frac{Q}{S} = \frac{k \Delta P}{\mu L}. \quad (2.3.2.5)$$

Соотношение (2.3.2.5) определяет абсолютную величину скорости фильтрации w .

Следует подчеркнуть, что величина w не является реальной скоростью движения флюида в пористой среде. Поток флюида как бы распределяется по всему объему пористой породы в предположении, что движение флюида

происходит как в порах, так и в пределах скелета коллектора. При этом в соответствии с гипотезой сплошности (3.1.1) свойства флюида и пористой среды считаются непрерывно распределенными и по всему объему.

Отношение проницаемости пласта к динамической вязкости называют *подвижностью* пласта $v = \frac{k}{\mu}$.

2.3.3 Особенности фильтрации многокомпонентного (многофазного) флюида

Пластовый флюид обычно имеет сложный компонентный и фазовый состав. *Компонентой* называется часть флюида, имеющая одинаковый вещественный (молекулярный) состав. *Фазой* называется часть флюида, не имеющая внутренних поверхностей раздела (то есть резких отличий по компонентному составу или агрегатному состоянию).

Под *абсолютной проницаемостью* понимают проницаемость пористой среды при фильтрации в ней одной фазы. Исходя из физического смысла закона Дарси, величина абсолютной проницаемости не должна зависеть от того, какой тип однородного флюида фильтруется через породу. Однако данные экспериментов свидетельствуют, что такая зависимость имеет место. Это связано с тем, что любой флюид в той или иной степени взаимодействует с пористой средой. Это может проявляться в уменьшении сечения поровых каналов за счет разбухания глинистых частиц, закупоривания каналов и пр. Единственным типом флюида, фильтрация которого практически не влияет на пористую среду, является газ. Поэтому именно этот тип флюида используют для экспериментальной оценки коэффициента абсолютной проницаемости, при этом абсолютную проницаемость обычно отождествляют с *проницаемостью по газу* k_r .

«Абсолютной» называют также иногда проницаемость, определенную для однофазной жидкости («*абсолютная проницаемость по нефти* – k_H », «*абсолютная проницаемость по воде* k_B »). Но при этом необходимо понимать, что это не абсолютная проницаемость в строгом смысле, так как ее величина зависит от конкретного типа фильтрующегося флюида.

Фазовой проницаемостью ($k_{ФН}$, $k_{ФВ}$, $k_{ФГ}$) называют проницаемость пород для конкретной фазы, при наличии в порах других фаз. Смысл этого параметра для фильтрации водонефтяной смеси поясняется графиком на рис.2.3.3.1. На этом графике изображены кривые изменения фазовых проницаемостей по воде и нефти в зависимости от коэффициента нефтенасыщенности K_H (коэффициента водонасыщенности $K_B = 1 - K_H$). При максимально возможной нефтенасыщенности (наличии в порах только связанной воды) проницаемость по нефти максимальна, а по воде равна нулю. При уменьшении нефтенасыщенности (росте водонасыщенности) проницаемость по нефти уменьшается, а по воде растёт. При остаточной нефтенасыщенности проницаемость по нефти снижается до нулевого, а по воде достигает максимума.

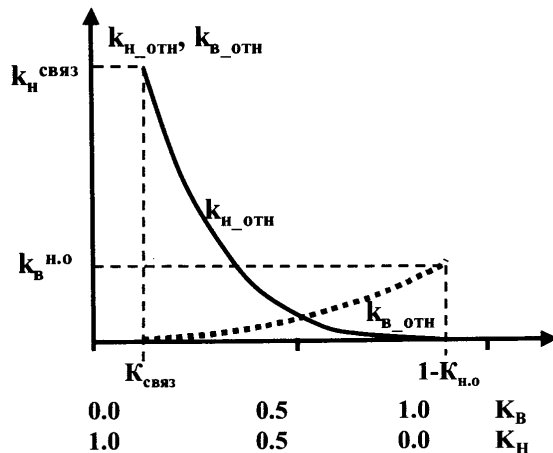


Рис. 2.3.3.1. Изменения фазовых проницаемостей. $k_{n_отн}, k_{v_отн}$ – кривые изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от коэффициента водонасыщенности; $K_{н.о}$ – доля остаточной нефти, $K_{связ}$ – доля связанной воды, $k_n^{связ}$ – фазовая проницаемость по нефти при остаточной (связанной) воде, $k_v^{н.о}$ – фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти.

Относительной проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости к абсолютной

$$k_{n_отн} = \frac{k_{\phi_n}}{k}; k_{v_отн} = \frac{k_{\phi_v}}{k}; k_{e_отн} = \frac{k_{\phi_e}}{k} \quad (2.3.3.1)$$

Иногда в качестве относительной проницаемости используют отношение текущей фазовой проницаемости к ее граничным значениям: значения проницаемости по нефти при связанной воде $k_n^{связ}$ и проницаемости по воде при остаточной нефти $k_v^{н.о}$.

$$k_{n_отн} = \frac{k_{\phi_n}}{k_n^{связ}}; k_{v_отн} = \frac{k_{\phi_v}}{k_v^{н.о}} \quad (2.3.3.2)$$

При подобной нормировке значения фазовых проницаемостей меняются от 0 до 1 (рис. 2.3.3.2).

Аналогичным образом могут быть описаны фазовые проницаемости при совместной фильтрации других пар компонент флюида: «вода + газ», «нефть + газ».

Распространен способ аналитической аппроксимации названных зависимостей:

$$k_{n_отн} = \left(\frac{1 - k_{н.о} - k_e}{1 - k_{н.о} - k_n} \right)^{C1}; k_{v_отн} = \left(\frac{k_e - k_n^{связ}}{1 - k_{н.о} - k_n^{связ}} \right)^{C2} (K_{выт})^{C3}, \quad (2.3.3.3)$$

где C_1, C_2 и C_3 – коэффициенты, $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \left(\frac{1 - k_{н.о} - k_n^{\text{связ}}}{1 - k_n^{\text{связ}}} \right). \quad (2.3.3.4)$$

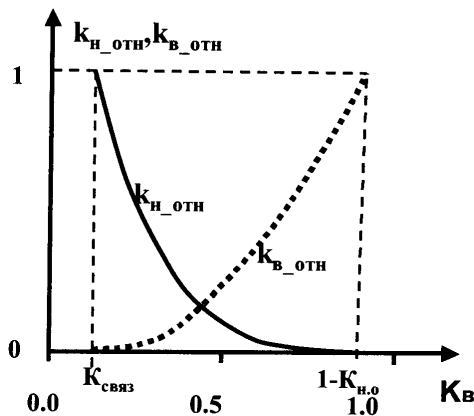


Рис. 2.3.3.2. Изменения относительных фазовых проницаемостей. $k_{н_отн}, k_{в_отн}$ – кривые изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от коэффициента водонасыщенности K_v ; $K_{н.о}$ – доля остаточной нефти, $K_{связ}$ – доля связанной воды.

2.3.4. Капиллярные свойства

Физический смысл капиллярных явлений хорошо иллюстрируется известным примером изменения высоты подъема жидкости в капиллярной трубке радиуса r , частично погруженной в свободную жидкость [4]. Под влиянием сил поверхностного натяжения жидкости и вследствие взаимодействия жидкости со стенкой капилляра поверхность раздела жидкой и газовой фаз (мениск) в капилляре приобретает кривизну. Если жидкость смачивает стенку капилляра, то мениск имеет вогнутую форму, если не смачивает, то выпуклую. В первом случае давление под мениском понижается по сравнению с давлением в газовой фазе, что приводит к образованию в капилляре столба жидкости. Во втором случае давление растет, и уровень жидкости в капилляре ниже уровня свободной жидкости (рис. 2.3.4.1).

Дополнительное изменение давления, созданное силами поверхностного натяжения (капиллярное давление), определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{кап}} = \frac{2 \cdot \sigma}{r}. \quad (2.3.4.1)$$

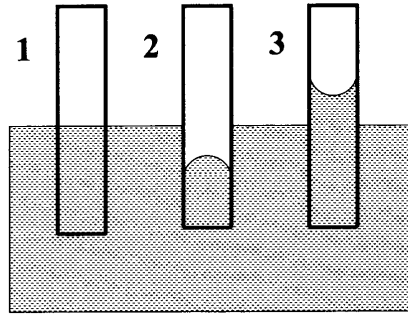


Рис. 2.3.4.1. Поведение жидкости в капиллярной трубке. 1 – в отсутствие смачивания, 2 – для несмачивающей жидкости, 3 – для смачивающей жидкости.

Соответствующее изменение уровня рассчитывается по формуле

$$\Delta H = \frac{2 \cdot \sigma}{\gamma \cdot g \cdot r}, \quad (2.3.4.2)$$

где σ – поверхностное натяжение жидкости, γ – ее плотность, r – радиус капилляра ($r > 0$ для вогнутой поверхности жидкости и $r < 0$ для выпуклой), g – ускорение свободного падения.

Для сложной поверхности раздела фаз дополнительное давление, обусловленное силами поверхностного натяжения, зависит от двух главных радиусов кривизны (рис.2.3.4.2):

$$\Delta P_K = \sigma \cdot \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right). \quad (2.3.4.3)$$

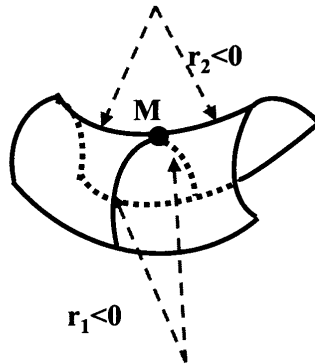


Рис. 2.3.4.2. К расчету капиллярного давления для точки «М» поверхности раздела фаз, имеющей два главных радиуса кривизны (r_1 и r_2).

В пористой среде коллектора аналогичные явления выражены очень ярко, что связано с малым размером пор и большим количеством кривых поверхностей. Вследствие этого при совместном течении многофазной несмешивающейся жидкости давления в каждой фазе отличаются между собой на величину капиллярного давления, которое можно рассчитать по формуле (2.3.4.3). Капиллярное давление зависит от насыщенности вытесняющей фазы и способа замещения одного флюида другим

На рис. 2.3.4.3 приведена зависимость капиллярного давления от насыщения.

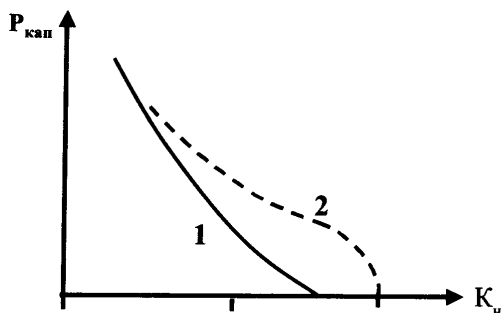


Рис. 2.3.4.3. Зависимость капиллярного давления от насыщенности. Кривые: 1 – при пропитке (смачивающая жидкость заменяется несмачивающей), 2 – при вытеснении (несмачивающая жидкость заменяется смачивающей).

2.3.5. Удельная поверхность

Удельной поверхностью называют суммарную поверхность поровых каналов, содержащихся в единице объема вещества.

Для коллектора, состоящего из частиц шарообразной формы одинакового диаметра (d_3), удельная поверхность рассчитывается по формуле:

$$S_{y\partial} = \frac{6 \cdot (1 - K_{\Pi})}{d_3}. \quad (2.3.5.1)$$

Для гранулярного коллектора, твердая фаза которого состоит из нескольких фракций:

$$S_{y\partial} = \frac{6 \cdot (1 - K_{\Pi})}{m_{\Sigma}} \sum \frac{m_i}{d_{3,i}}, \quad (2.3.5.2)$$

где m_{Σ} – суммарная масса всех фракций, $m_i, d_{3,i}$ – общая масса и диаметр зерен i -й фракции.

Данные соотношения иллюстрируют факт существенной зависимости величины удельной поверхности от среднего диаметра частиц.

Удельная поверхность определяет такие важные характеристики горной породы, как адсорбционная способность, проницаемость и пр. В частности, чем больше удельная поверхность породы, тем меньше ее проницаемость. Этот факт положен в основу попыток оценки величины проницаемости по величине пористости.

2.3.6. Взаимосвязь проницаемости и пористости

Между проницаемостью и пористостью не существует четкой функциональной зависимости. И это неудивительно, поскольку пористость является чисто объемным показателем, а проницаемость – динамический параметр, определяющий особенности движения флюида.

Для получения аналитических зависимостей для связи перечисленных параметров приходится идти на очень серьезные упрощения при описании фильтрации в пористой среде коллектора. Одним из первых и наиболее простых уравнений данного типа является уравнение Козэни-Кармана.

Вывод этого уравнения основывается на предположении, что поры коллектора представляют собой каналы с круговым сечением диаметра d и длины L . В этом случае скорость w движения флюида в канале описывается соотношением:

$$w = \frac{d^2 \cdot \Delta P}{32 \cdot \mu \cdot L} \quad (2.3.6.1)$$

Уравнение Козэни-Кармана имеет вид:

$$k = \frac{K_{\Pi}^3}{8 \cdot \zeta \cdot (1 - K_{\Pi})^2 \cdot S_{y\partial}^2} \quad (2.3.6.2)$$

где ζ – гидравлическая извилистость (отношение средней длины каналов к длине образца).

Более поздние и сложные модификации данного уравнения позволяют учесть размер зерен коллектора. Приведенное ниже уравнение справедливо, если коллектор состоит из шарообразных зерен диаметра d_s [25,26]

$$k = \frac{1}{72 \cdot \zeta} \frac{K_{\Pi}^3 \cdot d_s^2}{8 \cdot (1 - K_{\Pi})^2} \quad (2.3.6.3)$$

Известны модификации уравнения для случая, когда в состав коллектора входят гранулы разного диаметра [4,25]:

$$k = \frac{1}{72 \cdot \zeta} \frac{K_{\Pi}^3 \cdot d_{ср}^2}{(1 - K_{\Pi}^2)^2} \left\{ \frac{\xi \cdot C_{Dp}^3 + \xi \cdot C_{Dp}^2 + 1}{(1 + C_{Dp}^2)^2} \right\}, \quad (2.3.6.4)$$

где ξ, C_{Dp} – коэффициенты, характеризующие асимметрию и вариацию размеров частиц.

Даже из данных сравнительно простых соотношений следует, что связь проницаемости и пористости не является однозначной. В ее состав входят такие независимые параметры, как извилистость, удельная поверхность, размеры гранул и пр. которые могут существенно отличаться для разных типов коллекторов.

И действительно, экспериментальные связи типа «пористость–проницаемость» известны. Но они являются достаточно тесными для однородной коллекции, образцы которой, как правило, принадлежат к одной литофации. Только в этом случае разброс параметров коллектора, которые влияют на проницаемость помимо коэффициента пористости, не очень велик (рис. 2.3.6.1).

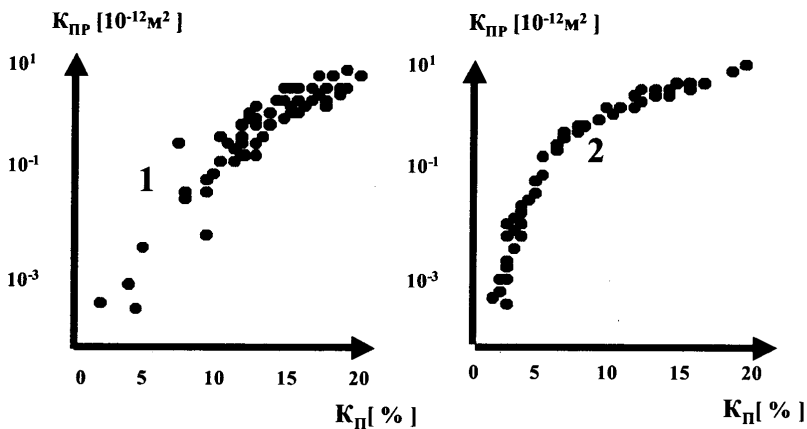


Рис. 2.3.6.1. Зависимости «пористость K_{Π} – проницаемость $K_{\PiР}$ » при анализе образцов зерна, принадлежащих к одной литофации.

Чаще же всего подобные связи получаются существенно менее тесными (рис. 2.3.6.2).

Причина этого состоит во влиянии независимых факторов. Приведенные ниже рисунки иллюстрируют данный факт.

Рис. 2.3.6.3 показывает, как влияет на эту связь размер зерен коллектора.

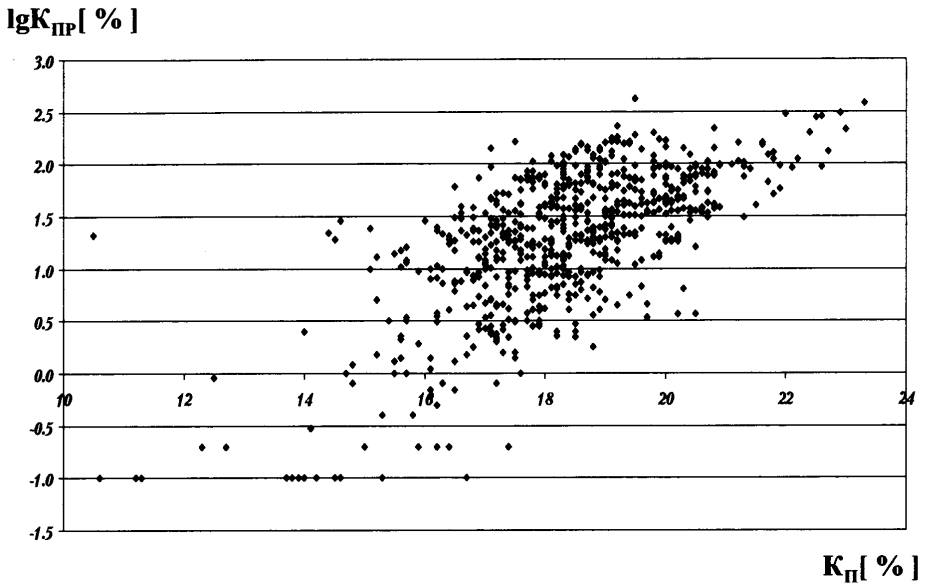


Рис. 2.3.6.2. Типичное распределение оценок пористости и проницаемости, полученное в результате петрофизических исследований кернов.

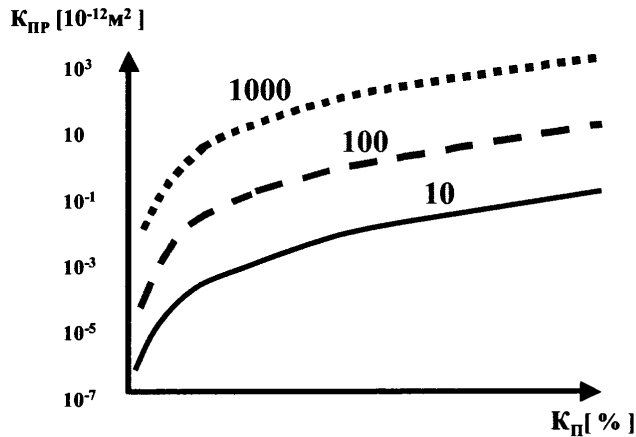


Рис. 2.3.6.3. Корреляционная связь «проницаемость–пористость». Влияние размеров зерен [μм] (шифр кривых).

Рис. 2.3.6.4 иллюстрирует влияние отсортированности зерен. По поводу последнего фактора следует сделать очень важное замечание – достаточно малейшего разброса в размерах зерен, чтобы существенно увеличить проницаемость. Дальнейшее увеличение разницы в размерах практически не сказывается на форме корреляционной зависимости.

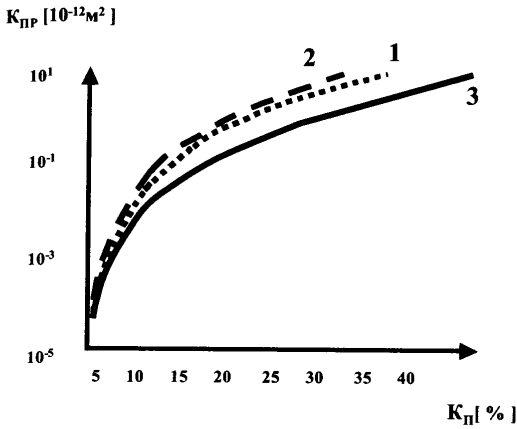


Рис. 2.3.6.4. Корреляционная связь «проницаемость–пористость». Влияние отсортированности зерен (средний размер зерен – 100 мкм) 1, 2, 3 – плохо, средние и хорошо отсортированные зерна.

Существенно уменьшает проницаемость заполнение пор цементом (рис. 2.3.6.5).

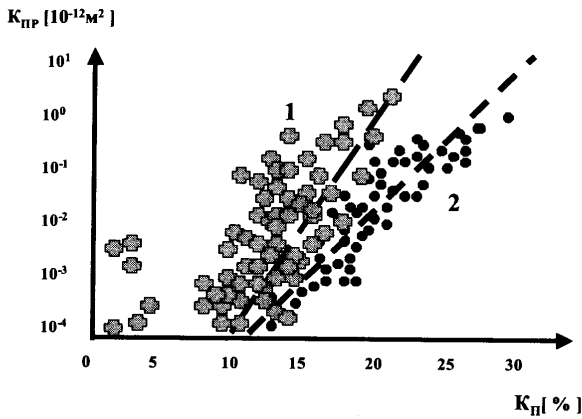


Рис. 2.3.6.5. Корреляционная связь «проницаемость–пористость». Влияние заполнения пор цементом 1 – хорошосцементированные, 2 – слабосцементированные породы.

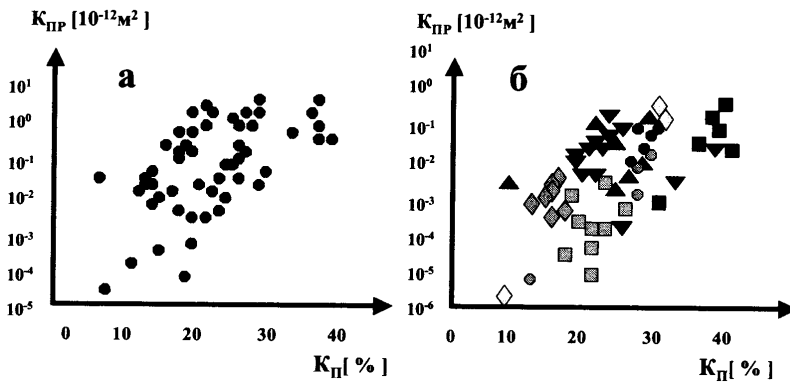


Рис. 2.3.6.6. Иллюстрирует тот факт, что связь «проницаемость–пористость» становится существенно более тесной, если учитывается принадлежность горной породы к конкретному литотипу.

Рис. 2.3.6.7 иллюстрирует влияние среднего диаметра минимального проходного сечения поровых каналов.

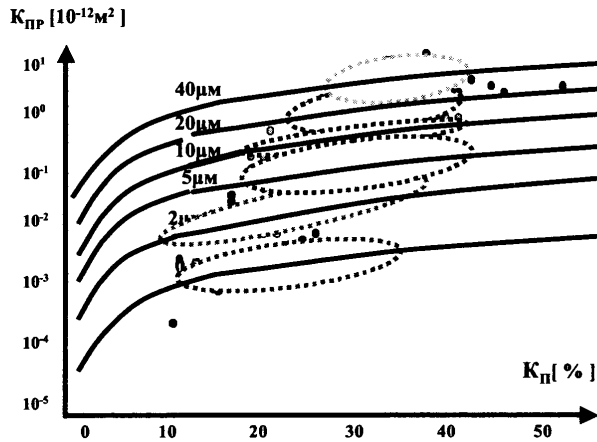


Рис. 2.3.6.7. Корреляционная связь «проницаемость–пористость». Влияние среднего диаметра минимального проходного сечения поровых каналов.

Таким образом, при составлении корреляционных связей «пористость–проницаемость» необходимо предварительно производить разделение пород на классы на основе целого ряда литологических и петрофизических признаков.

2.3.7. Упругие свойства коллекторов

Среди упругих свойств коллектора, непосредственно отвечающих за динамику изменения напряженного состояния массива горных пород в процессе разработки месторождения, следует назвать модуль объемного сжатия (коэффициент сжимаемости), модуль сдвига, модуль продольной упругости (Юнга) и коэффициент Пуассона. Названные коэффициенты характеризуют различные типы элементарных деформаций.

Коэффициент сжимаемости характеризует объемное сжатие коллектора (рис. 2.3.7.1.а) и определяется соотношением, аналогичным (2.1.6.6):

$$\beta = \frac{1}{V_{нач}} \cdot \frac{dV}{dP};$$

или
$$\beta = \frac{1}{\gamma_{нач}} \cdot \frac{d\gamma}{dP}, \quad (2.3.7.1)$$

где $V_{нач}$ – подвергаемый сжатию начальный объем, γ – плотность сжимаемого вещества ($\gamma_{нач}$ – ее начальное значение), dV – приращение объема, dP – соответствующее изменение давления в объеме.

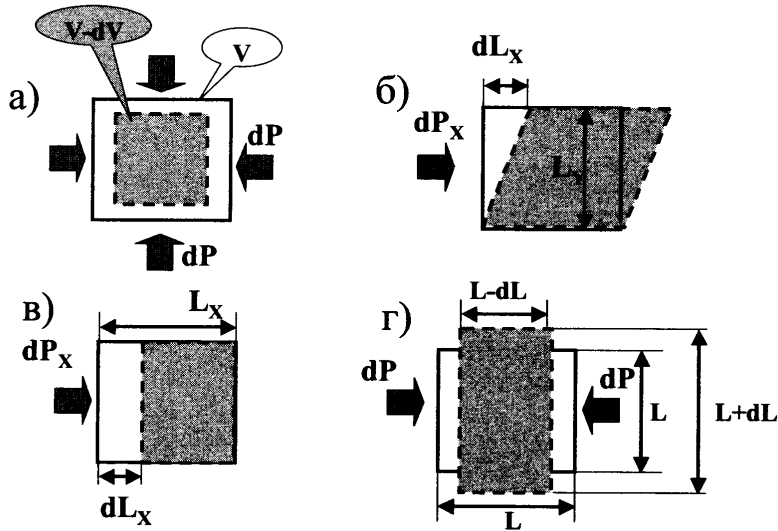


Рис. 2.3.7.1. Виды деформаций упругой среды. а) объемное сжатие, б) сдвиг, в) линейное сжатие, г) всестороннее сжатие (пояснения в тексте).

Модуль сдвига J характеризует сдвиг и определяется соотношением (см. рис.2.3.7.1.б):

$$J = \frac{l}{L_{Y-нач}} \cdot \frac{dL_x}{dP_x}, \quad (2.3.7.2)$$

где $L_{Y-нач}$ – ширина элемента, подвергаемого сдвигу, dL_x – изменение длины под воздействием сдвига, dP_x – перепад давления.

Модуль Юнга E характеризует линейное сжатие и определяется соотношением (рис.2.3.7.1.в):

$$E = \frac{l}{L_{X-нач}} \cdot \frac{dL_x}{dP_x}, \quad (2.3.7.3)$$

где $L_{X-нач}$ – ширина элемента, подвергаемого сжатию.

Коэффициент Пуассона Ω характеризует всестороннее сжатие и определяется соотношением (см. рис.2.3.7.1.г):

$$E = \frac{l}{L_{X-нач}} \cdot \frac{dL_x}{dP_x}, \quad (2.3.7.4)$$

где $L_{нач}$ – линейный размер элемента, подвергаемого всестороннему сжатию.

В однородной изотропной среде названные параметры связаны следующими зависимостями:

$$E = 2 \cdot (1 + \Omega) \cdot J;$$

$$\beta = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \Omega)} \quad (2.3.7.5)$$

Названные параметры очень важны для описания динамики изменения напряженного состояния и упругих свойств коллекторов в процессе разработки месторождения.

С точки зрения информативности ПГК (особенно акустических и гидродинамических исследований) наиболее важны данные о сжимаемости пористой среды β , определяемой соотношением:

$$\beta = K_{\Pi} \cdot \beta_{см} + \beta_{пор} \quad (2.3.7.6)$$

где $\beta_{пор}$ – сжимаемость пор, $\beta_{см}$ – сжимаемость смеси пластового флюида, определяемая аддитивным способом:

$$\beta_{см} = \sum K_i \cdot \beta_i \quad (2.3.7.7)$$

где β_i – сжимаемость фазы (воды, нефти газа), K_i – коэффициент насыщенности пор соответствующей фазой.

Сжимаемость пор карбонатного коллектора можно оценить по приближенной формуле:

$$\beta_{пор} = 0.2546 \cdot 10^{-4} \cdot K_{\Pi}^{-0.6822} \cdot 0.03556^{K_{\Pi}} \quad (2.3.7.8)$$

сжимаемость скелета терригенного коллектора:

$$\beta_{пор} = 0.2538 \cdot 10^{-4} \cdot K_{\Pi}^{-0.4444} \quad (2.3.7.9)$$

Из уравнения (2.3.7.1) следует, что плотность пористой среды γ линейно зависит от давления P :

$$\gamma = \gamma_{нач} \cdot [1 + \beta \cdot (P - P_{нач})] \quad (2.3.7.10)$$

где $\gamma_{нач}$ – значение плотности при некотором начальном давлении ($P_{нач}$).

Литература к главе 2

1. Рид, Р., Шервуд, Т. Свойства газов и жидкостей. М.: Химия, 1971.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа, М.2002, 272 с.
3. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И., Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем, М.,1984, 264 с.

4. Физический энциклопедический словарь, М., 2003, 944 с.
5. Крутов В.И., Ивлев С.И., Кожин И.А. и др. Техническая термодинамика. М.: Высшая школа, 1991, 383 с.
6. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982, 317 с.
7. M.A. AL-Marhoun. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Saudi Crude Oils, Paper SPE 13718, 1985.
8. Giambattista De Ghetto, Francesco Paone and Marco Villa. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils, Paper SPE 30316, 1995.
9. Oistein Glaso. Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations, Journal of Petroleum Technology, 1980.
10. H.H. Hanafy, S.M. Macary, Y.M. ElNady, A.A. Bayomi and M.H. El Batanony. A New Approach for Predicting the Crude Oil Properties, Paper SPE 37439, 1997.
11. S.A. Khan, M.A. Al-Marhoun, S.O. Duffuaa, and S.A. Abu-Khamsin. Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils, Paper SPE 15720, 1987.
12. J.T.H. Ng and E.O. Egbogah. An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems, Petroleum Society of CIM 83-34-32, 1983.
13. G.E. Petrosky Jr. and F.F. Farshad. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils, Paper SPE 26644, 1993.
14. M.B. Standing. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases, Drill. & Prod. Prac., API, 1947.
15. M.E. Vasquez and H.D. Beggs. Correlations for Fluid Physical Property Prediction, JPT968-70, June 1980.
16. J. Velarde, T.A. Blasingame and W.D. McCain, Jr. Correlation of Black Oil Properties at Pressures Below Bubble Point Pressure ‐ A New Approach, The Petroleum Society 97-93, 1997.
17. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1972, 362 с.
18. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под ред. В.М. Добрынина, М.: Недра, 1988, 476с.
19. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: РГУНГ, 628с., переиздание 2004 г.
20. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.: РГУНГ, 479с., 2003 г., 480 с.
21. Промысловая геофизика. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. и др. М.: РГУНГ, 2004, 397 с.
22. Добрынин В.М., Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970.
23. Добрынин В.М., Ковалев А.В., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988, 54 с.
24. Ширковский А.И. Разработка и интерпретация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987, 309с.
25. Panda M.N., Lake W. Estimation of Single Phase Permeability from Parameters of Particle Size Distribution AAGP Bull (July 1994) 78, 7 p.1928-1039.
26. Panda N.N. Lake W. A Physical Model of Cementation and its Effects on Single-Phase Permeability AAGP Bull (March 1995) 79, 3, p.431-443.

ГЛАВА 3

ТЕОРИЯ ПРОЦЕССОВ ГДИС

В данном разделе рассматриваются теоретические основы массопереноса в пористой среде. Представленные здесь закономерности поведения поля давления в системе «скважина–пласт» являются основополагающими при планировании гидродинамических исследований, интерпретации полученных результатов и оценке их информативности.

3.1. Законы фильтрации жидкости и газа

Законы фильтрации жидкости и газа в пористой среде базируются на основе принципов механики сплошных сред [1–6], которая рассматривает физические тела (в том числе и коллекторы в толще горных пород) как сплошные деформируемые среды.

3.1.1. Описание коллектора на основе гипотезы сплошности

Фильтрация в коллекторе описывается на основе гипотезы сплошности.

Согласно этой гипотезе истинные природные элементы коллектора (непроницаемые зерна горной породы, каналы, поры) заменяются моделями с параметрами, непрерывно «размазанными» по всему объему. Каждой точке построенной таким образом модели пористой среды можно приписать некоторую осредненную определенным образом скорость движения флюида и значения описывающих пористую среду параметров (пористости, проницаемости и др.).

Понятно, что на самом деле каждая такая точка является отражением некоторого элементарного объема пористой среды (данный объем принято называть представительным), размер которого достаточен, чтобы в его пределах можно было определить и осреднить параметры фильтрации.

Ввиду малого размера пор по сравнению с геометрическими размерами скважины и коллектора такое приближение достаточно хорошо описывает происходящие в пласте процессы.

3.1.2. Основные понятия механики сплошных сред

Модель сплошной среды представляет собой непрерывное множество материальных объектов (точек) с непрерывным распределением их по множеству физико-химических характеристик рассматриваемой среды (кинематических, динамических, термодинамических и пр.) [1].

Каждая материальная точка сплошной среды имеет в фиксированный момент времени уникальные пространственные координаты x, y, z . Между координатами и точками существует взаимно-однозначное соответствие.

Объем, состоящий во все моменты времени из одних и тех же материальных точек, называется материальным объемом.

Траектории движения материальных точек называются линиями тока.

Движение сплошной среды, как и абсолютно твердого тела, происходит под воздействием сил, которые, как правило, являются распределенными. В механике сплошной среды различают два типа сил: массовые (величина пропорциональна массе среды) $\bar{F}(M)$ и поверхностные (величина пропорциональна площади поверхности) $\bar{P}(M)$.

Основной характеристикой поля распределенных сил является напряжение, которое для произвольной точки «М» вводится следующим образом:

$$\bar{f}(M) = \lim_{\Delta m \rightarrow 0} \frac{\Delta \bar{F}(M)}{\Delta m}, \quad (3.1.2.1)$$

для массовых сил

$$\bar{p}(M) = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta \bar{P}(M)}{\Delta S}, \quad (3.1.2.2)$$

для поверхностных сил

где: $\Delta \bar{F}(M)$ – массовая сила, действующая на массу Δm , заключенную в элементарном объеме, содержащем точку «М»; $\Delta \bar{P}(M)$ – поверхностная сила, приложенная к элементарной поверхности, содержащей точку «М».

Основная особенность сплошных сред, изучаемых при ГДИС, связана с тем, что они должны моделировать массообмен в коллекторе. Поэтому одними из важнейших характеристик таких сред являются пористость, удельная поверхность пор, просветность, проницаемость (раздел 2.3).

Перечисленные понятия, строго говоря, имеют физический смысл только для объема с реальными физическими размерами (которые, в частности, не могут быть меньше, чем объем пор). В модели же мы вводим условные аналоги перечисленных параметров, которые определены для каждой материальной точки пористой среды и непрерывно меняются по объему. В частности, коэффициент пористости (2.3.1.1) и просветности (2.3.1.3) определяются соотношениями:

$$k_{\Pi} = \lim_{V \rightarrow 0} \frac{V_{\text{ПОР}}}{V}, \quad (3.1.2.3)$$

$$\sigma = \lim_{S \rightarrow 0} \frac{\Delta S}{S}, \quad (3.1.2.4)$$

А вектор скорости фильтрации определится формулой:

$$\vec{w} = \frac{dQ}{dS} \vec{n}, \quad (3.1.2.5)$$

где dQ – расход через элементарную площадку dS , ориентированную по нормали \vec{n} к линиям тока.

Закон Дарси (2.3.2.5) применительно к рассматриваемой модели приобретает вид

$$\vec{w} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P. \quad (3.1.2.6)$$

Знак «-» в данной формуле связан с тем, что градиент давления направлен от меньшего давления к большему, т. е. скорость фильтрации и градиента давления являются разнонаправленными векторами.

3.1.3. Законы сохранения в пористой среде

Для материального объема справедливы все фундаментальные законы сохранения. Соответствующие уравнения являются основой при описании поведения сплошной среды.

Поскольку процессы, изучаемые при ГДИС, в первом приближении являются изотермическими, наиболее важную роль в теории метода играют уравнения, описывающие закон сохранения массы (уравнение неразрывности) и количества движения.

Для вывода данных уравнений рассмотрим замкнутый элементарный материальный объем V , имеющий поверхность S , и характеризуемый функциями плотности $\gamma = \gamma(x, y, z, t)$, скорости фильтрации $\omega = \omega(x, y, z, t)$.

3.1.3.1. Закон сохранения массы (уравнение неразрывности)

Рассмотрим объем пористой среды V , состоящий из элементарных объемов dV . Масса жидкости, находящаяся в элементарном объеме, равна объему пор

$K_{II} \cdot dV$, помноженному на плотность флюида в порах γ :

$$dm = K_{II} \cdot \gamma \cdot dV .$$

Соответственно масса жидкости во всем объеме

$$m = \int_V K_{II} \gamma dV . \quad (3.1.3.1)$$

За счет обмена веществом с окружающей средой плотность в объеме за время Δt меняется на величину на $\Delta \gamma$, а масса на величину Δm , причем:

$$\Delta m = \int_V K_{II} \Delta \gamma dV . \quad (3.1.3.2)$$

С другой стороны, за время Δt на поверхности S происходит обмен веществом в количестве по объему

$$\Delta V = \Delta t \cdot \iint_S \vec{w} \cdot dS$$

или по массе

$$\Delta m = t \cdot \iint_S \gamma \vec{w} \cdot dS , \quad (3.1.3.3)$$

где \vec{w} – вектор скорости. Из (3.1.3.2) и (3.1.3.3)

$$\Delta m = \int_V K_{II} \Delta \gamma dV = -\Delta t \cdot \iint_S \gamma \vec{w} \cdot dS ,$$

$$K_{II} \Delta \gamma \cdot V = -\Delta t \cdot \iint_S \gamma \vec{w} \cdot dS ,$$

$$k_{II} \frac{\Delta \gamma}{\Delta t} + \frac{\iint_S \gamma \vec{w} \cdot dS}{V} = 0 .$$

Или в пределе

$$\frac{dJ}{dt} = \frac{d}{dt} \int_V \gamma \vec{v} \cdot dV = \int_V \gamma \frac{d\vec{v}}{dt} \cdot dV . \quad (3.1.3.4)$$

3.1.3.2. Закон сохранения импульса

Согласно второму закону Ньютона, скорость изменения количества движения равна сумме всех внешних сил, действующих на объем, как массовых, так и поверхностных

$$\frac{dJ}{dt} = \sum \bar{F} + \sum \bar{P} , \quad (3.1.3.5)$$

Сумма всех внешних массовых сил

$$\sum \bar{F} = \int_V \gamma \cdot \bar{f} dV .$$

Сумма всех внешних поверхностных сил

$$\sum \bar{P} = \int_S \bar{p}_n dS ,$$

где f и p_n – напряженность массовых и поверхностных сил, определяемая соотношениями соответственно (3.1.2.1), (3.1.2.2)

С другой стороны

$$\frac{dJ}{dt} = \frac{d}{dt} \int_V \gamma \bar{v} dV = \int_V \gamma \frac{d\bar{v}}{dt} dV , \quad (3.1.3.6)$$

Следует обратить внимание, что при выкладках используется истинная средняя скорость движения флюида в пористой среде v , а не скорость фильтрации w .

Из (3.1.3.5) и (3.1.3.6):

$$\int_V \gamma \frac{d\bar{v}}{dt} dV = \int_V \gamma \cdot \bar{f} dV + \int_S \bar{p}_n dS .$$

Откуда, применив теорему Остроградского–Гаусса

$$\int_S \bar{p}_n dS = \int_S \bar{p} ndS = \int_V \operatorname{div} \bar{p} dV ,$$

получим

$$\int_V \gamma \frac{d\bar{v}}{dt} dV = \int_V \gamma \cdot \bar{f} dV + \int_V \operatorname{div} \bar{p} dV .$$

Или

$$\int_V \left[\gamma \frac{d\bar{v}}{dt} - \gamma \cdot \bar{f} - \operatorname{div} \bar{p} \right] dV = 0 .$$

И окончательно

$$\gamma \frac{d\bar{v}}{dt} = \gamma \cdot \bar{f} + \operatorname{div} \bar{p} . \quad (3.1.3.7)$$

3.1.3.3. Закон Дарси как форма закона сохранения импульса

Широко известный закон Дарси с точки зрения теории сплошной среды является формой закона сохранения импульса (3.1.3.7). Покажем это на основе упрощенной формы соотношения (3.1.3.7), описывающего одномерное горизонтальное течение и однофазную фильтрацию

$$\gamma \frac{\partial \bar{v}_x}{\partial t} = \gamma \cdot \bar{f} - \frac{\partial p}{\partial x} . \quad (3.1.3.8)$$

Если предположить, что среда является изотропной и проницаемость является постоянной $\sigma = \text{const}$, то можно перейти в (3.1.3.8) от истинной средней скорости \bar{v}_x к скорости фильтрации w_x

$$\bar{v}_x = \frac{w_x}{\sigma} ,$$

$$\frac{\gamma}{\sigma} \frac{\partial w_x}{\partial t} = \gamma \cdot \bar{f} - \frac{\partial p}{\partial x} .$$

Еще одно необходимое допущение – процесс массопереноса должен быть квазистационарным, что позволяет пренебречь изменением скорости фильтрации во времени $\frac{\partial w_x}{\partial t} = 0$, т. е.

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \gamma \cdot \bar{f} .$$

Чтобы применить данное соотношение для описания движения жидкости в пористой среде, нужна дополнительная информация о природе и особенностях действия определяющих интенсивность фильтрации внешних сил.

При скоростях фильтрации, типичных для эксплуатируемых продуктивных пластов, основной причиной фильтрационного сопротивления движению жидкости в пористой среде является сила вязкого трения на границе твердой и жидкой фазы, величина которой для однофазной фильтрации пропорциональна вязкости флюида m и скорости фильтрации w_x

$$\bar{f} = \alpha \mu \bar{w}_x \quad \text{или} \quad \frac{\partial P}{\partial x} = -\rho \alpha \mu \bar{w}_x .$$

И, наконец,

$$\bar{w}_x = -\frac{(\rho \alpha)^{-1}}{\mu} \text{grad} p . \quad (3.1.3.9)$$

Получаем выражение для закона Дарси, где роль проницаемости играет сомножитель $(\rho \alpha)^{-1}$.

3.1.4. Математические модели фильтрации однофазного флюида

Уравнений, описывающих механические законы сохранения (неразрывности, импульса), недостаточно для полного описания пористой среды. Для того чтобы система имела решение, она должна быть дополнена соотношениями, описывающими немеханические особенности состояния вещества. Применительно к рассматриваемой задаче это зависимости от термобарических условий основных физических свойств коллектора и вмещающего флюида (плотности, пористости, проницаемости, вязкости). В совокупности с перечисленными выше механическими уравнениями они составляют математическую модель фильтрации. Применительно к ГДИС используются несколько моделей, отличающихся в основном способом описания физических свойств.

3.1.4.1. Фильтрация несжимаемой жидкости в несжимаемой среде

Данная модель относится к самым простым и предполагает, что свойства флюида (плотность, вязкость) и среды (пористость, проницаемость) постоянны. При этом для однозначного описания поведения модели достаточно уравнения неразрывности (3.1.3.4) и закона Дарси (3.1.2.6).

Так, с учетом того, что плотность флюида постоянна $\gamma = const$, т. е. $\frac{dp}{dt} = 0$ уравнение (3.1.3.4) преобразуется к виду:

$$\text{div}(\vec{w}) = 0 . \quad (3.1.4.1)$$

В результате объединения (3.1.4.1) и (3.1.2.6) получим:

$$\operatorname{div}\left(-\frac{k}{\mu} \operatorname{grad}P\right) = -\frac{k}{\mu} \operatorname{div}(\operatorname{grad}P) = -\frac{k}{\mu} \Delta P = 0$$

или

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0. \quad (3.1.4.2)$$

Указанное соотношение используется при анализе стационарных (квазистационарных) полей давления (например, при анализе установившейся фильтрации в пределах контура питания).

3.1.4.2. Фильтрация сжимаемой (упругой) жидкости

Как и в предыдущем случае, основой модели являются соотношения (3.1.3.4) выражающего закон сохранения массы и (3.1.2.6) – закон Дарси.

Совместное использование названных формул приводит к соотношению

$$K_{II} \frac{\partial \gamma}{\partial t} + \operatorname{div}\left(-\gamma \frac{k}{\mu} \operatorname{grad}P\right) = 0. \quad (3.1.4.3)$$

Используя данное приближение, мы по-прежнему считаем проницаемость не зависящей от давления.

Для линеаризации соотношения (3.1.4.3) вводится специальная функция – *псевдадавление*. Первая и одна из наиболее известных модификаций этой функции носит название *функции Лейбензона*

$$\operatorname{grad}P^* = \gamma \operatorname{grad}P$$

или

$$P^* = \int_{P_0}^P \gamma dP. \quad (3.1.4.4)$$

Интегрирование происходит в диапазоне изменения давления в рамках изучаемого процесса от первоначального до текущего

Введение этой функции позволяет привести соотношение (3.1.4.3) к виду:

$$K_{II} \frac{\partial \gamma}{\partial t} + \operatorname{div}\left(-\frac{k}{\mu} \operatorname{grad}P^*\right) = 0, \quad (3.1.4.5)$$

или

$$K_{II} \frac{\partial \gamma}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \cdot \Delta P^* = 0. \quad (3.1.4.6)$$

Данное соотношение пригодно для описания фильтрации как жидкости, так и газа. Его необходимо доопределить уравнением состояния. Для упругой жидкости это наиболее просто, поскольку она характеризуется постоянной сжимаемостью.

Фактически вместо уравнения состояния нужно использовать соотношение (2.1.6.8), определяющее сжимаемость, записав его в дифференциальной форме:

$$\beta = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}, \quad (3.1.4.7)$$

Знак «-» отражает условие, что коэффициент сжимаемости должен быть положительным при сжатии флюида (давление растет, объем уменьшается).

Если учесть, что связь объема V с его массой m и плотностью $\gamma = \frac{m}{V}$ из (3.1.4.7) получим:

$$\beta = \frac{\gamma}{m} \frac{m}{\gamma^2} \frac{\partial \gamma}{\partial P} = \frac{1}{\gamma} \frac{\partial \gamma}{\partial P}$$

или

$$\frac{\partial \gamma}{\partial t} = \frac{\partial \gamma}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \beta \gamma \frac{\partial P}{\partial t} = \beta \frac{\partial P^*}{\partial t}. \quad (3.1.4.8)$$

Кроме того, для упругой жидкости вязкость в первом приближении может быть принята неизменной и вынесена за знак дивергенции. В этом случае соотношение (3.1.4.6) с учетом (3.1.4.8) принимает вид

$$K_{\pi} \beta \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \cdot \Delta P^* = 0 \quad (3.1.4.9)$$

или

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P^*}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P^*}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P^*}{\partial t}. \quad (3.1.4.10)$$

Комплексный параметр $\chi = \frac{k}{K_{\pi} \cdot \mu \cdot \beta}$ называется пьезопроводностью, а со-

отношение (3.1.4.10) – уравнением пьезопроводности. Данное уравнение является базовым для большинства сопутствующих планированию и интерпретации ГДИС аналитических расчетов применительно к фильтрации пластовых жидкостей.

При выводе данного уравнения мы считали скелет коллектора несжимаемым, а весь эффект сжимаемости относили к пластовой жидкости. При дополнительном учете названного фактора вид уравнения (3.1.4.10) не изменяется, а пьезопроводность рассчитывается по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta_{\Sigma}},$$

где $\beta_{\Sigma} = K_{\Pi} \cdot \beta + \beta_{\Pi}$, k – проницаемость пласта, μ – динамическая вязкость флюида, β_{Σ} – общая сжимаемость пористой среды, β – сжимаемость флюида, β_{Π} – сжимаемость пор.

Легко видеть, что в условиях, когда плотность фильтрующегося флюида можно считать неизменной, функция Лейбензона становится равной давлению, умноженному на плотность $P = \gamma \rho$. Тогда поведение давления также описывается уравнением пьезопроводности

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (3.1.4.11)$$

3.1.4.3. Фильтрация газа

При аналитическом описании фильтрации газа необходимо учитывать две особенности. Первая особенность состоит в существенной зависимости свойств газа (прежде всего плотности) от термобарических условий (в данном случае от давления), вторая – в отклонении от линейного закона Дарси при больших скоростях движения флюида в пористой среде. Рассмотрим влияние каждого из названных факторов.

Зависимость свойств газа от давления

Физические свойства газа существенно зависят от температуры и давления. Влиянием температуры обычно пренебрегают, учитывая, что изучаемые при ГДИС процессы в первом приближении можно считать изотермическими. Влияние давления более значимо, в основном вследствие воздействия этого фактора на плотность газа.

Плотность газа существенно зависит от давления. Хотя и для этого типа флюида иногда формально на основе формулы (2.1.6.8) рассчитывается сжимаемость, этот параметр даже при приближенных расчетах уже нельзя принять мало меняющимся, и тем более постоянным.

В данном случае соотношение (3.1.4.3) необходимо доопределить зависимостью между плотностью флюида и давлением, которая следует из уравнения состояния реального газа (2.1.4.5). (Напомним, что мы рассматриваем изотермические процессы.)

$$\frac{P}{P_{CT}} \frac{\gamma_{CT}}{\gamma} = \frac{z}{z_{CT}}$$

или

$$\gamma = \gamma_{CT} \frac{P}{P_{CT}} \frac{z_{CT}}{z}. \quad (3.1.4.12)$$

Для введения псевдодавления применительно к данному случаю выполним следующие преобразования. В первом слагаемом уравнения (3.1.4.3) выразим производную плотности по времени через сжимаемость с помощью соотношения (3.1.4.8).

$$K_{\Pi} \left[\beta \gamma \frac{\partial P}{\partial t} \right] + \operatorname{div} \left(-\gamma \frac{k}{\mu} \operatorname{grad} P \right) = 0.$$

Далее для определения плотности воспользуемся уравнением состояния (3.1.4.12)

$$K_{\Pi} \left[\beta \cdot \frac{P}{Z} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \right] + \operatorname{div} \left(-\frac{P}{Z} \cdot \frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p \right) = 0.$$

Вводя динамическую вязкость в первое слагаемое данного уравнения, а во втором вынеся проницаемость за знак дивергенции:

$$K_{\Pi} \left[\beta \cdot \mu \cdot \frac{P}{\mu \cdot Z} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \right] + k \cdot \operatorname{div} \left(-\frac{P}{\mu Z} \cdot \operatorname{grad} P \right) = 0. \quad (3.1.4.13)$$

Учитывая, что динамическая вязкость и сверхсжимаемость являются функциями лишь давления, введем их под знак производной по времени

$$K_{\Pi} \left[\beta \cdot \mu \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{P}{\mu \cdot Z} \right] \right] + k \cdot \operatorname{div} \left(-\frac{P}{\mu Z} \cdot \operatorname{grad} P \right) = 0. \quad (3.1.4.14)$$

Введем псевдодавление следующим образом

$$\operatorname{grad} P^* = \frac{2 \cdot P}{\mu \cdot Z} \cdot \operatorname{grad} P$$

или

$$P^* = \int_{P_0}^P \frac{2 \cdot P \cdot dP}{\mu \cdot Z}. \quad (3.1.4.15)$$

Из (3.1.4.14) и (3.1.4.15):

$$K_{\Pi} \beta \cdot \mu \cdot \frac{\partial P^*}{\partial t} - k \cdot \operatorname{div}(\operatorname{grad} P^*) = 0$$

или

$$K_{II} \beta \frac{\partial P^*}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \cdot \Delta P^* = 0. \quad (3.1.4.16)$$

Мы получили соотношение, по структуре похожее на уравнение пьезопроводности (3.1.4.10). Но это только формальное сходство. Полученное уравнение не вполне аналогично используемому для упругого режима.

Для уравнения в данной форме коэффициент пьезопроводности не является константой. Он существенно зависит от давления. То есть данное уравнение нелинейно и не может решаться так же, как его аналог для упругой жидкости.

Более строгое решение задачи возможно, если при линеаризации уравнения (3.1.4.3) наряду с псевдадавлением используется так называемое «псевдovремя», которое вводится следующим образом:

$$t^* = \int_{t_0}^t \frac{dt}{\mu \cdot \beta}. \quad (3.1.4.17)$$

Интегрирование производится в диапазоне от начального времени, при котором изучается процесс до текущего времени.

Введение псевдovремени позволяет преобразовать уравнение (3.1.4.16) к линейному виду

$$\frac{\partial P^*}{\partial t^*} + \frac{k}{\mu} \cdot \Delta P^* = 0. \quad (3.1.4.18)$$

Это уравнение используется в основном при численном решении задач массопереноса.

Приближенные аналитические решения задачи основаны на упрощении соотношения (3.1.4.16). При этом предполагают постоянство входящих в (3.1.4.16) параметров. Погрешность, связанная с подобным допущением, зависит от конкретных условий исследований. Ее оценка является одной из задач планирования ГДИС и обоснования достоверности результата.

В практике гидродинамических исследований используются два приближенных способа упрощения уравнения для расчета псевдадавления (3.1.4.15).

Первый способ предполагает постоянство произведения динамической вязкости на сжимаемость $\mu \cdot z = \bar{\mu} \cdot \bar{z} = const$. В этом случае из (3.1.4.15) следует:

$$P^* = \int_{P_0}^P \frac{2 \cdot P \cdot dP}{\mu \cdot Z} \approx \frac{1}{\bar{\mu} \cdot \bar{z}} (P^2 - P_0^2). \quad (3.1.4.19)$$

Второй способ предполагает постоянство комплексного параметра, $\frac{P}{\mu \cdot Z} = \frac{\bar{P}}{\bar{\mu} \cdot \bar{z}} = const$, т. е.:

$$P^* = \int_{P_0}^P \frac{2 \cdot P \cdot dP}{\mu \cdot Z} \approx \frac{\bar{2} \cdot \bar{P}}{\mu \cdot z} (P - P_0), \quad (3.1.4.20)$$

где $\bar{\mu}, \bar{z}$ – средние значения динамической вязкости и сверхсжимаемости в диапазоне изменения температуры и давления для исследуемого пласта, \bar{P} – среднее давление, P_0 – константа, для конкретных задач имеющая смысл начального давления.

И, наконец, если определить давление \bar{P} как среднее арифметическое между начальным и текущим давлениями

$$\bar{P} = \frac{P + P_0}{2},$$

получим формулу расчета псевдодавления, аналогичную (3.1.4.19)

$$P^* \approx \frac{\bar{2} \cdot \bar{P}}{\mu \cdot z} (P - P_0) = \frac{\bar{l}}{\mu \cdot z} (P - P_0) \cdot (P - P_0) = \frac{P^2 - P_0^2}{\mu \cdot z}. \quad (3.1.4.21)$$

Таким образом, оба рассмотренных допущения приводят к единому способу аппроксимации псевдодавления, который носит название « P^2 приближения»

Для последующего изложения будет важным получить использующую псевдодавление модификацию закона Дарси. Для линейного закона фильтрации эта задача решается подстановкой (3.1.4.15) в (3.1.2.6)

$$\bar{w} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\mu \cdot z}{2P} \text{grad}P^* = -\frac{k \cdot z}{2 \cdot P} \text{grad}P^*. \quad (3.1.4.22)$$

Отклонение от закона Дарси (нелинейная фильтрация)

В условиях нефтяного и газового пласта основным фактором, способствующим возникновению нелинейной фильтрации, является влияние инерционных сил, которое проявляется при больших скоростях движения флюида в пористой среде.

Для учета влияния этого фактора в уравнение, выражающее закон Дарси, вводится дополнительный член, пропорциональный квадрату скорости. В этом случае соотношению (2.3.2.5) соответствует следующий аналог:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu}{k} w + \beta^* w^2, \quad (3.1.4.23)$$

где γ [кг/м³] – плотность флюида; β^* [1/м] – коэффициент, определяемый структурой порового пространства (не путать со сжимаемостью).

Известна экспериментальная связь величины β^* и параметра k/K_{Π} , пропорционального среднему радиусу поровых каналов пласта [7]:

$$\beta^* = 63 * 10^6 \frac{k^{3/2}}{K_{\Pi}} . \quad (3.1.4.24)$$

В дифференциальной форме соотношение (3.1.4.24) имеет вид

$$gradP = \frac{M^-}{k} w + \beta^* w w . \quad (3.1.4.25)$$

3.1.5. Математические модели фильтрации многофазного флюида

При фильтрации многофазного флюида вследствие влияния капиллярных сил каждая фаза характеризуется своим полем давлений P_i (раздел 2.3.4). Фильтрация каждой из фаз в первом приближении может быть описана обобщенным законом Дарси [8, 9]:

$$\overline{w}_i = \frac{k_{\phi i}}{\mu_i} gradP_i = -k \frac{k_{i_отн}}{\mu_i} gradP_i , \quad (3.1.5.1)$$

P_i – давление, w_i – скорость фильтрации, $k_{\phi i}$ – фазовая проницаемость, $k_{i_отн}$ – относительная проницаемость i -й фазы.

В практике ГДИС перепадом давления между фазами, возникающим за счет капиллярных сил, пренебрегают, и соотношение (3.1.5.1) принимает вид:

$$\overline{w}_i = \frac{k_{\phi i}}{\mu_i} gradP = -k \frac{k_{i_отн}}{\mu_i} gradP . \quad (3.1.5.2)$$

Если компоненты флюида несжимаемы, можно записать для каждой из них аналог уравнения неразрывности (3.1.3.4) в виде:

$$K_{\Pi} \frac{\partial K_i}{\partial t} + div(w_i) = 0 . \quad (3.1.5.3)$$

Система уравнений (3.1.5.2), (3.1.5.3) дополняется условием равенства единице суммы содержаний всех компонент, заполняющих поры:

$$\sum_1^n K_i = 0 . \quad (3.1.5.4)$$

Для линеаризации данной системы уравнений по аналогии с п.3.1.4.2 может быть введено псевдодавление для многофазного потока [10, 11]:

$$P^* = \int_{p_o}^p \sum_l^n \left[\frac{k_{i_отн} \gamma_i}{\mu_i} \right] dP. \quad (3.1.5.5)$$

где γ_i – плотность i -й фазы.

Соотношение (3.1.5.5) для трехкомпонентной водогазонефтяной смеси записывается в виде:

$$P^* = \int_{p_o}^p \left[\frac{k_{н_отн} \gamma_n}{\mu_n} + \frac{k_{в_отн} \gamma_v}{\mu_v} + \frac{k_{г_отн} \gamma_g}{\mu_g} \right] dP, \quad (3.1.5.6)$$

где $k_{н_отн}$, $k_{в_отн}$, $k_{г_отн}$ – относительные фазовые проницаемости, $\gamma_n, \gamma_v, \gamma_g$ – плотности, μ_n, μ_v, μ_g – динамические вязкости воды, нефти и газа.

Структуры формул для расчета псевдодавления для однофазного (3.1.4.4) и многофазного (3.1.5.6) флюидов сходны. Однако в использовании последней формулы, есть существенная специфика. В данном случае предположение, что проницаемость пласта не зависит от времени, является слишком грубым. При многофазном притоке фазовая проницаемость существенно зависит от переменной текущей насыщенности пласта. Поэтому на основе псевдодавления нельзя столь же упростить аналитическое решение задачи, как это было возможно для однокомпонентного притока. Решение подобных задач возможно только на основе численных методов.

При необходимости получить более простую оперативную оценку давления при стабильном однофазном притоке используются более грубые приближения. Все они основаны на сходных предпосылках [11, 12].

– Пластовый флюид рассматривается как однофазная смесь со свойствами, близкими к жидкости. Наличие газа допускается, влияние этой фазы не должно преобладать.

– Воздействие капиллярных сил не учитывается, считается, что все компоненты смеси в каждой точке характеризуются единым давлением и физическими свойствами.

– Насыщенность пласта, а также значения фазовых проницаемостей не зависят от времени.

Расход такой смеси в условиях пласта рассчитывается как сумма приведенных к пластовым условиям расходов компонент:

$$Q_\Sigma = Q_n B_{o_н} + Q_v B_{o_в} + Q_g B_{o_г}, \quad (3.1.5.7)$$

Q_n, Q_v, Q_g – объемные расходы, $B_{o_н}, B_{o_в}, B_{o_г}$ – объемные коэффициенты нефти, воды и газа.

Суммарный расход условно приводится к условиям устья с помощью объемного коэффициента для нефти:

$$Q_{\Sigma_cm} = \frac{Q_n B_{o_n} + Q_g B_{o_g} + Q_z B_{o_z}}{B_{o_n}} . \quad (3.1.5.8)$$

Суммарная скорость фильтрации смеси принимается равной сумме скоростей фильтрации компонент

$$w_{\Sigma} = w_n + w_g + w_z = - \left[\frac{k_{\phi n}}{\mu_n} + \frac{k_{\phi g}}{\mu_g} + \frac{k_{\phi z}}{\mu_z} \right] gradP . \quad (3.1.5.9)$$

Это позволяет ввести постоянную интегральную подвижность смеси, рассчитываемую, как сумма подвижностей компонент:

$$w_{\Sigma} = \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} gradP ,$$

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} = \frac{k_{\phi n}}{\mu_n} + \frac{k_{\phi g}}{\mu_g} + \frac{k_{\phi z}}{\mu_z} . \quad (3.1.5.10)$$

Таким образом, по аналогии с законом Дарси можно связать между собой градиент давления в пласте и интегральную подвижность. Чтобы подобная связь стала полезной с точки зрения интерпретации ГДИС, должна быть установлена связь параметра $\left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma}$ и фильтрационных свойств пласта, ответственных за многофазную фильтрацию.

Один из способов определения данной связи использует в качестве дополнительной информации зависимости изменения от насыщения пласта фазовых проницаемостей. Рассмотрим его сущность для фильтрации двухкомпонентной водонефтяной смеси. Применительно к данному случаю соотношение (3.1.5.9) принимает вид:

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} = \left[\frac{k_{\phi n}}{\mu_n} + \frac{k_{\phi g}}{\mu_g} \right] . \quad (3.1.5.11)$$

В соответствии с (2.3.3.2) введем относительные фазовые проницаемости, используя нормировку с помощью значения проницаемости по нефти при связанной воде $k_n^{связ}$

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} = k_n^{связ} \left[\frac{k_{n_отн}}{\mu_n} + \frac{k_{g_отн}}{\mu_g} \right] . \quad (3.1.5.12)$$

Таким образом, при известных динамических вязкостях воды и нефти и значений текущих относительных фазовых проницаемостей пласта по интег-

ральной подвижности можно оценить относительную проницаемость по нефти при остаточной (связанной) воде

$$k_n^{связ} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\Sigma}}{\left[\frac{k_{n_отн}}{\mu_n} + \frac{k_{г_отн}}{\mu_g}\right]} \quad (3.1.5.13)$$

Более прост и шире применяется в практике интерпретации ГДИС способ увязки интегральной подвижности и фазовых проницаемостей пласта, который носит название «метод Перрина» [12]. Этот метод основан на допущении, что подвижность каждой из совместно фильтрующихся в пласте компонент пропорциональна доле компоненты в суммарном объемном расходе. То есть подвижность каждой фазы связана с суммарной подвижностью соотношениями:

$$\begin{aligned} \frac{k_n}{\mu_n} &= \left(\frac{k}{\mu}\right)_{\Sigma} \frac{Q_n}{Q_{\Sigma}}; \\ \frac{k_n}{\mu_n} &= \left(\frac{k}{\mu}\right)_{\Sigma} \frac{Q_g B_{o_г}}{Q_{\Sigma} B_{o_н}} \\ \frac{k_z}{\mu_z} &= \left(\frac{k}{\mu}\right)_{\Sigma} \frac{Q_z B_{o_z}}{Q_{\Sigma} B_{o_н}} \end{aligned} \quad (3.5.1.14)$$

Таким образом, по суммарной подвижности, определяемой по ГДИС для смеси в целом, появляется возможность оценить подвижности и фазовые проницаемости для отдельных компонент в отсутствие данных от относительных фазовых проницаемостей. Допущения, лежащие в основе данного метода, являются очень грубыми и его точность невелика.

3.2. Режимы течения флюида в пласте

3.2.1. Радиальный режим течения жидкости

Рассмотрим поле давления в пласте при следующих условиях [6, 13, 14]:

1) *пласт – однородная и изотропная среда с проницаемостью k и пьезопроводностью χ* ;

2) *границы пласта по вертикали – горизонтальные плоские поверхности, находящиеся на расстоянии h (толщина пласта) друг от друга;*

- 3) пласт работает *однородной жидкостью*;
- 4) *стенка скважины* – цилиндрическая вертикальная поверхность радиуса r_c ;
- 5) на стенке скважины нет никаких дополнительных *фильтрационных сопротивлений потоку флюида*, т. е. давление на стенке точно такое же, как в стволе;
- 6) распределение давления в пласте и свойства флюида *не зависят от времени*;
- 7) скважина *полностью* вскрывает пласт;

Если перечисленные условия выполняются, то система «скважина–пласт» называется *совершенной*. В перечисленных условиях в пласте формируется так называемый «радиальный режим течения». Понятие о радиальном режиме течения в пласте является основополагающим для теории гидродинамических исследований. Этот режим предполагает, что поле давлений и скоростей фильтрации в пласте имеет радиальную симметрию. При этом линии тока в пласте направлены по радиусу от периферии пласта к скважине при притоке и от скважины к периферии пласта при поглощении (рис. 3.2.1.1).

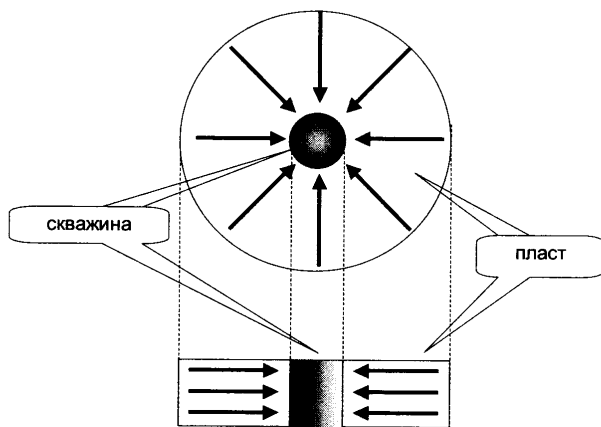


Рис. 3.2.1.1. Линии тока в пласте при радиальной фильтрации.

В условиях радиального режима информативность ГДИС максимальна. Для радиального притока стационарное уравнение пьезопроводности (3.1.4.2) принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = 0, \quad (3.2.1.1)$$

а аналог соотношения (3.1.4.11) для нестационарной фильтрации упругой жидкости приводится к виду:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (3.2.1.2)$$

Во многих случаях удобнее и нагляднее представлять исходные уравнения и полученные на их основе аналитические соотношения в безразмерных координатах.

В практике ГДИС для радиального режима используют следующие типы безразмерных координат:

безразмерное давление и депрессия:

$$P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot P}{Q \cdot \mu}; \Delta P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{Q \cdot \mu}, \quad (3.2.1.3)$$

безразмерное время:

$$t_D = \frac{\chi \cdot t}{r_C^2}, \quad (3.2.1.4)$$

безразмерный радиус

$$r_D = \frac{r}{r_C}, \quad (3.2.1.5)$$

где: $k, h, P, \Delta P, Q, \mu, \chi, r_C$ – некоторые постоянные (характерные для конкретной задачи) параметры системы «скважина–пласт»: проницаемость пласта, толщина пласта, давление, депрессия, дебит, динамическая вязкость флюида, пьезопроводность пласта, радиус скважины.

В безразмерных параметрах уравнение пьезопроводности (3.2.1.2) для радиального режима будет иметь вид:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}. \quad (3.2.1.6)$$

3.2.2. Радиальный режим течения газа

Для радиального течения газа аналог соотношения (3.2.1.6) имеет вид:

$$\frac{\partial^2 P_D^*}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D^*}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D^*}{\partial t_D}, \quad (3.2.2.1)$$

где величина P_D^* – «безразмерное псевдодавление» определяется соотношением (3.2.5.3), а вместо давления « P » используется псевдодавление « P^* »

$$P_D^* = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot P^*}{Q \cdot \mu}. \quad (3.2.2.2)$$

3.2.3. Режимы течения, отличные от радиального

Радиальный режим течения не всегда соответствует действительным условиям в системе «скважина–пласт». Достаточно часто в реальных условиях встречаются режимы течения другой геометрии. В их числе в первую очередь следует назвать линейный, билинейный и сферический режимы [8, 10, 11, 14, 15 и др.].

Линейный режим наблюдается при работе батареи скважин (рис. 3.2.3.1.а), для определенных временных периодов разработки пласта трещиной гидро разрыва (рис. 3.2.3.2.б) или горизонтальной скважиной (рис. 3.2.3.3.в), при дренировании скважиной русловых отложений (рис. 3.2.3.4.г) и в других случаях. Для данного режима поле давлений и скоростей фильтрации в пласте имеет линейную симметрию. При этом линии тока в пласте с плоскопараллельными границами раздела представляют собой прямые линии, параллельные границам, а уравнение пьезопроводности приобретает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.2.3.1)$$

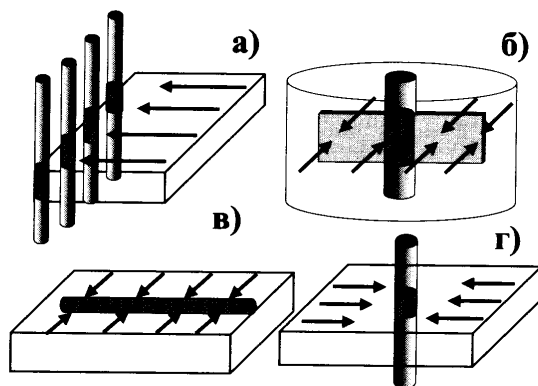


Рис. 3.2.3.1. Линейные режимы течения: а) батарея скважин; б) трещина неограниченной проводимости; в) русловые отложения (канал); г) горизонтальная скважина.

Билинейный режим характеризуется комбинацией двух линейных потоков. Его наиболее типичная модель – работа пласта аномально высокой проницаемости во вмещающей однородной изотропной среде (рис. 3.2.3.2). При этом линии тока в пласте и вмещающих породах ориентированы перпендикулярно друг другу.

Математической моделью этого процесса является система уравнений для пласта и вмещающих пород:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi_x} \frac{\partial P}{\partial t}; \quad \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{1}{\chi_y} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.2.3.2)$$

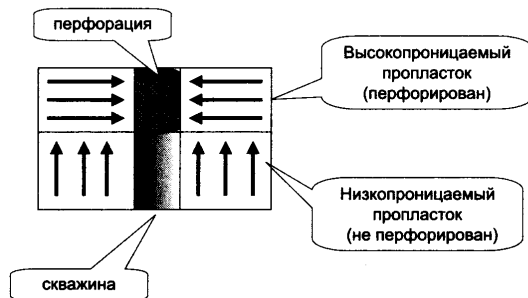


Рис. 3.2.3.2. Билинейный режим течения при вскрытии перфорацией высокопроницаемого слоя пласта

На стенке пласта выполняются условия сопряжения (неразрывности давления и потока).

Билинейный режим наиболее типичен для вертикальных трещин гидроразрыва (рис. 3.2.3.3)

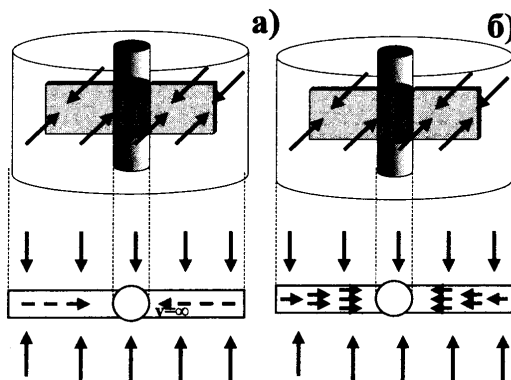


Рис. 3.2.3.3. а) линейный режим течения в трещине неограниченной проводимости, б) билинейный режим течения в трещине ограниченной проводимости

При частичном вскрытии пласта, а также при интервальном опробовании нередко в пласте возникает режим течения, близкий к *сферическому*. При данном режиме течения линии тока равномерно распределены по радиусам сферы (рис.3.2.3.4). Уравнение пьезопроводности в однородном изотропном пласте в этом случае имеет вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.2.3.3)$$

Псевдорadiaльный режим выделяется, когда время работы скважины настолько велико, что на форму воронки депрессии (репрессии) уже не оказывает влияния конкретные особенности вскрытия пласта (трещина гидроразрыва, горизонтального ствола). Для того чтобы такая воронка смогла сформиро-

ваться, пласт должен быть достаточно протяженным по простиранию (рис. 3.2.3.5.а, рис. 3.2.3.6). При меньших временах названные объекты характеризуются эллиптическим режимом, когда преобладает влияние максимального геометрического размера (длины трещины, длины горизонтального участка ствола), рис. 3.2.3.5.б.

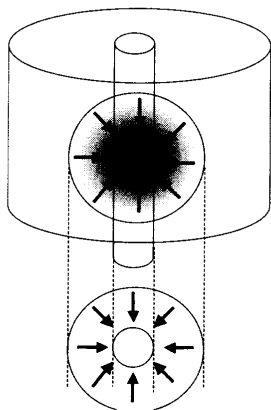


Рис. 3.2.3.4. Сферический режим течения в частично вскрытом пласте.

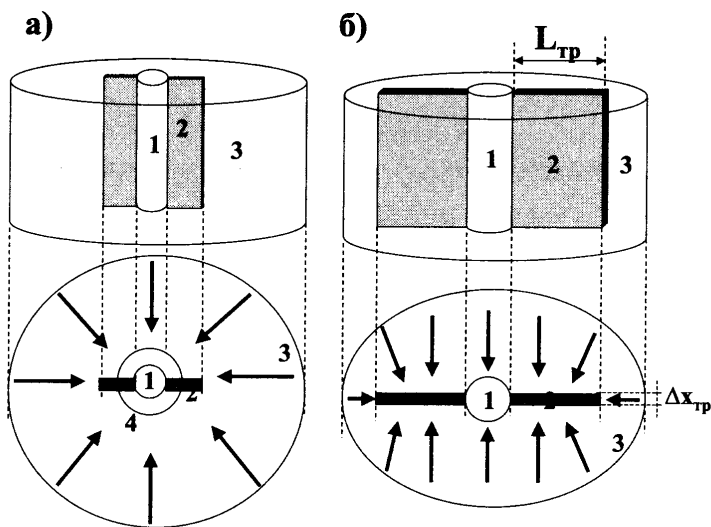


Рис. 3.2.3.5. Квазистационарный приток к трещине гидроразрыва. а) псевдо-радиальный поток при большом времени дренирования (воронка депрессии много больше длины трещины); б) эллиптический поток при малом времени дренирования (воронка депрессии сравнима с длиной трещины); 1 – скважина; 2 – трещина; 3 – пласт; 4 – скважина с эффективным радиусом (учитывающая влияние трещины). Стрелками обозначены линии тока.

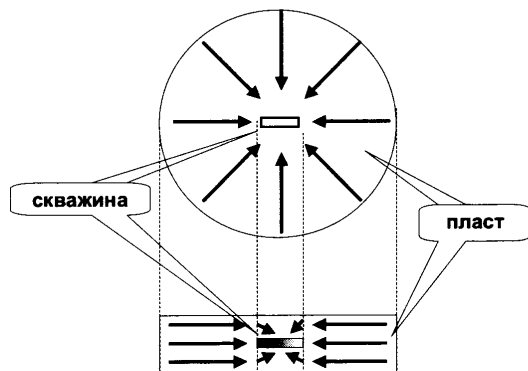


Рис. 3.2.3.6. Линии тока в пласте при псевдорadiaльной фильтрации, пласт дренируется горизонтальной скважиной.

Перечисленные, а также более сложные режимы течения, возникающие при дренировании пласта скважинами с трещинами гидроразрыва или горизонтальными скважинами, при взаимодействии системы скважин, а также при дренировании пласта сложного геологического строения будут рассмотрены в последующих разделах.

3.3. Квазистационарная радиальная фильтрация

3.3.1. Стационарное распределение давления в кольцевой цилиндрической полости

3.3.1.1. Фильтрация жидкости

Рассмотрим вспомогательную задачу по расчету распределения давления при фильтрации *упругой жидкости* в вертикальной цилиндрической полости, имеющей кольцевое осевое сечение с внутренним и внешним радиусами соответственно $r_1 = const$, $r_2 = const$. Начальное давление в полости $P_{пл} = const$. На внутренней и внешней стенках поддерживается постоянное давление соответственно $P_1 = const$, $P_{пл} = const$ и $P_2 = const$.

Для решения данной задачи воспользуемся уравнением пьезопроводности в радиальных координатах (3.2.1.2), которое, учитывая стационарность процесса, принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = 0 \quad (3.3.1.1)$$

при следующих краевых условиях:

$$\begin{aligned} P(r=r_1) &= P_c, \\ P(r=r_2) &= P_{пл}. \end{aligned} \quad (3.3.1.2)$$

Решение данного уравнения имеет вид

$$P(r) = C_1 + C_2 \cdot \ln r. \quad (3.3.1.3)$$

Принимая во внимание граничные условия (3.3.1.2), получим:

$$P(r) = P_c + (P_{пл} - P_c) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r}{r_1}\right)}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}. \quad (3.3.1.4)$$

3.3.1.2. Фильтрация газа

Аналог соотношения (3.3.1.1) при *фильтрации газа* имеет вид:

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P^*}{\partial r} = 0. \quad (3.3.1.5)$$

При переходе от функции псевдавления P^* к истинному давлению P приближения (3.1.4.19) получим аналог (3.3.1.4) следующего вида:

$$P^2(r) = P_c^2 + (P_{пл}^2 - P_c^2) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r}{r_1}\right)}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}. \quad (3.3.1.6)$$

3.3.2. Радиус контура питания

Рассмотрим радиальный приток в скважину при условиях ее работы с постоянной депрессией.

В этом случае в околоскважинном пространстве наблюдается изменение давления (воронка депрессии). Данный процесс давления является нестационарным.

нарным. Величина воронки депрессии увеличивается со временем. Чем больше время работы скважины $t_{РАБ}$, тем больше количество отобранного из пласта флюида, размеры зоны нарушения пластового давления и снижение давления в пласте¹.

Проанализируем процесс формирования воронки депрессии для фильтрации упругой жидкости в однородном изотропном пласте, имеющем начальное давление $P_{пл} = const$. Скважину будем считать вертикальной цилиндрической полостью радиуса r_c , давление в которой скважины не меняется во времени $P_c = const$.

Данный процесс описывается уравнением пьезопроводности (3.2.1.2) с крайвыми условиями

$$\begin{aligned} P(t_{РАБ} = 0) &= P_{пл} , \\ P(r = r_c) &= P_c , \\ P(r \rightarrow \infty) &= P_{пл} . \end{aligned} \quad (3.3.2.1)$$

В реальных условиях размеры воронки депрессии увеличиваются со временем. Чем дольше работает скважина, тем больше количество отобранного из пласта флюида, размеры зоны нарушения пластового давления и изменение давления в пласте. Однако со временем давление в пласте стабилизируется и далее меняется очень медленно. На этом основано приближенное аналитическое решение уравнений (3.2.1.2) и (3.3.2.1) с помощью *принципа квазистационарности*.

Данный принцип утверждает, что воронка депрессии в этом случае имеет ограниченный радиус, который не меняется во времени $r_{кп} = const$. Другими словами, на расстоянии $r = r_{кп}$ поддерживается постоянное давление $P_{пл}$. Этот радиус называется радиусом влияния или радиусом контура питания (в нефтепромысловой практике наиболее часто используется именно последний термин).

Для перечисленных условий стационарное давление по радиусу в пределах контура питания меняется по логарифмическому закону (3.3.1.4) и имеет вид:

$$P = P_c + (P_{пл} - P_c) \frac{\ln(r/r_c)}{\ln(r_{кп}/r_c)} . \quad (3.3.2.2)$$

Аналогичное уравнение для фильтрации газа имеет вид:

$$P = P_c^* + (P_{пл}^* - P_c^*) \frac{\ln(r/r_c)}{\ln(r_{кп}/r_c)} \quad (3.3.2.3)$$

¹ Все приведенные ниже рассуждения справедливы также при работе пласта в режиме нагнетания.

ИЛИ

$$P = P_c^2 + (P_{пл}^2 - P_c^2) \frac{\ln(r/r_c)}{\ln(r_{кп}/r_c)} \quad (3.3.2.4)$$

Факт увеличения размеров воронки депрессии во времени учитывается тем, что значение $r_{кп}$ в соотношении (3.3.2.4) меняется во времени.

$$r_{кп} = r_c + \sqrt{\pi \chi t_{раб}}, \quad (3.3.2.5)$$

где χ – пьезопроводность пласта.

Для каждого момента времени по формуле (3.3.2.5) можно рассчитать свой радиус контура питания и затем по формуле (3.3.2.4) рассчитать приближенное (близкому к стационарному) распределение давления. Такой метод расчета называется «методом последовательной смены стационарных состояний». Поле, параметры которого с достаточной для практических целей точностью могут быть описаны названным способом, называют «квазистационарным». Поле давления в стабильно работающей скважине является типичным примером квазистационарного поля. С этой точки зрения радиус контура питания определяет размеры околоскважинной зоны, где поле давления приближенно описывается законами стационарного переноса. Следует отметить, что каждое такое квазистационарное состояние характеризуется постоянным давлением и дебитом (хотя на самом деле и тот, и другой параметр меняются во времени).

На рис. 3.3.2.1 приведено сравнение приближенного решения задачи с помощью соотношений (3.3.2.4) и (3.3.2.5) с точным решением.

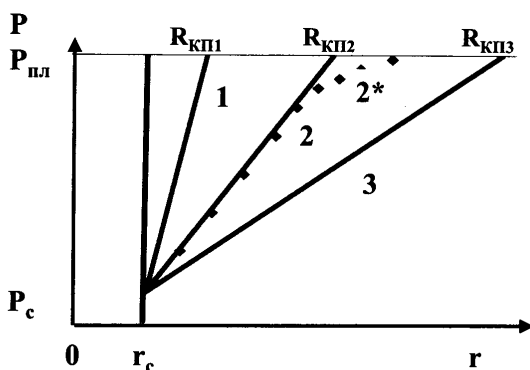


Рис. 3.3.2.1. Квазистационарное поле давления при дренировании пласта совершенной скважиной. 1, 2, 3 – приближенное распределение давления в околоскважинном пространстве, при различных временах работы скважины ($t_{раб1} < t_{раб2} < t_{раб3}$) полученное на основе принципа квазистационарности – соотношения (3.3.2.4), 2* – точное решение задачи.

Как видно из рисунка, описанное приближение действительно хорошо передает реальное решение задачи. Для каждого фиксированного момента времени распределение давления в околоскважинном пространстве близко к логарифмическому. Отклонения наблюдаются лишь при большом удалении от скважины. Если аппроксимировать распределение давления для конкретного момента времени от логарифма радиуса вблизи скважины линейной зависимостью, то отсчет по этой зависимости при давлении, равном пластовому, и будет представлять собой текущее для этого времени значение контура питания. Каждому моменту работы скважины соответствует свое, близкое к стационарному распределение давления в пласте и свое значение контура питания.

Расчет радиуса контура питания с помощью соотношения (3.3.2.5) возможен только при малых временах работы скважины. Дело в том, что значение радиуса контура питания увеличивается во времени достаточно интенсивно и быстро становится сравнимым с расстоянием между соседними скважинами. С этого момента воронка депрессии практически перестает меняться во времени. Тогда с достаточной для практики точностью значение радиуса контура питания можно принять постоянным и равным половине среднего расстояния между соседними скважинами. При этом положение контура не зависит от производительности скважин (рис. 3.3.2.2).

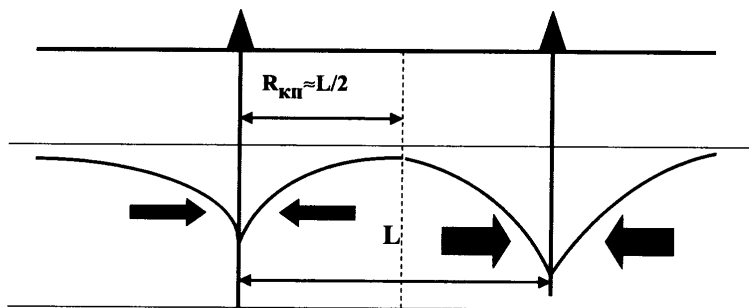


Рис. 3.3.2.2. Радиус контура питания при взаимодействии соседних скважин.

Подобный приближенный подход к определению радиуса влияния особенно актуален для скважин с трещинами гидроразрыва и горизонтальных скважин, максимально взаимодействующими со скважинами окружения.

Для более точного описания взаимодействия соседних скважин используются секторные модели массопереноса, учитывающие реальное взаиморасположение скважин, сложную геометрию и неоднородность пласта, нестабильную работу скважин и другие геологические и технологические факторы.

3.3.3. Уравнение квазистационарной радиальной фильтрации

3.3.3.1. Фильтрация жидкости

Продолжим рассматривать фильтрацию жидкости в однородной среде при допущениях, изложенных в разделе 3.3.2. Вычислим из (3.3.2.2) модуль градиента давления на стенке скважины

$$|\text{grad}P| = \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{r \cdot \ln(r_{\text{кп}}/r_c)} \quad (3.3.3.1)$$

Воспользовавшись законом Дарси, рассчитаем абсолютную величину скорости фильтрации на стенке

$$w = \frac{k}{\mu} |\text{grad}P| = \frac{k}{\mu \cdot r} \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c)} \quad (3.3.3.2)$$

Расход жидкости для пласта в целом – произведение скорости на площадь поверхности стенки скважины в пределах пласта:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h_{\text{раб}} \cdot w = 2 \cdot \pi \cdot \frac{k \cdot h_{\text{раб}}}{\mu} \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c)} = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c)} \quad (3.3.3.3)$$

или

$$\Delta P_D = \ln(r_{\text{кп}}/r_c), \quad (3.3.3.4)$$

где: $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, P_c – давление в стволе скважины, k – проницаемость пласта, $h_{\text{раб}}$ – мощность пласта, μ – динамическая вязкость, $r_{\text{кп}}$ – радиус контура питания, r_c – радиус скважины, ΔP_D – безразмерная депрессия, рассчитываемая по формуле (3.2.1.3).

Комплексный параметр $\varepsilon = \frac{k \cdot h_{\text{раб}}}{\mu}$ называют *гидропроводностью* пласта.

В нефтепромысловой практике принято использовать данные о расходе жидкости в условиях поверхности (стандартных) $Q_{\text{см}} = Q/V_o$, где V_o – коэффициент объемного расширения жидкости

$$Q_{\text{см}} = \frac{\pi \cdot \varepsilon}{V_o} \cdot \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c)} \quad (3.3.3.5)$$

Данное соотношение иногда приводится в виде

$$P_{nl} - P_c = A \cdot Q_{cm}, \quad (3.3.3.6)$$

где A – так называемое фильтрационное сопротивление

$$A = \frac{P_{nl} - P_c}{Q_{cm}} = B_o \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}. \quad (3.3.3.7)$$

3.3.3.2. Фильтрация газа

Основой аналитического описания давления в газовом пласте при фильтрации по линейному закону Дарси является идея о псевдодавлении и псевдовремени, рассмотренная в п. 3.1.4.3.

При аналитическом описании фильтрации газа необходимо учитывать две особенности. Первая особенность состоит в существенной зависимости его свойств (прежде всего плотности) от давления, вторая – в отклонении от линейного закона Дарси при больших скоростях движения флюида в пористой среде.

Зависимость свойств газа от давления

Модификация формулы для псевдодавления на основе предположения о стабильности входящих в него параметрах позволяет существенно упростить решение задачи, используя так называемое « r^2 -приближение».

С использованием перечисленных допущений в разд. 3.3.2 было получено расчетное соотношение (3.3.2.3) для изменения давления по радиусу. На основе данного соотношения легко получить аналог соотношения (3.3.3.1) для модуля градиента псевдодавления на стенке скважины

$$|\text{grad}P^*| = \frac{\partial P^*}{\partial r} = \frac{(P_{nl}^* - P_c^*)}{r \cdot \ln(r_{кп}/r_c)}. \quad (3.3.3.8)$$

Далее вычислим абсолютную величину скорости фильтрации на стенке, воспользовавшись соотношением (3.1.4.22) и принимая в нем текущее пластовое давление, равное давлению на стенке скважины ($P=P_c$)

$$w = \frac{k \cdot Z}{2 \cdot P_c} |\text{grad}P^*| = \frac{k \cdot \bar{z}}{2 \cdot P_c \cdot r} \frac{(P_{nl}^* - P_c^*)}{\ln(r_{кп}/r_c)}. \quad (3.3.3.9)$$

Оценим объемный расход газа в пластовых условиях

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h_{\text{раб}} \cdot w = \frac{\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}} \cdot \bar{z} (P_{\text{пл}}^* - P_c^*)}{P_c \ln(r_{\text{кп}}/r_c)}$$

или, учитывая (3.1.4.19):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}} (P_{\text{пл}}^2 - P_c^2)}{P_c \cdot \mu \ln(r_{\text{кп}}/r_c)} \quad (3.3.3.10)$$

Итак, получено расчетное соотношение для расчета объемного расхода газа в условиях пласта. Для пересчета расхода в стандартных условиях воспользуемся уравнением состояния (2.1.4.5), которое, учитывая изотермический процесс, запишем в виде:

$$Q = \frac{Q_{\text{см}} P_{\text{см}}}{P_c} z,$$

$$Q_{\text{см}} = \frac{Q \cdot P_c}{P_{\text{см}} \cdot z} = \frac{\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}} (P_{\text{пл}}^2 - P_c^2)}{P_{\text{см}} \cdot \mu \cdot z \ln(r_{\text{кп}}/r_c)}, \quad (3.3.3.11)$$

где $P_{\text{см}}$ – атмосферное (стандартное) давление; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, $q_{\text{см}}$ – дебит газа при стандартных температуре и давлении.

Соотношение (3.3.3.11) принято записывать в виде

$$P_{\text{пл}}^2 - P_c^2 = A Q_{\text{см}}, \quad (3.3.3.12)$$

где A – фильтрационное сопротивление;

$$A = \frac{P_{\text{см}} \cdot \mu \cdot z}{\pi \cdot k \cdot h_{\text{раб}}} \ln(r_{\text{кп}}/r_c). \quad (3.3.3.13)$$

Влияние нелинейности закона фильтрации

Если дополнительно учесть и нелинейность фильтрации, описываемую уравнением (3.1.4.25), приходим к соотношению:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_c^2 = A Q_{\text{см}} + B Q_{\text{см}}^2, \quad (3.3.3.14)$$

где B – дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное нелинейностью фильтрации.

3.3.4. Уравнения стационарной нерадиальной фильтрации

При нерадиальном притоке закономерности формирования поля давления становятся более сложными, чем при радиальном. Для изучения аномалий давления, как правило, используются численные методы. Однако в ряде случаев расчеты могут быть упрощены. Это касается, в частности, приближенной оценки дебита длительно стабильно работающих горизонтальной скважины и трещины гидроразрыва. В этих случаях в пласте формируются воронки депрессии формы, близкой к эллиптической.

3.3.4.1. Оценка расхода горизонтальной скважины

Данная задача решается в предположении (принятом на основе практического опыта и на основе результатов моделирования), что контур питания стабильно работающей горизонтальной скважины имеет эллиптическую форму (рис. 3.3.4.1.а).

В пределах контура формируется так называемый «эллиптический» режим течения. Для этих условий дебит горизонтальной скважины в стандартных условиях может быть оценен по формуле [16, 17]:

$$Q_{cm} = \frac{kh(p - p_{пл})}{\mu B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} \right\}} ;$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{кп}}{L} \right)^4} \right]^{0.5} ;$$

$$\beta = \sqrt{\frac{k_z}{k_{xy}}} ;$$

$$k = \sqrt{k_z k_{xy}} ;$$

$$L > \beta h ;$$

$$L/2 < 0.9r_{кп} .$$

где k_z, k_{xy} – горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта, h – эффективная мощность пласта, p – давление на забое, $p_{пл}$ – начальное пластовое давление, μ – динамическая вязкость, B_o – объемный коэффициент пластового флюида, L – длина горизонтального ствола, $r_{кп}$ – эффективный радиус контура питания – длина большей полуоси эллиптической зоны дренирования.

$r_{кп}$ – радиус большой полуоси эллипса, ограничивающего контур питания.

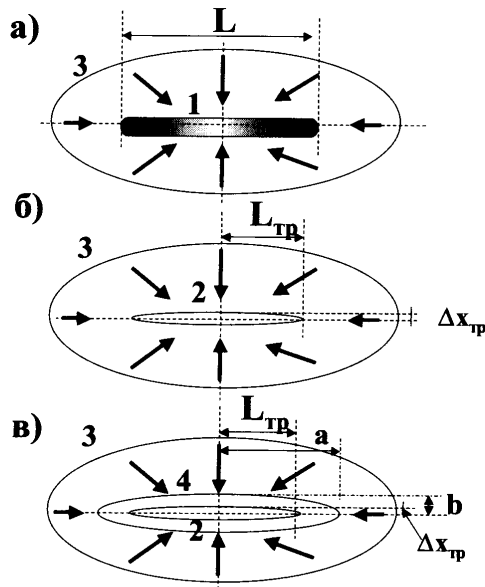


Рис. 3.3.4.1. Эллиптический квазистационарный приток к горизонтальной скважине (а), к трещине гидроразрыва без зоны кольтматации (б), к трещине гидроразрыва с зоной кольтматации (в). 1 – скважина, 2 – трещина с горизонтальным сечением в форме эллипса, 3 – контур питания, 4 – зона кольтматации вокруг трещины. L – длина горизонтальной скважины, $L_{тр}$ – полудлина трещины, $\Delta x_{тр}$ – ширина трещины. a, b – длины большой и малой полуоси эллипса, являющегося границей зоны кольтматации. Стрелками обозначены линии тока.

3.3.4.2. Оценка расхода вертикальной трещины неограниченной проводимости

Однородный пласт

При анализе стабильно работающей трещины гидроразрыва примем следующие допущения [18]. Пласт – однородная изотропная среда проницаемости k с плоскопараллельными горизонтальными подошвой и кровлей мощности h . Трещина (рис. 3.3.4.1.б) – вертикальная цилиндрическая полость с эллиптическим осевым сечением и неограниченной проницаемостью по высоте, пересекающая весь пласт. Размер большой полуоси эллипса – длина трещины $L_{тр}$, размер малой полуоси – ширина трещины $\Delta x_{тр}$.

Начальное пластовое давление $P_{nl} = const$, на стенке скважины поддерживается постоянное давление $P_c = const$.

Контур питания имеет форму эллипса, конфокального сечения трещины с радиусом большой полуоси $r_{кп}$.

В этом случае расход флюида из дренируемого флюидом пласта определяется по формуле

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B_o} \cdot \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{2 \cdot r_{кп}}{f}\right)} = Q_{cm}^o \frac{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot r_{кп}}{f}\right)}, \quad (3.3.4.1)$$

где μ – вязкость флюида, $R_{кп}$ – радиус контура питания, Q_{cm}^o – расход скважины, не осложненной трещиной совершенной скважины, рассчитываемый по формуле (3.3.3.5).

$$f = \sqrt{L_{mp}^2 - \Delta x_{mp}^2} \approx L_{mp} - \text{фокусное расстояние эллипса.}$$

Соотношение легко привести в виду:

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B_o} \cdot \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{r_{кп}}{r_c^*}\right)}, \quad (3.3.4.2)$$

где $r_c^* = f/2 \approx L_{mp}/2$.

Мы получили формулу, полностью аналогичную по структуре той, что описывает поведение совершенной скважины. Но роль радиуса скважины играет длина трещины. Результат имеет очевидный физический смысл, трещина работает с гораздо большей эффективностью, чем скважина, расход флюида при наличии трещины неограниченной проводимости существенно зависит от ее длины.

Неоднородный пласт

Решение аналогичной задачи при наличии вокруг трещины загрязненной зоны предполагает, что зона загрязнения, как и трещина, представляет собой вертикальную цилиндрическую полость с эллиптическим осевым сечением, конфокальным сечению трещины

$$f = \sqrt{L_{mp}^2 - \Delta x_{mp}^2} = \sqrt{a^2 - b^2}.$$

Проницаемость зоны ухудшенной проницаемости – k_s

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B_o} \cdot \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{2 \cdot r_{кп}}{f}\right) - \left(\frac{2\lambda}{1-\lambda}\right) \cdot \ln\left(\frac{a-b}{a+b}\right)}$$

$$\lambda = \frac{k - k_s}{k + k_s}. \quad (3.3.4.3)$$

Если проницаемости ближней (загрязненной) и дальней зон пласта одинаковы ($k=k_s$), то $\lambda=0$. В этом случае соотношение (3.3.4.3) принимает вид

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B_o} \cdot \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{2 \cdot r_{кп}}{f}\right)}. \quad (3.3.4.4)$$

При существенном уменьшении проницаемости ближней зоны ($k_s \rightarrow 0, \lambda \rightarrow 1$) поправка за счет неоднородности пласта вырастает до очень больших величин, а дебит пласта стремится к нулевому значению.

3.3.4.3. Работа скважины в ограниченном по простираию однородном пласте


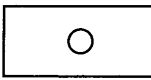

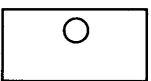



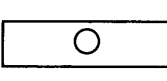

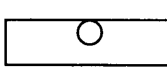
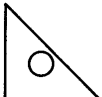
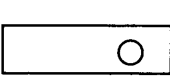
Для приближенной оценки давления в вертикальной скважине, дренирующей резервуар сложной формы, используется модифицированное уравнение Дюпюи, где влияние контура питания учитывается с помощью так называемого «коэффициента формы Дейтца». В литературе используются две его модификации: « C_D » либо « C_A », отличающиеся постоянным множителем [19, 20]

$$Q_{cm} = \frac{\pi \cdot \varepsilon}{B_o} \frac{(P_{nl} - P_c)}{\ln\left(\frac{C_D \sqrt{S_{pez}}}{r_c}\right)} = \frac{\pi \cdot \varepsilon}{B_o} \frac{(P_{nl} - P_c)}{0.5 \ln\left\{\frac{10.06 \cdot S_{pez}}{C_A \cdot r_c^2}\right\}},$$

$$C_A = \frac{10.06}{C_D^2}. \quad (3.3.4.5)$$

Значения этой поправки зависят от площади S_{pez} и формы дренируемого резервуара. Вид зависимости для некоторых наиболее распространенных моделей резервуаров приведен в табл. 3.3.4.1.

Коэффициенты формы Дейтца для наиболее распространенных моделей резервуаров

Форма резервуара	C_D	C_A	Форма резервуара	C_D	C_A
Круг со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной в центре		
	$\frac{0.564\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	31.62		$\frac{0.668\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	37.45
Квадрат со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной вблизи большей стороны		
	$\frac{0.571\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	31.45		$\frac{0.966\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	54.16
Шестиугольник со скважиной в центре			Прямоугольник 1:2 со скважиной вблизи меньшей стороны		
	$\frac{0.565\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	31.6		$\frac{1.44\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	80.73
Треугольник со скважиной в центре			Прямоугольник 1:4 со скважиной в центре		
	$\frac{0.604\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	37.6		$\frac{1.368\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	76.79
Ромб с острым углом 60° и скважиной в центре			Прямоугольник 1:4 со скважиной вблизи большей стороны		
	$\frac{0.610\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	27.1		$\frac{1.925\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	107.9
Прямоугольный треугольник со скважиной вблизи прямого угла			Прямоугольник 1:4 со скважиной вблизи меньшей стороны		
	$\frac{0.678\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	21.9		$\frac{6.590\sqrt{S_{pez}}}{r_c}$	386.8

3.3.5. Индикаторные диаграммы

Индикаторные диаграммы представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся (квазистационарном) режиме работы скважины. Согласно уравнению Дюпюи для радиального притока жидкости, индикаторная диаграмма представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта. Для одной и той же гидропроводности и меняющихся скин-факторов можно получить семейство индикаторных линий, расположенных под разным углом наклона в зависимости от величины s (рис. 3.3.5.1).

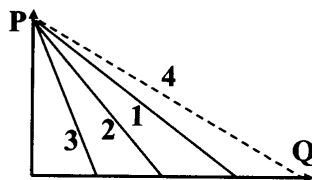


Рис. 3.3.5.1. Индикаторные диаграммы для притока однофазной жидкости. 1 – при нулевом значении скин-фактора ($s_1=0$); 2 и 3 – при значении скин-фактора $s_3>s_2>0$; 4 – при отрицательном скин-факторе.

Для чисто газовых скважин согласно соотношению (3.3.2.14) индикаторные диаграммы являются нелинейными [7, 21, 22]. Для их представления в линейном виде обычно используется преобразование:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_c^2}{Q_{ст}} = A + B \cdot Q_{ст} \quad (3.3.5.1)$$

В зарубежной практике также широко используется способ описания индикаторных диаграмм нелинейными зависимостями. В частности, для реальной пластовой нефти имеет существенное значение тот факт, что при снижении давления на забое скважины (а значит, и в призабойной зоне пласта) ниже давления насыщения из жидкости начинает выделяться газ. В призабойной зоне пласта поток становится двухфазным, что приводит к резкому снижению фазовой проницаемости по жидкости и соответственно снижению дебита. Согласно хорошо известному *приближению Вогеля* [23] индикаторная диаграмма в этом случае описывается соотношением:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_c}{P_{пл}} - 0.8 \left[\frac{P_c}{P_{пл}} \right]^2, \quad (3.3.5.2)$$

где Q – текущий дебит скважины, P_c – текущее давление, Q_{max} – так называемый абсолютно свободный дебит (т.е. дебит, который теоретически был бы достигнут, если бы давление на забое снизилось до нулевого).

Соотношение (3.3.5.2) имеет очень четкий физический смысл. При атмосферном давлении на забое (нулевом избыточном давлении), $P_c=0$, достигается абсолютно свободный дебит $Q=Q_{max}$. При пластовом давлении ($P=P_{пл}$) дебит равен нулю $Q=0$.

Для построения такой кривой достаточно знать величину пластового давления и максимального (абсолютно свободного дебита), или пластовое давление и дебит хотя бы при одном текущем давлении.

Для учета влияния скин-фактора в соотношении (3.3.5.2) вводится поправка (так называемая поправка Стэндинга [24]):

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \cdot \frac{P_c^*}{P_{пл}} - 0.8 \left[\frac{P_c^*}{P_{пл}} \right]^2, \quad P_c^* = P_{пл} - \eta \cdot (P_{пл} - P_c), \quad (3.3.5.3)$$

где η – коэффициент совершенства вскрытия скважины (в западных литературных источниках этот параметр называют «фактором эффективности притока»).

В уравнении Вогеля в таком упрощенном виде есть очень существенный недостаток, так как приходится полагать, что индикаторная линия криволинейна при всех значениях давления, в том числе и при давлении ниже давления насыщения (рис. 3.3.5.2.а).

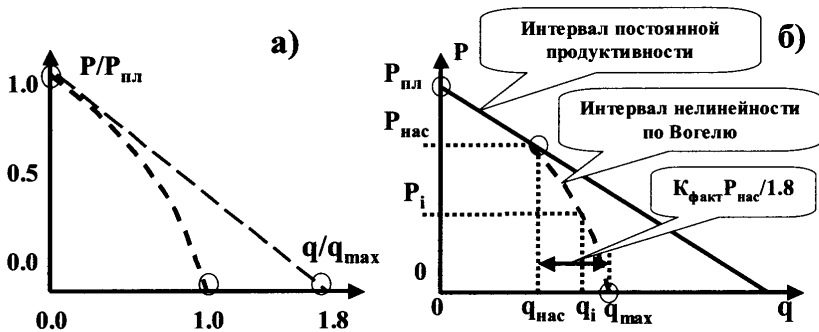


Рис. 3.3.5.2. Индикаторная диаграмма Вогеля: а) стандартная с поправкой Стэндинга для скин-фактора, б) модифицированная для нулевого скин-фактора.

Этот недостаток учитывает модифицированное уравнение Вогеля, которое имеет вид:

$$q = K_{факт} (P_{пл} - P_c) \quad \text{для } P_c > P_{нас}, \quad (3.3.5.4)$$

$$q = q_{нас} + \left\{ q_{max} - q_{нас} \right\} \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_c}{P_{нас}} - 0.8 \frac{P_c^2}{P_{нас}^2} \right\}$$

$$\text{для } P_c \leq P_{нас}, \quad (3.3.5.5)$$

где $q_{нас} = K_{факт} \cdot (P_{пл} - P_{нас})$ – дебит скважины при давлении, равном давлению насыщения; $q_{max} = q_{нас} + K_{факт} \cdot P_{нас} / 1.8$ – абсолютно свободный дебит (при нулевом давлении).

При давлении на забое, равном давлению насыщения, дебит, рассчитанный по уравнению (3.3.5.5), равен $q_{нас}$, при нулевом давлении дебит равен q_{max} (рис. 3.3.5.2.6).

Еще одним способом отображения нелинейного характера индикаторных диаграмм являются индикаторные кривые Фетковича [25] следующего вида:

$$q = K_{эф}^* \cdot (P_{пл}^2 - P_c^2)^n, \quad (3.3.5.6)$$

где показатель степень n в зависимости от условий конкретной скважины может меняться от 0.5 до 1, коэффициент $K_{эф}^*$ является аналогом коэффициента продуктивности.

Рассмотренные зависимости типа (3.3.5.2)–(3.3.5.6) являются попыткой отобразить в виде уравнения (или диаграммы) факт снижения производительности скважины при снижении давления ниже давления насыщения и не имеют более глубокой физической основы.

Реальные эффекты могут быть существенно более сложными. В частности, выделение газовой фазы в пласте приводит к столь сильному уменьшению фазовой проницаемости, что на индикаторной линии наблюдается инверсия (рис. 3.3.5.3) – т.е. при дальнейшем увеличении депрессии дебит начинает падать. Причем при последующем снижении депрессии дебит уже не возрастает, поскольку выделившийся ранее газ остается в порах пласта. Таким образом, для указанных условий индикаторные диаграммы при «прямом и обратном ходе» не совпадают друг с другом из-за необратимых процессов в поровом пространстве пласта.

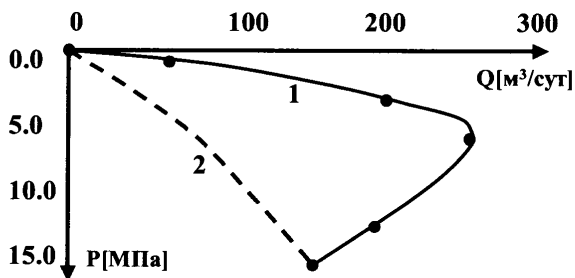


Рис. 3.3.5.3. Индикаторная диаграмма в скважине, работающей при давлении ниже давления насыщения. 1 – результаты измерений при увеличении депрессии (прямой ход); 2 – результаты измерений при уменьшении депрессии (обратный ход).

3.4. Радиальный скин-фактор

3.4.1. Типы несовершенства скважин

В разделе 3.2.1 были перечислены основные условия, при которых скважина может считаться совершенной. Соответственно, если хотя бы одно из условий не выполняются, скважина называется несовершенной.

Можно назвать более двух десятков особенностей конструкции скважины и состояния пласта, вследствие которого скважина может стать несовершенной. Перечислим основные из них [6, 10, 13, 14].

Наиболее часто встречающийся на практике случай это кольматация, то есть ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта вследствие ее загрязнения (в процессе бурения, капитального ремонта, освоения скважин). Основными причинами ухудшения проницаемости призабойной зоны коллектора является блокировка поровых каналов фильтратом бурового или цементного раствора, набухание глин при контакте с фильтратом, выпадение осадка в порах, вызванное химическим взаимодействием фильтрата с веществом горных пород. Этот случай изображен на рис. 3.4.1.1

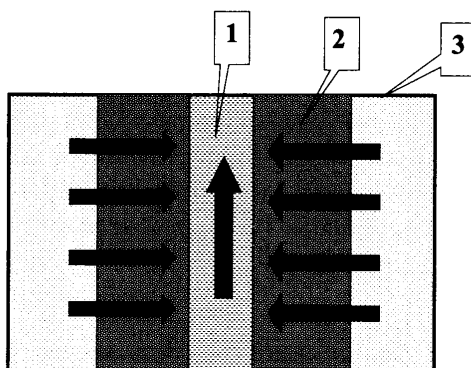


Рис. 3.4.1.1. Приток в скважину при образовании радиальной зоны кольматации пласта. 1 – скважина, 2 – зона кольматации, 3 – пласт, стрелками показано направление движения флюида

Как видно из рис. 3.4.1.1, поток в пласте остается радиальным, но его интенсивность резко снижается из-за аномально высокого гидравлического сопротивления призабойной зоны.

В обсаженной эксплуатационной скважине на режим течения флюида в призабойной зоне существенно влияют особенности конструкции забоя, вскрытия пласта (цементирование заколонного пространства и перфорация – рис. 3.4.1.2, оборудование открытого ствола фильтром – рис. 3.4.1.3 и пр.). Как правило, обсадка и перфорация пласта ухудшают условия фильтрации. Одно из исключений – высокоэффективная кумулятивная перфорация, обеспечивающая проникновение перфорационных каналов за пределы зоны коль-

матации в неповрежденную часть пласта. В этом случае производительность скважины может возрасти.

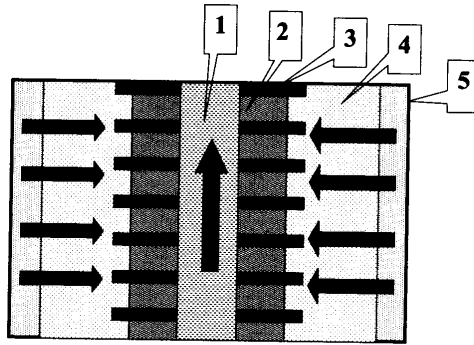


Рис. 3.4.1.2. Приток в перфорированную скважину. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – зона кольтматации, 5 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида.

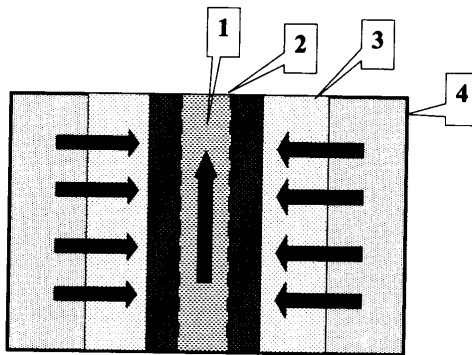


Рис. 3.4.1.3. Приток в скважину с открытым стволом, оборудованным фильтром. 1 – скважина, 2 – фильтр, 3 – зона кольтматации, 4 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида.

Не менее существенно влияние частичного вскрытия (рис. 3.4.1.4). В этом случае дополнительное фильтрационное сопротивление создается не в результате ухудшения свойств пласта возле скважины, а в результате уменьшения интервала поступления флюида в скважину. Кроме того, флюид из недобуренной части пласта вынужден продвигаться по вертикали, а в терригенных коллекторах вертикальная проницаемость, как правило, значительно ниже горизонтальной.

Меньшим по величине, но также весьма значимым, является влияние на характер притока отклонения ствола от вертикали, схематичное изображение которого приведено на рис. 3.4.1.5. В данном случае наклон скважины не мешает, а способствует лучшей работе пласта и увеличению дебита скважины.

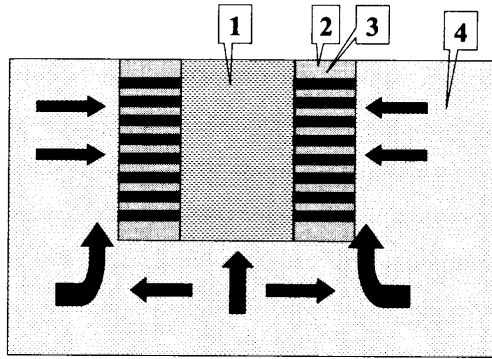


Рис. 3.4.1.4. Приток в скважину при частичном вскрытии пласта. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида.

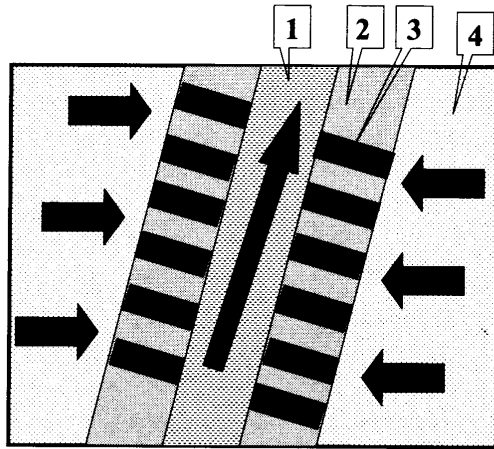


Рис. 3.4.1.5. Приток в наклонную скважину. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – пласт. Стрелками показано направление движения флюида.

Часто встречается также влияние вертикальной неоднородности (рис. 3.4.1.6). На рисунке приведен случай, когда высокопроницаемый пропласток находится в кровле пласта. Сообщение со скважиной происходит не по всему перфорированному пласту, а преимущественно через этот пропласток. В этом случае ухудшение производительности скважины связано с тем, что флюиду приходится преодолевать дополнительное фильтрационное сопротивление при движении к высокопроницаемому пропластку. Такой же эффект будет наблюдаться при любой анизотропии пласта. Чем больше отличаются по проницаемости отдельный пропласток и основной пласт, тем заметнее указанный эффект.

В газовых, газоконденсатных добывающих, а также в водонагнетательных скважинах часто наблюдается уменьшение фазовой проницаемости в призабойной зоне, связанное с изменением насыщения по радиусу пласта (выделением газа или выпадением конденсата, нагнетанием фронта воды и т.п.). Схема влияния данного фактора приведена на рис. 3.4.1.7.

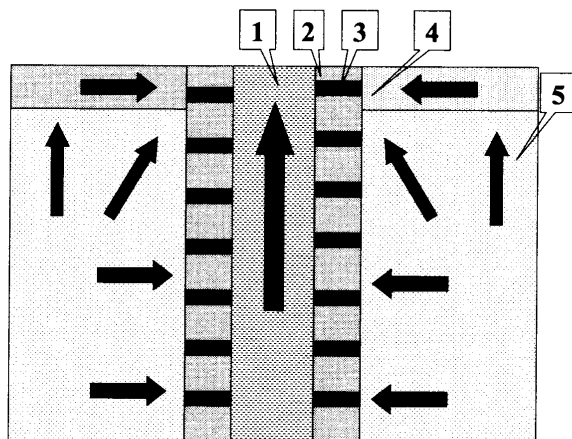


Рис. 3.4.1.6. Приток в скважину при вертикальной неоднородности пласта. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – высокопроницаемый пласт, 5 – низкопроницаемый пласт. Стрелками показано направление движения флюида.

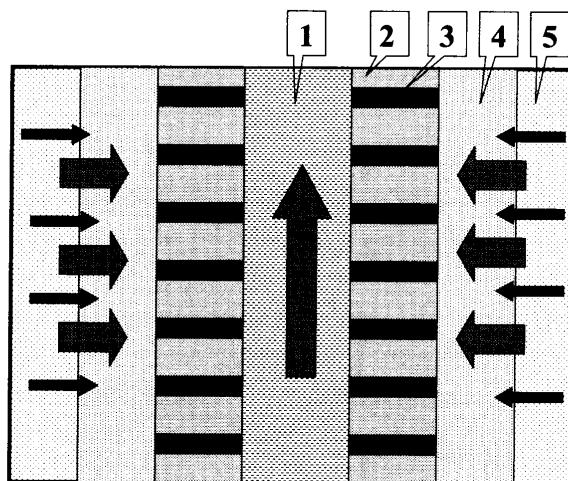


Рис. 3.4.1.7. Ухудшение проницаемости призабойной зоны вследствие изменения состава притекающего в ствол флюида. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – зона выделения газожидкостной смеси в прискважинной зоне пласта, 5 – зона движения жидкости. Стрелками показано направление движения флюида.

Сегодня широкое распространение в мире приобрела технология гидроразрыва пласта (ГРП). В скважину под большим давлением закачивают флюид, в пласте создается трещина и закрепляется пропантом (например, хорошо отсортированным и окатанным песчаником). Схематично образующаяся трещина изображена на рис. 3.2.1.2.6. Схема стационарного притока в скважину и трещину (проекция сверху) приведена на рис. 3.4.1.8.

Обычно после гидроразрыва фильтрационное сопротивление прискважинной зоны не увеличивается, а уменьшается.

Чаще всего при проведении гидроразрыва загрязняется сам пласт. Зона кольматации схематично изображена на рис. 3.4.1.9.а.

Но может закольматироваться и трещина (например, после компрессирования, цементации или др.). Подобная ситуация схематично изображена на рис. 3.4.1.9.б.

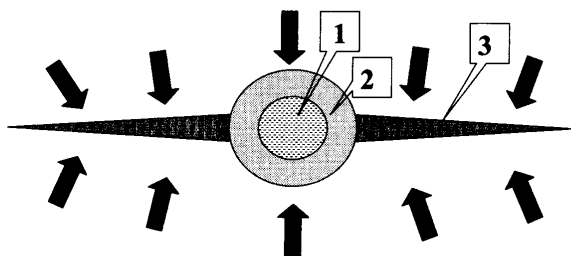


Рис. 3.4.1.8. Особенности притока при гидроразрыве пласта. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – трещина гидроразрыва. Стрелками показано направление движения флюида.

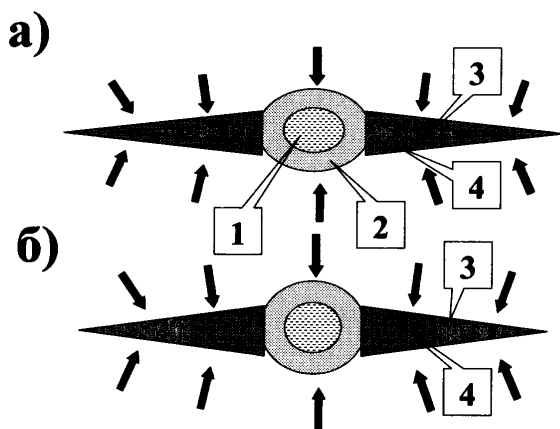


Рис. 3.4.1.9. Кольматация пласта при гидроразрыве (а) и после гидроразрыва (б). 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – трещина гидроразрыва, 4 – зона кольматации трещины. Стрелками показано направление движения флюида.

При работе пласта по негерметичному заколонному пространству дополнительное сопротивление движению флюида оказывает фильтрационное сопротивление канала перетока (рис. 3.4.1.10).

Необходимо помнить, что приведенные выше иллюстрации являются всего лишь схемами и на практике часто встречаются случаи одновременного существования нескольких причин изменения состояния прискважинной зоны. Суммарный скин-фактор, связанный с воздействием всех возможных причин, называют *интегральным*.

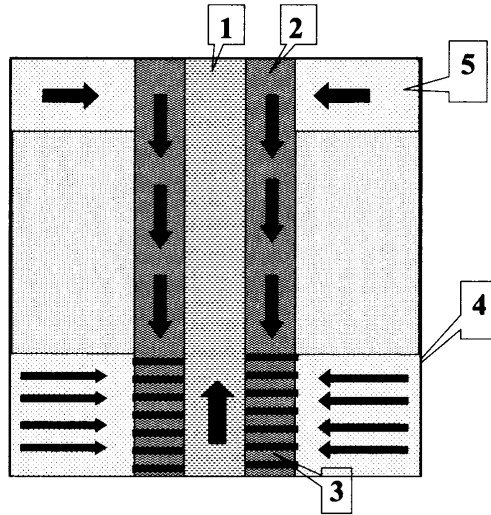


Рис. 3.4.1.10. Работа пласта по каналу перетока. 1 – скважина, 2 – цементное кольцо, 3 – перфорация, 4 – перфорированный пласт, 5 – пласт-источник заколонного перетока. Стрелками обозначено направление движения флюида.

3.4.2. Скин-фактор как количественная мера несовершенства скважины

Одной из основных характеристик степени несовершенства скважины является «дополнительный перепад давления скин-эффекта» – ΔP_s , который определяется следующим образом.

Совершенная скважина работает при депрессии (репрессии) ΔP с расходом Q . За счет повреждения призабойной зоны расход по сравнению с совершенной скважиной меняется. Дополнительный перепад давления $\Delta P_s = P_{c-s=0} - P_{c-s < 0}$, который нужно приложить к пласту с измененными свойствами для продолжения работы с тем же расходом, что и при совершенном вскрытии, называется «дополнительным перепадом давления скин-эффекта».

Чтобы на основе величины ΔP_s получить единую количественную характеристику всех типов повреждения скважины, мы пренебрежем размерами повреждения по сравнению с величиной зоны дренирования пласта. Будем считать, что перепад давления ΔP_s наблюдается в непосредственно примыкающем к стенке скважины слое бесконечно малой толщины, т. е. фактически – только на стенке скважины. Будем также считать, что режим течения в пласте является радиальным (псевдорадальным).

Тогда, если условия работы скважины за счет ее повреждения ухудшены, появление перепада давления скин-эффекта поясняется следующей схемой (рис. 3.4.2.1).

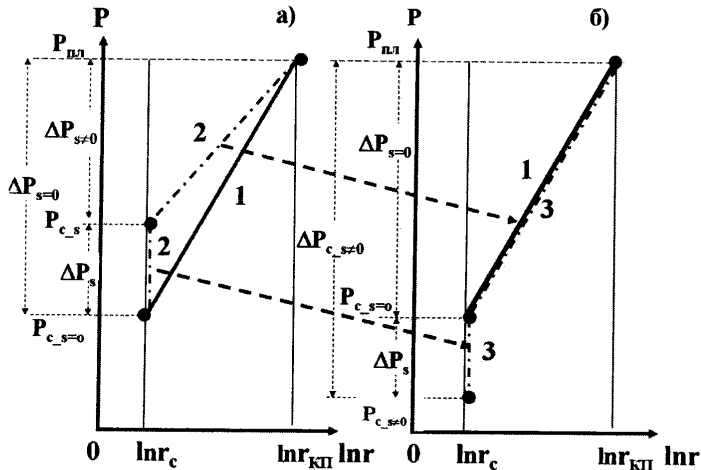


Рис. 3.4.2.1. К оценке положительного скин-фактора, условные обозначения аналогичны принятым в тексте.

Пусть $P_{c_s=0}$ давление на стенке совершенной скважины, Q – расход, $\Delta P_{s=0} = P_{нл} - P_{c_s=0}$ – депрессия (репрессия) на пласт. При использовании данных условных обозначений уравнение Дюпюи (3.3.2.2) запишется в виде:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot \epsilon \frac{\Delta P_{s=0}}{\ln(r_{кп}/r_c)} . \quad (3.4.2.1)$$

Соответствующее распределение давления по радиусу на рис. 3.4.2.1,а,б обозначено индексом «1». За счет повреждения скважины на стенке образуется перепад давления ΔP_s . Если при этом забойное давление не меняется, уменьшается перепад давления, управляющий расходом пласта. Он становится равным $\Delta P_{s \neq 0} = P_{нл} - P_{c_s=0} - \Delta P_s$. Распределение давления для этого случая на рис. 3.4.2.1,а обозначено индексом «2».

Чтобы распределение давления в пласте и расход при повреждении призабойной зоны стали такими же, как у совершенной скважины, нужно увеличить депрессию на пласт на величину ΔP_s . Распределение давления для этого случая на рис. 3.4.2.1,б обозначено индексом «3».

Суммарный перепад давления между скважиной и пластом в этом случае складывается из перепада для совершенной скважины $\Delta P_{s=0} = P_{нл} - P_{c_s=0}$ и дополнительного перепада ΔP_s

$$\Delta P_{s \neq 0} = P_{нл} - P_{s \neq 0} = \Delta P_{s=0} + \Delta P_s . \quad (3.4.2.2)$$

Использование параметра ΔP_s в качестве характеристики повреждения скважины не совсем удобно. Дело в том, что величина ΔP_s зависит не только от свойств поврежденной зоны, но и от расхода скважины и свойств пласта.

Чтобы исключить названные недостатки, вводится показатель скин-эффекта или «скин-фактор», который рассчитывается по формуле:

$$s = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \Delta P_s}{Q} \quad (3.4.2.3)$$

Тогда

$$\Delta P_s = Q \frac{s}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \quad (3.4.2.4)$$

Из (3.4.2.1) следует

$$\Delta P_{s=0} = Q \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \quad (3.4.2.5)$$

И окончательно из (3.4.2.2) с учетом (3.4.2.4), (3.4.2.5) получим:

$$\Delta P_{s \neq 0} = P_{нл} - P_{s \neq 0} = Q \left(\frac{s}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} + \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \right) = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left(\ln(r_{кп}/r_c) + s \right) \quad (3.4.2.6)$$

или

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \Delta P_{s \neq 0}}{\ln(r_{кп}/r_c) + s} \quad (3.4.2.7)$$

$$Q_{см} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \Delta P_{s \neq 0}}{B_o \cdot \left[\ln(r_{кп}/r_c) + s \right]} \quad (3.4.2.8)$$

Данное соотношение является аналогом уравнения Дюпюи (3.3.3.5) для несовершенной скважины.

Все рассуждения выполнены для случая, когда повреждение пласта уменьшает его расход. Тогда скин-фактор имеет положительное значение.

Случай, если при повреждении скважины свойства призабойной зоны улучшены, иллюстрирует рис. 3.4.2.2. Проведя выкладки, аналогичные выполненным выше, придем к уравнению (3.4.2.7), где скин-фактор будет иметь отрицательное значение.

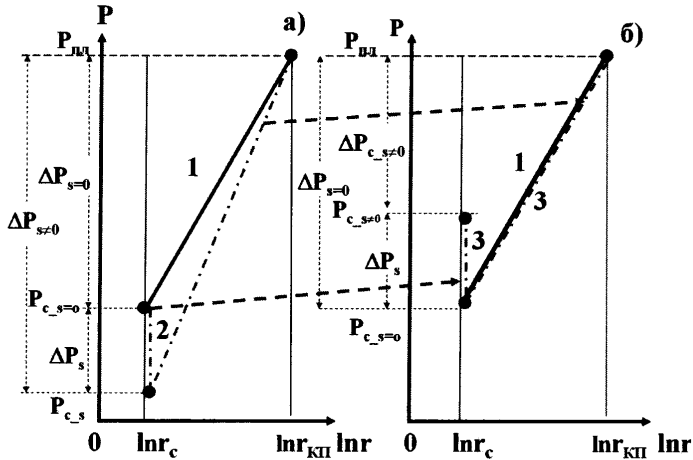


Рис. 3.4.2.2. К оценке отрицательного скин-фактора, условные обозначения аналогичны принятым в тексте.

3.4.3. Связь скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта

В разделе был описан общий подход к количественному описанию повреждения скважины независимо от его типа. В ряде случаев можно связать величину скин-фактора с конкретными особенностями вскрытия пласта. Рассмотрим основные из них.

3.4.3.1. Скин-фактор кольматации пласта

Повторим рассуждения, аналогичные выполненным выше, для модели, учитывающей геометрические размеры зоны повреждения.

Представим себе работу совершенной скважины с жидкостью со стабильным расходом Q при постоянном забойном давлении $P_{s=0}$. Скважина эксплуатирует однородный пласт проницаемости k . В результате в породах в кольцевом пространстве, ограниченном радиусами скважины и контура питания $r_c < r < r_{кп}$ формируется квазистационарное распределение давления, описываемое соотношением (3.3.1.4). Распределение давления от логарифма радиуса описывается в данном случае прямой линией («1» на рис. 3.4.3.1).

Появление скин-фактора опишем, как образование вокруг скважины кольцевого цилиндрического слоя (скиновой зоны) радиуса r_s с проницаемостью k_s , отличающейся от проницаемости пласта. То есть пласт при влиянии скин-фактора представляет собой неоднородную среду, состоящую из двух коаксиальных цилиндрических слоев: прискважинной зоны $r_c < r < r_s$ проницаемости k_s и ненарушенной части пласта $r_s < r < r_{кп}$ проницаемости k (гидропроводности названных слоев – ϵ и ϵ_s). Обозначим давление на границе скиновой зоны – P_s .

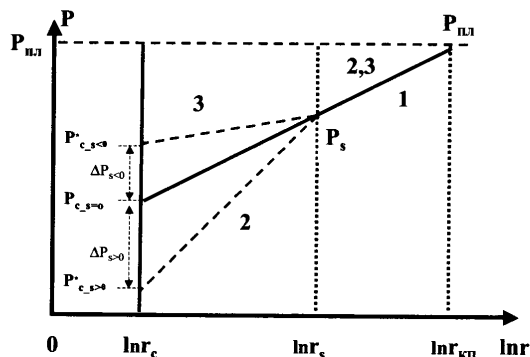


Рис. 3.4.3.1. К оценке радиального скин-фактора кольтмации пласта.

Дополнительный перепад давления скин-эффекта обозначим $\Delta P_S = P_{c-s=0} - P_{c-s<0}$. В соответствии с определением (раздел 3.4.2) $P_{c-s=0}$ – забойное давление в совершенной скважине, $P_{c-s<0}$ – забойное давление, с которым должна работать скважина с измененными свойствами призабойной зоны, чтобы ее расход был таким же, как в совершенной.

Распределение давления по радиусу при приложении к пласту дополнительного перепада давления описывается на графике рис. 3.4.3.1 линиями «2», если давление нужно уменьшить, и «3», если давление нужно увеличить. Следует обратить внимание, что за пределами скин-зоны распределения давления «1», «2» и «3» совпадают между собой. Это отражает условие, что пласт должен вести себя одинаково при совершенном вскрытии и наличии скин-фактора.

Оценим величину ΔP_S .

Депрессию при совершенном вскрытии (для однородного пласта) определим исходя из уравнения Дююи.

$$P_{пл} - P_{s=0} = Q \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{2\pi\varepsilon}. \quad (3.4.3.1)$$

Депрессию при несовершенном вскрытии рассчитаем, используя аналоги уравнения (3.4.3.1) для удаленной и призабойной зон пласта:

$$P_{пл} - P_s = Q \frac{\ln(r_{кп}/r_s)}{2\pi\varepsilon}, \quad (3.4.3.2)$$

$$P_s - P_{c-s<0} = Q \frac{\ln(r_s/r_c)}{2\pi\varepsilon_s}. \quad (3.4.3.3)$$

Вычитая из (3.4.3.2) соотношение (3.4.3.3)

$$P_{пл} - P_{c-s} \ll 0 = Q \frac{\ln(r_{кп}/r_s)}{2\pi\varepsilon} + Q \frac{\ln(r_s/r_c)}{2\pi\varepsilon_s}. \quad (3.4.3.4)$$

Из (3.4.3.1) и (3.4.3.4) получим:

$$\begin{aligned} \Delta P_s = P_{s=0} - P_{c-s} \ll 0 &= Q \frac{\ln(r_{кп}/r_s)}{2\pi\varepsilon} + Q \frac{\ln(r_s/r_c)}{2\pi\varepsilon_s} - Q \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{2\pi\varepsilon} = \\ &= \frac{Q}{2 \cdot \pi} \ln(r_s/r_c) \left[\frac{1}{\varepsilon_s} - \frac{1}{\varepsilon} \right]. \quad (3.4.3.5) \end{aligned}$$

Введя в (3.4.3.5) скин-фактор в соответствии с (3.4.2.3), получим:

$$s = \frac{\Delta P_s 2\pi\varepsilon}{Q} = \ln(r_s/r_c) \left[\frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} - 1 \right]. \quad (3.4.3.6)$$

Для совершенной скважины $s=0$, поскольку $r_s=0$ или $\varepsilon=\varepsilon_s$. Положительное значение скин-фактора свидетельствует, что фильтрационные характеристики ближней зоны пласта ухудшены. Если проницаемость ближней зоны больше проницаемости пласта, то показатель скин-эффекта – отрицательный.

3.4.3.2. Скин-фактор частичного вскрытия пласта

В случае частичного вскрытия (рис. 3.4.3.2) дополнительное фильтрационное сопротивление создается не в результате ухудшения свойств пласта возле скважины, а в результате уменьшения интервала поступления флюида в скважину. Кроме того, флюид из недобуренной части пласта вынужден продвигаться по вертикали, а в терригенных коллекторах вертикальная проницаемость, как правило, значительно ниже горизонтальной.

Рассчитать данную составляющую скин-фактора можно по формуле

$$\begin{aligned} s &= \left[\frac{1}{\bar{h}_p} - 1 \right] \ln \frac{\pi}{2\eta} + \frac{1}{\bar{h}_p} \ln \frac{\bar{h}_p}{2 + \bar{h}_p} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2}, \\ \bar{h}_l &= \frac{h_l}{h}; \bar{h}_p = \frac{h_p}{h}; \eta = \frac{r_c}{h} \left(\frac{k_{xy}}{k_z} \right)^{1/2}, \\ A &= \frac{1}{\bar{h}_l + \bar{h}_p / 4}; B = \frac{1}{\bar{h}_l + 3\bar{h}_p / 4}, \quad (3.4.3.7) \end{aligned}$$

где h – общая мощность дренируемого пласта, h_p – вскрытая мощность h_1 – расстояние между кровлями вскрытой мощности и пласта, k_{xy} – проницаемость пласта в горизонтальной плоскости, k_z – вертикальная проницаемость; r_c – радиус скважины.

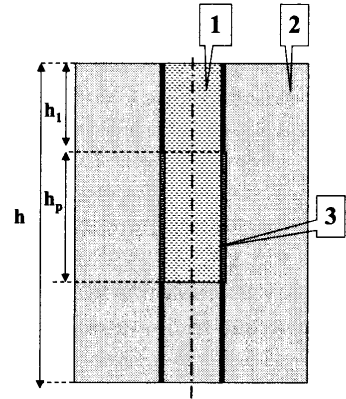


Рис. 3.4.3.2. К оценке скин-фактора частичного вскрытия пласта. 1 – ствол скважины, 2 – пласт, 3 – перфорация. Стрелками обозначена схема движения флюида в скважине и пласте, остальные условные обозначения в тексте.

3.4.3.3. Скин-фактор отклонения ствола от вертикали

Данную составляющую скин-фактора можно рассчитать по формуле (рис. 3.4.3.3)

$$s = -\left(\frac{\theta^*}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta^*}{56}\right)^{1.865} \ln \frac{\bar{h}}{100},$$

$$\bar{h} = \frac{h}{r_c} \sqrt{\frac{k_z}{k_{xy}}},$$

$$\theta^* = \arctg \left(\sqrt{\frac{k_{xy}}{k_z}} \operatorname{tg} \theta \right), \quad (3.4.3.8)$$

где θ – угол отклонения скважины от вертикали (град), $0 < \theta < 90^\circ$; k_{xy} – проницаемость пласта в горизонтальной плоскости; k_z – вертикальная проницаемость; h – мощность пласта; r_c – радиус скважины.

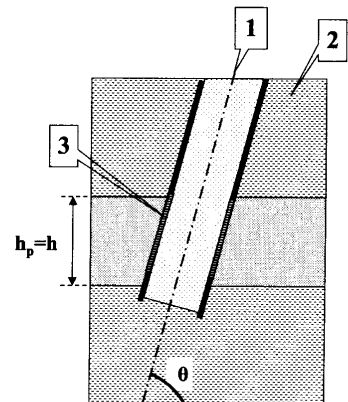


Рис. 3.4.3.3. К оценке скин-фактора отклонения ствола от вертикали. 1 – ствол скважины, 2 – пласт, 3 – перфорация. Остальные условные обозначения в тексте.

3.4.3.4. Скин-фактор перфорации

Расчетное соотношение для учета составляющей скин-фактора, обусловленной перфорацией пласта, имеет вид (рис. 3.4.3.4):

$$s = \frac{h}{L_{\text{ПЕРФ}} n} \ln \left(2 \frac{r_{\text{ПК}}}{r_{\text{ПЕРФ}}} \right) \left[\frac{k}{k_{\text{ПК}}} - \frac{k}{k_s} \right], \quad (3.4.3.9)$$

где: h – мощность пласта; $L_{\text{ПЕРФ}}$ – длина перфорационных отверстий; n – число перфорационных отверстий; $r_{\text{ПК}}$, $k_{\text{ПК}}$ – радиус и проницаемость зоны ухудшения проницаемости вокруг перфорационных отверстий; $r_{\text{ПЕРФ}}$ – радиус перфорационных отверстий; k, k_s – проницаемости ненарушенной и закольматированной зон пласта.

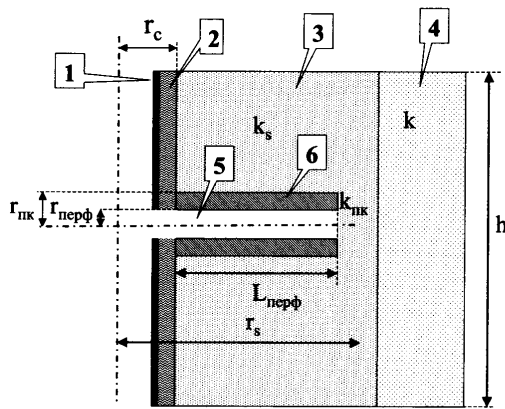


Рис. 3.4.3.4. К оценке скин-фактора перфорации. 1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – зона кольматации, проницаемость которой равна k_s ; 4 – ненарушенная часть пласта с проницаемостью k ; 5 – перфорационное отверстие; 6 – зона ухудшения проницаемости вокруг перфорационного отверстия.

3.4.3.5. Скин-фактор трещины гидроразрыва

Влияние трещины гидроразрыва в первом приближении может быть учтено, как еще одна составляющая скин-фактора. Если трещина имеет неограниченную проводимость, величина данной составляющей оценивается по формуле:

$$s = \ln \left(2 \frac{r_c}{L} \right), \quad (3.4.3.10)$$

где: L – полудлина трещины; r_c – радиус скважины.

Более сложные и совершенные модели учитывают реальные параметры (длину, ширину, проницаемость трещины).

3.4.3.4. Скин-фактор и радиальный приток

Соотношения раздела 3.4.2 получены из условия радиальной симметрии притока к скважине. Но они имеют общий характер и могут описывать более сложные повреждения скважины (например, описанные в 3.4.3.). Но при этом должно соблюдаться одно условие. Размеры поврежденной зоны должны быть пренебрежимо малы по сравнению с размерами воронки депрессии (репрессии), а поток за пределами этой зоны должен быть близок к радиальному. Другими словами, скин-фактор в том виде, как он был введен выше – это характеристика радиального и псевдорadiального режимов течения. Поэтому он носит название «*радиальный скин-фактор*»

Аналогичный параметр при необходимости может быть введен для других режимов течения. Например, в случае изменения свойств пропанта в трещине гидроразрыва или пласта вблизи трещины при линейном режиме течения соответствующую форму имеет и скиновая зона. Естественно, для оценки параметров скин-фактора данной зоны нельзя использовать соотношение (3.4.2.6). Данный случай рассмотрен в разделе 3.6.

3.4.4. Уравнение Дюпюи для несовершенной скважины

Из (3.4.3.4) с учетом (3.4.3.6) следует:

$$\begin{aligned}
 P_{пл} - P_{c-s \ll 0} &= Q \frac{\ln(r_{кп}/r_s)}{2\pi\varepsilon} + Q \frac{\ln(r_s/r_c)}{2\pi\varepsilon_s} = \\
 &= \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \left[\ln(r_{кп}/r_s) + \frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} \ln(r_s/r_c) \right] = \\
 &= \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \left[\ln(r_{кп}/r_s) + \ln(r_s/r_c) + \frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} \ln(r_s/r_c) - \ln(r_s/r_c) \right] = \\
 &= \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \left[\ln(r_{кп}/r_c) + \ln(r_s/r_c) \cdot \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} - 1 \right) \right] = \\
 &= \frac{Q}{2\pi\varepsilon} \left[\ln(r_{кп}/r_c) + s \right], \quad (3.4.4.1)
 \end{aligned}$$

отсюда

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \left[\frac{P_{пл} - P_{c-s \ll 0}}{\ln(r_{кп}/r_c) + s} \right]$$

или

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{B_o} \left[\frac{P_{пл} - P_c - s \langle 0}{\ln(r_{кп}/r_c) + s} \right]. \quad (3.4.4.2)$$

Соотношение (3.4.4.3) является аналогом уравнения Дююи (3.3.3.5) для несовершенной скважины. Оно отличается появлением в знаменателе величины скин-фактора. Физический смысл данного уравнения достаточно ясен. При положительном скин-факторе дебит меньше, чем у совершенной скважины. Если скин-фактор отрицательный – дебит увеличивается.

Нетрудно видеть, что соотношение (3.4.4.2) может быть записано в форме, аналогичной (3.3.3.6)

$$P_{пл} - P_c = A_{s \langle 0} \cdot Q_{cm}. \quad (3.4.4.3)$$

Фильтрационное сопротивление несовершенной скважины $A_{s \langle 0}$ рассчитывается по формуле:

$$A_{s \langle 0} = \frac{P_{пл} - P_c}{Q_{cm}} = B_o \frac{\ln(r_{кп}/r_c) + s}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon} = A + \frac{s B_o}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}. \quad (3.4.4.4)$$

3.4.5. Продуктивность пласта

Фактическая продуктивность пласта представляет собой отношение расхода, с которым работает пласт к депрессии (репрессии) на пласт. То есть

$$K_{факт} = \frac{Q_{cm}}{P_{пл} - P_c} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{B_o \cdot \left[\ln(r_{кп}/r_c) + s \right]}. \quad (3.4.5.1)$$

Продуктивность, которая могла бы быть получена в скважине при совершенном вскрытии пласта, т. е., при нулевом скин-факторе называется *потенциальной*.

То есть

$$K_{ном} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{B_o \cdot \ln(r_{кп}/r_c)}. \quad (3.4.5.2)$$

В совершенной скважине фактическая и потенциальная продуктивности одинаковы. В скважине с положительным скин-фактором потенциальная продуктивность всегда больше, чем фактическая, в скважине с отрицательным скин-фактором – меньше.

Отношение фактической продуктивности к потенциальной называют коэффициентом гидродинамического совершенства скважины

$$\eta_s = \frac{K_{\text{факт}}}{K_{\text{потт}}} = \frac{\ln(r_{\text{кп}}/r_c)}{\ln(r_{\text{кп}}/r_c) + s} \quad (3.4.5.3)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства совершенной скважины равен единице. В скважине с положительным скин-фактором он всегда меньше 1, в скважине с отрицательным скин-фактором – больше.

3.4.6. Влияние нелинейности закона фильтрации, D-фактор

Аналог уравнения (3.3.3.12) при линейной фильтрации газа к *несовершенной скважине* имеет вид:

$$P_{\text{нл}}^2 - P_c^2 = A_{s \neq 0} Q_{\text{см}} \quad (3.4.6.1)$$

величину $A_{s \neq 0}$ определим на основе (3.3.3.13), дополнительно учтя в этом соотношении величину скин-фактора

$$A_{s \neq 0} = \frac{P_{\text{нл}}^2 - P_c^2}{Q_{\text{см}}} = \frac{P_{\text{см}} \cdot z}{\pi \cdot \epsilon} \left[\ln(r_{\text{кп}}/r_c) + s \right] \quad (3.4.6.2)$$

Аналогичное соотношение для газа при квадратичном законе фильтрации имеет вид:

$$P_{\text{нл}}^2 - P_c^2 = A_{s \neq 0} Q_{\text{см}} + B Q_{\text{см}}^2 \quad (3.4.6.3)$$

или

$$Q_{\text{см}} = \frac{P_{\text{нл}}^2 - P_c^2}{A_{s \neq 0} + B Q_{\text{см}}} \quad (3.4.6.4)$$

С учетом (3.4.6.2) соотношение (3.4.6.4) принимает вид:

$$Q_{cm} = \frac{P_{nl}^2 - P_c^2}{P_{cm} z \cdot \frac{\ln(r_{кп}/r_c) + s}{\pi \cdot \epsilon} + BQ_{cm}} \quad (3.4.6.5)$$

или

$$\frac{P_{nl}^2 - P_c^2}{Q_{cm}} = \frac{P_{cm} z}{\pi \cdot \epsilon} \cdot \left[\ln(r_{кп}/r_c) + s + BQ_{cm} \frac{\pi \cdot \epsilon}{P_{cm} z} \right] =$$

$$\frac{P_{cm} z}{\pi \cdot \epsilon} \cdot \left[\ln(r_{кп}/r_c) + s + DQ_{cm} \right]. \quad (3.4.6.6)$$

Величина D в зарубежной литературе известна под названием D -фактора [10].

Фильтрационное сопротивление B и D -фактор связаны между собой соотношением:

$$D = B \frac{\pi \cdot \epsilon}{P_{cm} z}. \quad (3.4.6.7)$$

Соотношение (3.4.6.6) можно записать в форме, аналогичной (3.4.6.2), если положить

$$s^* = s + DQ_{cm}. \quad (3.4.6.8)$$

То есть влияние нелинейности закона фильтрации для газа может быть описано как переменный скин-фактор, зависящий от расхода.

Следует еще раз подчеркнуть, что D -фактор и фильтрационное сопротивление B функционально взаимосвязаны.

3.4.7. Приведенный радиус скважины

Введем некоторое фиктивное значение радиуса скважины, рассчитываемое по формуле

$$r_{c_np} = r_c \cdot e^{-s} \quad (3.4.7.1)$$

или

$$s = \ln \left[\frac{r_c}{r_{c_np}} \right]. \quad (3.4.7.2)$$

Подставим выражение для скин-фактора (3.4.7.2) в соотношение (3.4.4.2).

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{B_o} \cdot \left[\frac{P_{пл} - P_{c_s} \triangleleft 0}{\ln(r_{кп}/r_c) + \ln(r_c/r_{c_np})} \right] =$$

$$= \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{B_o} \cdot \left[\frac{P_{пл} - P_{c_s} \triangleleft 0}{\ln(r_{кп}/r_{c_np})} \right] \quad (3.4.7.3)$$

или

$$K_{факт} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{B_o \cdot \ln(r_{кп}/r_{c_np})}. \quad (3.4.7.4)$$

Легко видеть, что соотношение (3.4.7.4) аналогично уравнению Дюпюи для совершенной скважины, но с одним исключением. Роль радиуса скважины в нем играет приведенный радиус.

Итак, поведение гидродинамических параметров скважины, дренирующей несовершенный пласт, может быть описано моделью однородного пласта при некотором фиктивном значении радиуса скважины. Его называют приведенным радиусом R_{c_np} .

Другими словами, приведенный радиус реальной (несовершенной скважины) – это радиус такой совершенной скважины, которая характеризуется такой же продуктивностью.

Приведенный радиус совершенной скважины равен ее истинному радиусу. Приведенный радиус несовершенной скважины с положительным скин-фактором при прочих равных условиях всегда меньше, чем у совершенной. Скважина с отрицательным скин-фактором характеризуется большим приведенным радиусом, чем радиус соответствующей совершенной скважины.

3.5. Нестационарные процессы при циклической работе скважины

В данном разделе рассматриваются процессы массопереноса в системе «скважина-пласт» в случае, когда скважина работает в циклическом режиме. Данный режим характеризуется последовательной сменой периодов работы, каждый из которых характеризуется стабильным расходом. Подобные процессы наиболее типичны для большинства ГДИС, в том числе КСД, КВД, КПД, ИД-КВД, ИД-КСД.

3.5.1. Эффект влияния ствола скважины

При описании технологий ГДИС в разд. 1.2 предполагалось, что смена режимов работы скважины происходит мгновенно, дебит меняется скачком. В реальных условиях скважины это условие недостижимо. В частности, даже если очень быстро закрыть фонтанную добывающую скважину на устье, приток флюида в ствол будет какое-то время продолжаться. Это связано с тем, что пластовый флюид обладает свойством сжимаемости. Поступление в ствол новых порций флюида приводит к повышению давления в стволе. При этом флюид сжимается (растет его плотность).

3.5.1.1. Понятие о коэффициенте послепритока

Таким образом, после закрытия скважины, хотя объем флюида в стволе и не меняется, но его количество в весовом отношении увеличивается. Этот эффект называется «влиянием ствола скважины» или «послепритоком» [10, 14, 15 и др.]. С течением времени по мере роста давления в стволе интенсивность влияния ствола уменьшается (рис. 3.5.1.1).

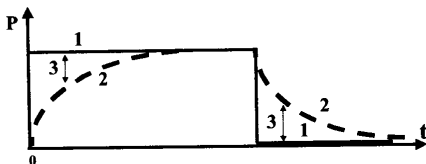


Рис. 3.5.1.1. Эффект послепритока при исследовании фонтанной скважины по технологии КСД-КВД, дебит регулируется открытием (закрытием) скважины на устье. 1 – дебит на устье скважины; 2 – дебит на забое скважины; 3 – заполнение/опорожнение ствола скважины (влияние ствола).

Эффект влияния ствола сопровождает не только остановку скважины, но и любую смену режима эксплуатации (пуск, изменение дебита и пр.). Коли-

чественной мерой эффекта влияния ствола является коэффициент влияния ствола скважины:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (3.5.1.1)$$

где ΔV – изменение объема флюида, приведенного к термобарическим условиям в стволе в начале притока, ΔP – изменение давления.

Если известен коэффициент влияния ствола, по темпу изменения давления на забое скважины во времени можно рассчитать изменение во времени дебита послепритока:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = C \frac{\Delta P}{\Delta t} \quad \text{или в пределе}$$

$$Q_{nn} = \frac{dV}{dt} = C \left\{ \frac{d\Delta P}{dt} \right\}. \quad (3.5.1.2)$$

Данное соотношение используют для оценки коэффициента влияния ствола. Для этого наиболее благоприятен интервал времени, соответствующий началу переходного процесса. В частности, для цикла КВД коэффициент послепритока равен отношению предшествующего расхода скважины $Q_o = const$ к темпу изменения давления в начальный момент – $P' = \Delta P / \Delta t|_{t=0}$ (геометрически – тангенсу угла наклона к КВД в декартовых координатах) – рис. 3.5.1.2.

$$C = \frac{Q_o}{P'}. \quad (3.5.1.3)$$

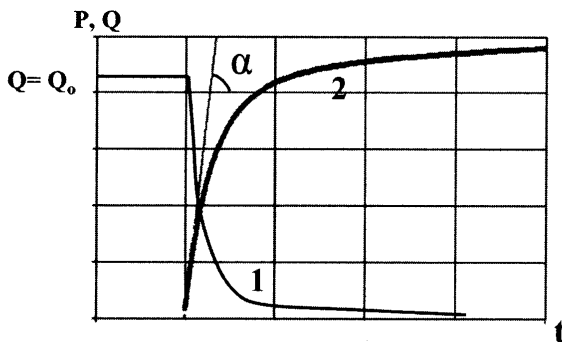


Рис. 3.5.1.2. К оценке коэффициента послепритока. 1 – кривая изменения расхода Q во времени t ; 2 – кривая изменения давления, 3 – касательная к кривой давления в точке $t=0$; $tg\alpha = \Delta P / \Delta t$; $C = Q_o / tg\alpha$.

3.5.1.2. Расчет коэффициента послепритока

Соотношение для оценки коэффициента послепритока, обусловленного исключительно сжимаемостью флюида (например, при остановке фонтанирующей скважины), можно получить из следующих соображений.

Из формулы для расчета коэффициента сжимаемости заполняющего ствол флюида с начальным объемом V

$$\beta_{\text{фл}} = \frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (3.5.1.4)$$

следует:

$$dV = \beta_{\text{фл}} \cdot V \cdot dP,$$

или

$$\frac{dV}{dt} = \beta_{\text{фл}} \cdot V \cdot \frac{dP}{dt},$$

и окончательно

$$Q = C \cdot \frac{dP}{dt}; C = \beta_{\text{фл}} V. \quad (3.5.1.5)$$

Общее соотношение для коэффициента послепритока в стволе действующей скважины с динамическим уровнем можно получить исходя из следующих соображений.

Вначале преобразуем соотношение (3.5.1.4), заменив объем флюида его плотностью:

$$\frac{d\gamma \cdot (P)}{\gamma(P)} = \beta_{\text{фл}} dP. \quad (3.5.1.5)$$

Решение этого уравнения имеет вид:

$$\gamma = \gamma_{\text{нач}} e^{\beta_{\text{фл}} (P - P_{\text{нач}})}, \quad (3.5.1.6)$$

где $\gamma_{\text{нач}}$ – плотность при начальном давлении $P_{\text{нач}}$. Если $P > P_{\text{нач}}$ то $\gamma > \gamma_{\text{нач}}$ (т. е. с увеличением давления плотность возрастает).

Если пренебречь весом столба газа выше уровня, а также изменением плотности по глубине ниже уровня, то давление на забое $P_{\text{заб}}$ определяется соотношением:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \gamma(P) \cdot g \cdot (h_{\text{ур}} - h_{\text{заб}}), \quad (3.5.1.7)$$

где $h_{\text{ур}}$ – глубина уровня, $h_{\text{заб}}$ – глубина измерения давления (на забое), $P_{\text{уст}}$ – давление на устье.

Объем жидкости выше глубины измерения давления:

$$V = S \cdot (h_{yp} - h_{заб}) = \frac{(P_{заб} - P_y) \cdot S}{\gamma(P) \cdot g} = \frac{\Delta P \cdot S}{\gamma(P) \cdot g}, \quad (3.5.1.8)$$

где S – площадь сечения ствола.

Дебит послепритока согласно (3.5.1.5)

$$Q = \frac{dV}{dt} = \frac{d\left[\frac{\Delta P}{\gamma(P)}\right]}{dt} \cdot \frac{S}{g} = \frac{S}{g} \cdot \left\{ \frac{1}{\gamma(P)} \frac{d\Delta P}{dt} + \left[-\frac{1}{\gamma^2} \right] \frac{d\gamma}{dt} \Delta P \right\}. \quad (3.5.1.9)$$

Первое слагаемое определяет изменение дебита за счет подъема динамического уровня, второе – за счет сжимаемости флюида. Далее, преобразуя (3.5.1.9) и определив величину плотности с помощью соотношения (3.5.1.6), получим окончательное выражение для дебита послепритока:

$$Q = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}} e^{-\beta \cdot (P - P_{нач})} \cdot \left\{ \frac{d \cdot \Delta P}{dt} + \beta \cdot \frac{dP}{dt} \cdot \Delta P \right\}. \quad (3.5.1.10)$$

Для несжимаемого флюида $\beta=0$, когда послеприток обусловлен исключительно подъемом уровня жидкости:

$$Q = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}} \cdot \left\{ \frac{d \cdot \Delta P}{dt} \right\},$$

$$C = \frac{S}{g \cdot \rho_{нач}}. \quad (3.5.1.11)$$

3.5.1.3. Переменный коэффициент послепритока

В разд. 3.5.1.1 были рассмотрены основные факторы, определяющие величину послепритока – сжатие (расширение) заполняющего ствол флюида и изменение положения динамического уровня. В первом приближении параметры, определяющие интенсивность этих процессов (плотность, сжимаемость заполнителя ствола), можно считать не зависящими от времени. Соответственно, постоянной принимается и величина коэффициента послепритока.

Данное допущение вполне приемлемо и успешно используется при анализе результатов ГДИС при фильтрации жидкости. Для газа необходимо учитывать существенное влияние на его свойства термобарических условий, которые, в свою очередь, существенно зависят от режима работы скважины. В этом случае при больших перепадах температуры и давления коэффициент послепритока уже нельзя считать постоянным. Но главным фактором, опре-

деляющим нестабильный послеприток, является сложный состав заполняющей ствол смеси. При одновременном наличии в стволе нескольких компонент или фаз, отличающихся по плотности, происходит их перераспределение по глубине. Вес столба флюида выше точки измерения давления меняется во времени. В этих условиях зависит от времени и коэффициент послепритока.

Существуют два принципиально различных способа описания переменного послепритока.

Первый способ предполагает, что этот параметр меняется постепенно непрерывным образом. Одной из наиболее известных моделей, описывающих непрерывное изменение послепритока во времени, является модель «Fair» [26]. Она предполагает, что интенсивность перераспределения фаз в стволе меняется во времени t по экспоненциальному закону

$$C_f = C + C_\phi \frac{Q_{cm} B_o \tau}{e^{-\frac{t}{\tau}}}, \quad (3.5.1.12)$$

где C – постоянная (стандартная) составляющая коэффициента послепритока; C_ϕ – так называемая «амплитуда перераспределения» (максимальное изменение давления в цикле исследований, связанное с перераспределением фаз); τ – параметр, определяющий интенсивность послепритока, Q_{cm} – расход в стандартных условиях, B_o – объемный коэффициент

Параметры определяются экспериментальным путем для условий конкретного гидродинамического исследования.

Модель Hегeman [27] отличается лишь способом расчета показателя экспоненты

$$C_f = C + C_\phi \frac{Q_{cm} B_o \alpha}{e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^2}}. \quad (3.5.1.13)$$

Наряду с рассмотренными в практике ГДИС используются модели, предполагающие изменение коэффициента послепритока дискретным образом. Как правило, различные коэффициенты послепритока в этом случае соответствуют временным интервалам, отличающимся режимом работы скважины.

3.5.2. Базовая модель нестационарной радиальной фильтрации

Рассматриваемая в данном разделе модель отражает наиболее общие закономерности нестационарной радиальной фильтрации в пористом пласте. В ее основе лежит решение уравнения пьезопроводности (3.1.4.11) при следующих условиях.

1. Скважина – вертикальная цилиндрическая полость с круговым осевым сечением радиуса r_c .

2. Пласт – однородный изотропный слой пористой среды мощности h , пористости K_{II} , проницаемости k , сжимаемости β , ограниченный двумя плоскопараллельными границами раздела.

3. В пласте фильтруется однофазный однокомпонентный флюид, характеризующий динамической вязкостью μ и сжимаемостью β .

4. Давление в пласте в начальный момент времени $t=0$ постоянно $P(t=0)=P_{на}$.

5. Поврежденная (скиновая) зона представляет собой слой бесконечно малой толщины на поверхности скважины и характеризуется показателем скин-эффекта s , другими словами, на стенке скважины существует перепад давления, определяемый соотношением $\Delta P_s = 2\pi\epsilon Q/s$,

6. С момента времени $t>0$ пласт работает с объемным расходом, определяемым соотношением $Q=Q_o+Q(t)$; Q_o – заданная стабильная составляющая расхода, $Q(t)$ – зависящий от времени послеприток, определяемый соотношением

$$Q(t) = C \frac{dP}{dt} . \quad (3.5.2.1)$$

С использованием безразмерных параметров:
давления

$$P_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{Q \cdot \mu} P ;$$

времени

$$t_D = \frac{k \cdot t}{\beta \cdot \mu \cdot r_c^2} ;$$

коэффициента послепритока

$$C_D = \frac{C}{2 \cdot \pi \cdot \beta \cdot h \cdot r_c^2} . \quad (3.5.2.2)$$

Соотношение (3.5.2.1) принимает вид

$$C_D \frac{dP_D}{dt_D} = 1 . \quad (3.5.2.3)$$

Операторное изображение решения данной задачи, полученное после применения преобразования Лапласа, имеет вид [28, 29]:

$$L(P_D) = \frac{K_o \sqrt{p} + S \sqrt{p} K_I \sqrt{p}}{p [\sqrt{p} K_I \sqrt{p} + C_D p (K_o \sqrt{p} + S \sqrt{p} K_I \sqrt{p})]} . \quad (3.5.2.4)$$

Обратное преобразование приводит к решению:

$$P_D = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2 t_D}) du}{u^3 \left\{ \left[u C_D J_0(u) - (1 - C_D S u^2) J_1(u) \right]^2 + \left[u C_D Y_0(u) - (1 - C_D S u^2) Y_1(u) \right]^2 \right\}}. \quad (3.5.2.5)$$

На рис.3.5.2.1 представлены рассчитанные по формуле (3.5.2.5) зависимости безразмерного давления P_D от безразмерного времени t_D логарифмических координатах. Шифрами кривых являются параметры C_D и s .

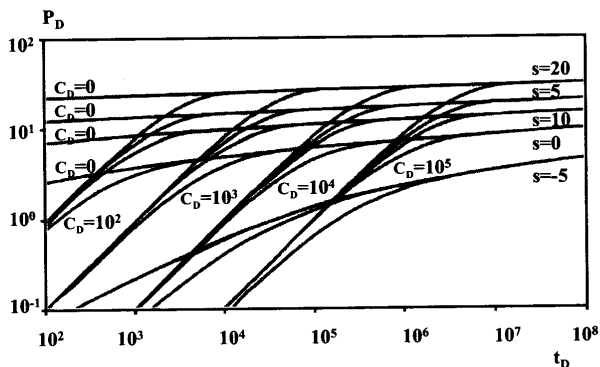


Рис. 3.5.2.1. Зависимости безразмерного давления P_D от безразмерного времени t_D для базовой модели нестационарной фильтрации. Шифры кривых – безразмерный коэффициент послепритока C_D и скин-фактор s .

Полученные графики безупречно отображают аналитическое решение (3.5.2.5). Однако их использование в качестве средства оценки параметров скважины и пласта затруднительно. Мешает большое количество влияющих на результаты расчетов параметров.

Дальнейшая модернизация данных зависимостей шла по пути их упрощения (в первую очередь не с точки зрения сложности расчетов, а удобства практического использования результатов).

Идея упрощения, описанного в работе [30], состоит в том, чтобы уменьшить число определяющих давление параметров за счет введения в расчеты комбинаций. Поиск подобных комбинаций шел на основе асимптотического поведения зависимостей 3.5.2.5 при больших и малых значениях времени [31].

Главным фактором, влияющим на поведение давления в скважине при малых значениях времени является послеприток. Его интенсивность определяется соотношением (3.5.2.3), из которого следует уравнение для левой асимптоты к графикам на рис. 3.5.2.1:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}. \quad (3.5.2.6)$$

Для больших значений времени справедлива аппроксимация

$$P_D = 0.5 \left[\ln \frac{t_D}{C_D} + 0.8097 + \ln(C_D e^{2s}) \right]. \quad (3.5.2.7)$$

Указанные аппроксимации подсказывают комбинации параметров для оптимального отображения рассматриваемых зависимостей: безразмерное давление P_D по оси ординат, отношение t_D/C_D по оси абсцисс, комплекс $C_D e^{2s}$ – в качестве параметра.

Оценочные расчеты показывают, что соотношения (3.5.2.6) и (3.5.2.7) обеспечивают точность аппроксимации начального и конечного участков анализируемых зависимостей с точностью не хуже 5%. В середине временного интервала авторами работы [30] предложена аппроксимация, характеризующаясь примерно такой же точностью расчетов.

Результаты расчетов приведены на рис. 3.5.2.2.

Следует обратить внимание на тот факт, что все графики имеют ярко выраженные асимптоты – левую, наклоненную под углом 45° , характеризующую преимущественное влияние послепритока, и правую, горизонтальную, где на поведение давления влияют фильтрационные свойства пласта и поврежденной зоны.

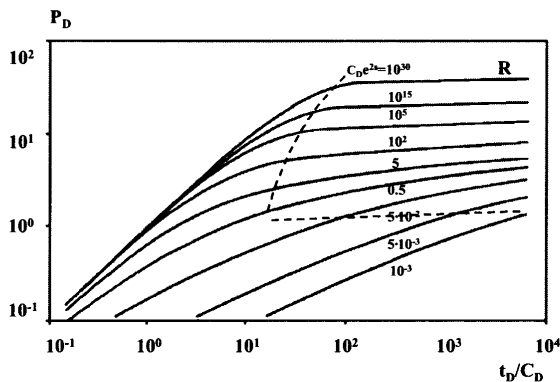


Рис. 3.5.2.2. Универсальные теоретические кривые радиального режима фильтрации, шифр кривых – комплексный параметр $C_D e^{2s}$. Пунктирными кривыми выделена зона радиального режима фильтрации «R» (правый верхний сектор графика).

Приведенные зависимости широко применяются в зарубежной литературе и получили наименование универсальных теоретических кривых. Этот подход в настоящее время распространен на большинство моделей нестационарной и квазистационарной фильтрации и используется всеми средствами автоматизированной интерпретации [10, 11 и др.].

Данный результат получен для цикла пуска скважины с постоянным расходом. Он достаточно легко распространяется на случай КВД как после одиночного цикла, так и нескольких циклов работы скважины. Это достигается использованием аналогов рассмотренных аналитических зависимостей в специальных функциональных шкалах давления и времени. В качестве шкалы

для оси ординат используется разность текущего давления и давления в конце цикла. Шкала времени рассчитывается как функция суперпозиции циклов работы скважины в процессе и перед исследованием.

При таком способе графического представления типовые кривые, описывающие любой цикл работы (простоя) скважины с достаточной для практических целей точностью, идентичны.

Принципы построения и информативность функциональных шкал наиболее наглядно видны при рассмотрении асимптотических методов описания кривых «давление–время» (см. раздел 4).

3.5.3. Асимптотическая модель нестационарной радиальной фильтрации жидкости

Упрощенная модель радиальной фильтрации не столь изящно, как только что рассмотренная, определяет поведение давления на начальной стадии исследования. Но она практически не уступает в точности описания радиальной фильтрации при больших значениях времени. Более того, за счет использования более простых аналитических зависимостей удастся более наглядно проиллюстрировать информативность асимптотических методов, используемых в практике ГДИС. Это касается оценки возможностей одноциклических исследований, но более важно при анализе результатов ГДИС при нескольких циклах.

3.5.3.1. Условия пуска скважины в работу со стабильным расходом скважины без учета влияния послепритока (КВД в логарифмическом масштабе времени)

Рассмотрим процесс радиальной фильтрации при условиях 1–4, перечисленных в разделе 3.5.2.

Для учета скин-фактора воспользуемся понятием о приведенном радиусе: поврежденную скважину будем рассматривать как совершенную, но с радиусом, отличным от истинного и рассчитываемым по формуле (3.4.7.1).

Предположим, что с момента времени $t > t_{нач}$ пласт работает с постоянным объемным расходом $Q = \text{const}$; то есть не будем принимать во внимание влияние послепритока.

Будем рассматривать давление на стенке скважины как воздействие линейного источника расхода, расположенного на оси.

Решение уравнения пьезопроводности применительно к этому случаю приводит к следующей зависимости давления в скважине P_c на стенке скважины от времени, прошедшего после пуска $\Delta t_{раб} = t - t_{нач}$ [6]:

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot раб} \left[-Ei \left(-\frac{\beta \cdot \mu \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right], \quad (3.5.3.1)$$

где $-Ei(-x) = E_1(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$ интегральная показательная функция аргумента « x »

Анализ соотношения (3.5.3.1) показывает его высокую сходимость с точным решением, описывающим работу скважины конечного радиуса r_c с постоянным расходом.

С учетом скин-фактора $r_c = r_{c,np}$ формула (3.5.3.1) принимает вид:

$$P_c = P_{nl} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[-Ei \left(-\frac{\beta \cdot \mu \cdot r_{c,np}^2}{4 \cdot k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right], \quad (3.5.3.2)$$

где μ [МПа·с] – динамическая вязкость жидкости; k [м²] – коэффициент проницаемости; $h_{раб}$ – работающая толщина пласта [м]; β – сжимаемость пористой среды, $-Ei(-x)$ – интегральная показательная функция аргумента x ; $r_{c,np}$ – приведенный радиус скважины, связанный с влиянием скин-фактора.

Чтобы получить более удобную для расчетов приближенную формулу для больших значений времени используют известную аппроксимацию, где $-Ei(-x) = \ln \frac{1}{vx} = -\ln(vx)$, $v = e(\gamma) = 1.78$, $\gamma \approx 0.5772$ (постоянная Эйлера).

С ее учетом [6, 13]:

$$\begin{aligned} P_c &= P_{nl} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \ln \left(\frac{4 \cdot k \cdot \Delta t_{раб}}{1.78 \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_{c,np}^2} \right) = \\ &= P_{nl} - \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot \Delta t_{раб}}{r_{c,np}^2} \right). \quad (3.5.3.3) \end{aligned}$$

В практике ГДИС широко используется модификация соотношения (3.5.3.3), полученная с учетом формулы (3.4.7.1) связывающей величины приведенного радиуса скважины $r_{c,np}$ и интегрального скин-фактора s :

$$\begin{aligned} P_c &= P_{nl} - \frac{Q}{4 \cdot p \cdot \varepsilon} \left(\ln(2.25 \cdot \phi \cdot \Delta t_{раб}) - 2 \ln r_{c,np} \right) = \\ &= P_{nl} - \frac{Q}{4 \cdot p \cdot \varepsilon} \left(\ln(2.25 \cdot \chi \cdot \Delta t_{раб}) + 2s \right). \quad (3.5.3.4) \end{aligned}$$

Следует помнить, что (3.5.3.3), (3.5.3.4) – это асимптотические соотношения, справедливые только для больших значений времени. При $\Delta t_{раб} = 0$ данные отношения не определены. При увеличении времени давление в скважине

согласно (3.5.3.3) падает по логарифмическому закону, что закономерно для формирования воронки депрессии при пуске скважины

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot f(\ln t);$$

$$\Phi = P_{пл} - \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi}{r_{c_np}^2} \right);$$

$$\Psi = -\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; f(\ln t) = \ln(\Delta t_{раб}). \quad (3.5.3.5)$$

То есть зависимость изменения забойного давления от логарифма времени аппроксимируется линейной функцией, коэффициенты которой определяются гидродинамическими параметрами среды.

3.5.3.2. Условия остановки стабильно работающей скважины без учета влияния послепритока (КВД в масштабе Хорнера)

Представленные в данном разделе расчетные зависимости получены для одиночного цикла работы и последующего простоя скважины. То есть предполагается, что объемный дебит скважины в промежутке времени $t_{нач} < t < t_{раб}$ длительностью $\Delta t_{раб} = t - t_{нач}$ постоянен ($Q = const$), а в промежутке времени $t_{раб} < t < t_{ост}$ длительностью $\Delta t_{ост} = t_{ост} - t_{раб}$ приток полностью прекращается ($Q = 0$), где $\Delta t_{раб}$ – продолжительность работы скважины, $\Delta t_{ост}$ – продолжительность ее последующего простоя.

Совокупность рассмотренных условий описывает модель Хорнера [32]. Для ее аналитического описания закрытие скважины рассматривается как одновременное воздействие двух процессов: отбора с дебитом $Q = const$, нагнетания с дебитом $-Q = const$ (рис. 3.5.3.1).

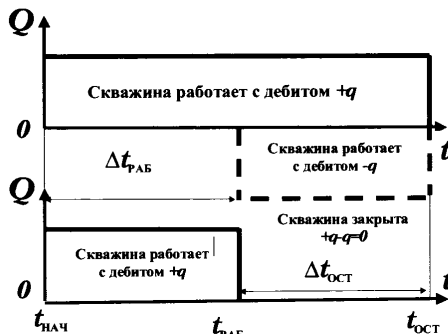


Рис. 3.5.3.1. Иллюстрация условий модели Хорнера.

То есть считается, что:

1) в промежутке времени $t_{нач} < t < t_{раб} + t_{осм}$ скважина работает с дебитом $Q = const$, что в соответствии с формулой (3.5.3.3) приводит к изменению давления по сравнению с пластовым:

$$\Delta P_{c1} = P_{пл} - P_{c1} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot (\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм})}{r_{c_np}^2} \right); \quad (3.5.3.6)$$

2) в промежутке времени $t_{раб} < t < t_{раб} + t_{осм}$ скважина работает с дебитом $-Q = const$, что в соответствии с формулой (3.5.3.3) приводит к изменению давления по сравнению с пластовым:

$$\Delta P_{c2} = P_{пл} - P_{c2} = -\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot \Delta t_{осм}}{r_{c_np}^2} \right). \quad (3.5.3.7)$$

Сложив (3.5.3.6) и (3.5.3.7), получим:

$$\begin{aligned} P_c &= P_{пл} - \Delta P_{c1} - \Delta P_{c2} = P_{пл} - \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм}}{\Delta t_{осм}} \right) = \\ &= \Phi_P + \Psi_P \cdot f_P(\ln \Delta t) \end{aligned}$$

где

$$\Phi_P = P_{пл}; \quad \Psi_P = -\frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}; \quad f_P(\ln \Delta t) = \ln \left(\frac{\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм}}{\Delta t_{осм}} \right). \quad (3.5.3.8)$$

Легко видеть, что давление в координатах относительного времени (3.5.3.8) – $f_P(\ln \Delta t)$ не зависит от скин-фактора, но на его величину влияет пластовое давление $P_{пл}$.

3.5.3.3. Условия остановки стабильно работающей скважины без учета влияния послепотока (КВД в обобщенном логарифмическом масштабе)

Наряду с изменением давления относительно пластового ($P_c - P_{пл}$) для анализа используют изменение давления относительно первоначального (в момент остановки скважины) – ($P_c - P_{нач}$) [10, 11, 33 и др.]. Величина P_c определяется соотношением (3.5.3.8)

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \frac{\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм}}{\Delta t_{осм}}.$$

Величину $P_{нач}$ можно определить из соотношения (3.5.3.3), если принять время остановки скважины равным нулю:

$$P_{нач} = P_{пл} - \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \epsilon} \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot \Delta t_{раб}}{r_{с_нр}^2} \right). \quad (3.5.3.9)$$

Таким образом:

$$P_c - P_{нач} = \frac{Q}{4 \cdot p \cdot \epsilon} \left(\ln 2.25 \frac{\chi}{r_{с_нр}^2} + \ln \frac{\Delta t_{раб} \cdot \Delta t_{ост}}{\Delta t_{раб} + \Delta t_{ост}} \right) = \Phi_{\Delta P} + \Psi_{\Delta P} \cdot f_{\Delta P}(\ln \Delta t);$$

где

$$\Phi_{\Delta P} = \frac{Q}{4 \cdot p \cdot \epsilon} \ln 2.25 \frac{\chi}{r_{с_нр}^2}; \quad \Psi_{\Delta P} = \frac{Q}{4 \cdot p \cdot \epsilon}; \quad f_{\Delta P}(\ln \Delta t) = \ln \left(\frac{\Delta t_{раб} \cdot \Delta t_{ост}}{\Delta t_{раб} + \Delta t_{ост}} \right). \quad (3.5.3.10)$$

Координаты (3.5.3.10) $f_{\Delta P}(\ln \Delta t)$ называются обобщенными логарифмическими. В них, так же как в логарифмических координатах $f(\ln \Delta t)$, определяемых соотношением (3.5.3.5), давление зависит от скин-фактора. Из расчетов исключается величина $P_{пл}$.

Полученные соотношения применяют, если *времена работы и остановки скважины сравнимы*. Нередка и ситуация, когда *время остановки скважины много меньше времени ее предшествующей работы*. В этом случае считают, что в процессе эксплуатации по всему простиранию пласта устанавливается забойное давление, а восстановление давления в момент остановки – есть результат работы скважины с отрицательным дебитом $-Q$. Изменение давления в этом случае имеет вид:

$$P_c - P_{нач} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(\ln 2.25 \frac{\chi \cdot \Delta t_{ост}}{r_{с_нр}^2} \right). \quad (3.5.3.11)$$

Вид этого уравнения очень близок к уравнению, описывающему пуск скважины, но аномалия давления формируется на фоне не пластового давления, а первоначального давления, соответствующего моменту остановки скважины.

3.5.3.4. Условия циклически работающей скважины

Влияние циклично меняющегося во времени дебита $Q(t)$ в промежутке времени $t > t_{нач}$ может быть описано суперпозицией импульсных воздействий [13, 32]:

$$\begin{aligned}
 Q(t) &= \sum Q_i, \\
 Q_i &= \text{const} : t_{i-1} < t < t_i, \\
 Q_i &= 0 : t_{i-1} > t; t > t_i, \\
 t_0 &= t_{\text{нач}}.
 \end{aligned}
 \tag{3.5.3.12}$$

Воздействие каждого импульса за исключением последнего:

$$\Delta P_i = P_{c_i} - P_{nl} = -\frac{Q_i}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left(\frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right).$$

Воздействие последнего импульса:

$$\Delta P_n = P_{c_n} - P_{nl} = -\frac{Q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln \left(2.25 \frac{\chi \cdot (t - t_{n-1})}{R_{c_np}^2} \right).$$

Суммарный эффект всех воздействий:

$$\begin{aligned}
 P_c &= P_{nl} + \Delta P_{c_i} + \Delta P_{c_n} = \\
 &= P_{nl} - \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left\{ \sum_1^{n-1} Q_i \ln \left(\frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right) + Q_n \ln 2.25 \frac{\chi \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c_np}^2} \right\}.
 \end{aligned}
 \tag{3.5.3.13}$$

Данное соотношение обычно нормируют некоторым постоянным опорным расходом Q_0 (в качестве такового в цикле КСД используют расход в самом цикле, а при КВД расход в цикле непосредственно предшествует анализируемому).

$$\begin{aligned}
 P_c &= P_{nl} - \frac{Q_0}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left\{ \sum_1^{n-1} \frac{Q_i}{Q_0} \ln \left(\frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right) + \frac{Q_n}{Q_0} \ln 2.25 \frac{\chi \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c_np}^2} \right\} = \\
 &= \Phi_{\Sigma P} + \Psi_{\Sigma P} \cdot f_{\Sigma P}(\ln \Delta t),
 \end{aligned}
 \tag{3.5.3.14}$$

где

$$\Phi_{\Sigma P} = P_{nl} - \frac{Q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln 2.25 \frac{\chi \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c_np}^2}; \Psi_{\Sigma P} = \frac{Q_o}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon},$$

$$f_{\Sigma P}(\ln \Delta t) = \sum_1^{n-1} \frac{Q_i}{Q_o} \ln \left(\frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right). \quad (3.5.3.15)$$

Все расчетные соотношения, рассмотренные в разд. 3.5.3.1 и 3.5.3.2, являются частными случаями наиболее общей зависимости (3.5.3.15).

Если дебит в последнем цикле $Q_n=0$ соотношение (3.5.3.15) является обобщением формулы (3.5.3.8), описывающей кривую давления в масштабе Хорнера. В этом случае давление в скважине в координатах времени $f_{\Sigma P}(\ln \Delta t)$ зависит от пластового давления (P_{nl}) и не зависит от скин-фактора (s).

Если $Q_n \neq 0$ соотношение (3.5.3.15) является обобщением формулы (3.5.3.3), описывающей изменение давления в логарифмических координатах. Тогда наоборот, по поведению аномалии давления в координатах $f_{\Sigma P}(\ln \Delta t)$ можно определить величину s , но нельзя оценить P_{nl} .

Аналогом описываемых формулой (3.5.3.10) обобщенных логарифмических координат является соотношение:

$$P_c - P_{нач} = -\frac{Q_o}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-1} \frac{Q_i}{Q_o} \ln \left(\frac{t - t_{i-1}}{t - t_i} \right) + \frac{Q_n}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln 2.25 \frac{\chi \cdot (t - t_{n-1})}{r_{c_np}^2} +$$

$$+ \frac{Q_o}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-2} \frac{Q_i}{Q_o} \ln \left(\frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{i-1} - t_i} \right) - \frac{Q_{n-1}}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \ln 2.25 \frac{\chi (t_{n-1} - t_{n-2})}{r_{c_np}^2} =$$

$$= \Phi_{\Sigma \Delta P} + \Psi_{\Sigma \Delta P} \cdot f_{\Sigma \Delta P}(\ln \Delta t). \quad (3.5.3.16)$$

3.5.3.5. Условия нестабильно работающей скважины

Общее аналитическое соотношение, описывающее поведение давления в скважине, работающей с момента времени $t=t_{нач}$ с переменным дебитом $q=q(t)$ имеет вид [11, 13 и др.]:

$$P_c = \frac{1}{Q_o} \int_0^{\Delta t} Q(\tau) \cdot \frac{\partial P_o(\Delta t - \tau)}{\partial (\Delta t - \tau)} d\tau,$$

$$\Delta t = t - t_{нач}, \quad (3.5.3.17)$$

где $P_o(\Delta t)$ – изменение давления во времени при пуске скважины в работу со стабильным расходом $Q=Q_o$.

Для радиального режима, когда давление в скважине при ее пуске с постоянным расходом описывается формулой (3.5.3.1), соотношение (3.5.3.17) принимает вид:

$$P_c = P_{пл} - \frac{l}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \int_0^{\Delta t} Q(\tau) \cdot e^{-\frac{r_c^2 \cdot np}{4 \cdot \chi \cdot (\Delta t - \tau)}} \cdot \frac{d\tau}{(\Delta t - \tau)} \quad (3.5.3.18)$$

Данное соотношение является аналогом уравнения (3.5.3.15), где использовано приближение интегральной показательной функции логарифмической. Более простое и наглядное приближение (3.5.1.15) оправданно при решении большинства прикладных задач гидродинамики, когда дебит скважины меняется достаточно медленно. Приближение с успехом используется, если период существенной неустойчивости работы скважины достаточно отдален по времени от цикла исследований.

Если исследуется непосредственно период существенной неустойчивости, использование такого приближения может привести к ошибке в расчетах. В этом случае более оправданно непосредственное использование соотношений типа (3.5.3.18). Использование при интерпретации ГДИС соотношений подобного типа, учитывая возможности современных компьютеров, не должно вызывать принципиальных затруднений.

Аналогичные аналитические зависимости известны и для более сложных, не радиальных, режимов течения флюида в пласте.

3.5.4. Асимптотические модели нестационарной нерадиальной фильтрации жидкости

Сложные наблюдаемые в реальном пласте режимы фильтрации могут приближенно рассматриваться как комбинация базовых (элементарных) составляющих. Среди них прежде всего следует назвать подробно описанный в разд. 3.2.1 радиальный поток. Кроме того, в числе характеристик фильтрации следует назвать описанные в разд. 3.2.3 одномерные (линейный, сферический) и билинейный потоки (последний является комбинацией двух линейных потоков).

Особенности аналитического описания каждого из названных типов потоков специфичны для конкретных условий дренирования пласта (наличие естественной или искусственной трещиноватости, особенностей вскрытия пласта и пр.). Однако каждый из названных типов потоков независимо от причины его возникновения имеет общие признаки, определяемые геометрической формой линий тока (п. 3.2.3).

Структура формул, описывающих изменения давления во времени при различных режимах фильтрации, весьма сходна между собой. Формулы представляют суперпозицию характеристических функций времени, специфичных для каждого режима фильтрации. Для радиального режима фильтрации – это логарифмическая функция приращения времени относительно времени начала цикла $\ln \Delta t$. Характеристическими функциями для линейного, билинейного и сферического режима являются степенные функции Δt^n с показателем соответственно $n=0.5, 0.25$ и -0.5 .

Общее расчетное соотношение, описывающее дренирование пласта с постоянным расходом (пуск скважины), имеет вид

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot \Delta t_{раб}^n, \quad (3.5.4.1)$$

где $\Phi = P_{пл}$, вид функции Ψ зависит от конкретной решаемой задачи.

Для линейного режима $\Delta t_{раб}^n = \sqrt{\Delta t_{раб}} = \Delta t_{раб}^{1/2}$, для билинейного режима $\Delta t_{раб}^n = \sqrt[4]{\Delta t_{раб}} = \Delta t_{раб}^{1/4}$ и для сферического режима $\Delta t_{раб}^n = 1/\sqrt{\Delta t_{раб}} = \Delta t_{раб}^{-1/2}$.

Давление в результате циклической работы скважины является суперпозицией перечисленных функций.

Давление в простаивающей после стабильного цикла работы скважине – аналог формулы Хорнера (3.5.3.8) описывается соотношением:

$$\begin{aligned} P_c &= \Phi_P + \Psi_P f_P(\Delta t^n), \\ f_P(\Delta t^n) &= \left(\Delta t_{раб} + \Delta t_{ост} \right)^n - \left(\Delta t_{ост} \right)^n, \\ \Phi_P &= P_{пл}. \end{aligned} \quad (3.5.4.2)$$

Отличие текущего давления в цикле КВД после стабильного периода работы скважины от давления в начале данного цикла – аналог формулы (3.5.3.10) описывается формулой:

$$\begin{aligned} P_c - P_{нач} &= \Phi_{\Delta P} + \Psi_{\Delta P} f_{\Delta P}(\Delta t^n) \\ f_{\Delta P}(\Delta t^n) &= \left(\Delta t_{раб} \right)^n + \left(\Delta t_{ост} \right)^n - \left(\Delta t_{раб} + \Delta t_{ост} \right)^n. \end{aligned} \quad (3.5.4.3)$$

Аналогом расчетной формулы (3.5.3.15) для нерадиальных режимов является соотношение:

$$\begin{aligned} P_c &= P_{пл} - \sum_1^{n-1} q_i \cdot \Psi_P \{ (t-t_{i-1})^n - (t-t_i)^n \} + q_n \cdot \Psi_P (t-t_n)^n = \\ &= \Psi_{\Sigma P} \cdot f_{\Sigma P}(\Delta t^n) + \Phi_{\Sigma P}, \end{aligned} \quad (3.5.4.4)$$

Аналог соотношения (3.5.3.16) имеет вид:

$$P_c - P_{нач} = \sum_1^{n-1} q_i \cdot \Psi_{\Delta P} \cdot \{(t-t_{i-1})^n - (t-t_i)^n\} + q_n \cdot \Phi_{\Delta P} + q_n \cdot \Psi_{\Delta P} \cdot (t-t_{n-1})^n + \\ + \frac{1}{4 \cdot p \cdot \varepsilon} \sum_1^{n-2} q_i \cdot \Psi_{\Delta P} \cdot \ln\{f(t_{n-1}-t_{i-1}) - f(t_{i-1}-t_i)\} - \\ - q_{n-1} \cdot \Phi_{\Delta P} - q_{n-1} \cdot \Psi_{\Delta P} \cdot f(t_{n-1}-t_{n-2}) = \Psi_{\Sigma \Delta P} \cdot f_{\Sigma \Delta P}(\Delta t^n) + \Phi_{\Sigma} \quad (3.5.4.5)$$

Анализ соотношений (3.5.4.1)–(3.5.4.5) показывает, что каждому из рассмотренных режимов течения присуща характерная функциональная шкала времени, позволяющая представить исходную кривую давления в виде линейной зависимости

Как будет видно из последующих разделов, вид функций Ψ и Φ зависит от конкретной модели скважины и пласта.

3.5.5. Асимптотическая модель радиальной фильтрации газа

При аналитическом описании нестационарной фильтрации газа применяется общий подход, изложенный в разд. 3.1.4 и уже использованный нами при описании закономерностей стабильного притока (разд. 3.3.3).

Приведем аналоги базовых формул, рассмотренных нами ранее для жидкости.

Так, аналогом соотношения (3.5.3.5) для одночленной фильтрации газа (в пренебрежении фильтрационным сопротивлением «В») является

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot Q_{см} \cdot \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot t_{раб}}{r_{c_np}^2} \right), \quad (3.5.5.1)$$

где параметр Ψ определяется формулой:

$$\Psi_{раб} = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{см} T_{ср}}{\pi \cdot k \cdot h_{раб} T_{см}} \quad (3.5.5.2)$$

Сходное соотношение для двухчленной фильтрации газа имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_c^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot Q_{см} \cdot \ln \left(\frac{2.25 \cdot \chi \cdot t_{раб}}{r_{c_np}^2} \right) + B \cdot Q_{см}^2 \quad (3.5.5.3)$$

Аналог соотношения (3.5.3.8) для газового пласта, как при линейном, так и параболическом законе фильтрации:

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot Q_{см} \cdot \left(\ln \frac{t_{раб} + t_{осм}}{t_{осм}} \right). \quad (3.5.5.4)$$

Аналог соотношения (3.5.3.10) для газового пласта: при линейном законе фильтрации

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot Q_{см} \cdot \left[\left(\ln 2.25 \frac{\chi \cdot t_{осм}}{r_{с_np}^2} \right) + \ln \frac{\Delta t_{раб} \cdot \Delta t_{осм}}{\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм}} \right], \quad (3.5.5.5)$$

при параболическом законе фильтрации

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\Psi_{раб}}{2} \cdot Q_{см} \cdot \left[\left(\ln 2.25 \frac{\chi \cdot t_{осм}}{r_{с_np}^2} \right) + \ln \frac{\Delta t_{раб} \cdot \Delta t_{осм}}{\Delta t_{раб} + \Delta t_{осм}} + B Q_{см} \right]^2, \quad (3.5.5.6)$$

где параметр $\Psi_{раб}$ определяется уравнением (3.5.5.2).

Суммированием или интегрированием перечисленных базовых соотношений можно получить аналоги формул разд. 3.5.3.14 и 3.5.3.15 (для циклически и нестабильно работающей скважины).

И точно так же, как при фильтрации жидкости (разд. 3.5.3.6), эффект послепритока в газовой скважине можно рассматривать как работу скважины с переменным расходом. Но при этом следует иметь в виду, что сжимаемость газа существенно зависит от термобарических условий и, как правило, ее априорная оценка очень неточна (особенно при наличии в продукции скважины конденсата или пластовой воды).

3.6 Квазистационарная линейная фильтрация

3.6.1. Основные закономерности стационарного линейного течения жидкости

Стационарный приток к длительно работающей скважине независимо от особенностей течения флюида в призабойной зоне до сих пор рассматривался как псевдорadiaльный. Это дало возможность даже при сложных способах вскрытия пласта (наличии трещин, горизонтальных стволов) использовать

при описании поля давления закономерности радиального течения. Конкретные особенности вскрытия пласта рассматривались как проявления интегрального скин-фактора.

Однако подобное приближенное решение задачи не всегда приемлемо. В ряде случаев необходим более глубокий и детальный анализ протекающих в призабойной зоне процессов.

Это, в частности, актуально при изучении особенностей работы пласта при гидроразрыве. В этом случае в скважине доминируют линейные режимы течения, проявления которых весьма специфичны и дают дополнительную информацию о пласте.

Поле давления при линейном течении в пласте может быть изучено на основе предпосылок, аналогичных описанным в разд. 3.2.1, но при условии, что скважина представляет собой полость, ограниченную вертикальными плоскостями.

В этих условиях линии тока в пласте ориентированы по горизонтали и параллельны друг другу, а уравнение пьезопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial P}{\partial x} = 0. \quad (3.6.1.1)$$

Ось координат x перпендикулярна стенке скважины и направлена от одной из стенок (характеризуемой координатой $x=x_c$) в пласт.

Применительно к данной модели можно, как и для радиального течения, ввести понятие о совершенной скважине. Но его смысл будет иным. В данном случае, характеризуя скважину как совершенную, мы будем полагать, что внутри трещины и на ее стенке нет потерь давления. Соответственно для описания несовершенства скважины нужно будет вводить свой особый тип скин-фактора, который по аналогии с уже известным, радиальным можно назвать «линейным».

Различие радиального и линейного скин-факторов для трещины гидроразрыва очевидны. Радиальный скин-фактор для незагрязненной трещины неограниченной проводимости всегда будет отрицательным, а линейный будет равен нулю.

При загрязнении стенок трещины суммарный радиальный скин-фактор будет представлять собой некоторую суперпозицию составляющих, связанных с наличием трещины и загрязнения. Первая составляющая всегда положительна, вторая – отрицательна. Сумма может иметь любой знак в зависимости от длины трещины и степени повреждения стенок. Линейный скин-фактор в данных условиях обусловлен только загрязнением и всегда положителен.

3.6.2. Стационарное распределение давления в линейной полости

Аналогично 3.3.1.1 рассмотрим вспомогательную задачу расчета распределения давления при фильтрации *упругой жидкости* в полости, ограниченной двумя вертикальными параллельными плоскостями, перпендикулярными оси

x и характеризуемые координатами соответственно $x_1 = \text{const}, x_2 = \text{const}$. На внутренней ($x = x_1$) и внешней стенках ($x = x_2$) поддерживается постоянное давление соответственно $P_1 = \text{const}$ и $P_2 = \text{const}$ (рис.3.6.2.1).

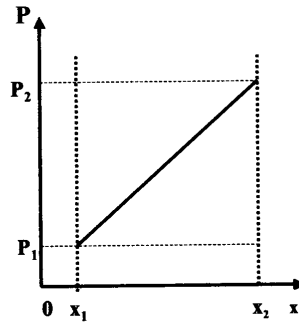


Рис. 3.6.2.1. Стационарное распределение давления в линейной полости.

Решение уравнения пьезопроводности (3.6.1.1) для данной задачи имеет вид:

$$P(x) = P_1 + (P_2 - P_1) \cdot \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}. \quad (3.6.2.1)$$

3.6.3. Линейный контур питания

Рассмотрим скважину при условиях ее работы с постоянной депрессией. В этих условиях в окружающей среде, как и при радиальном притоке (п. 3.3.2), формируется зона нарушения давления. Для ее количественного описания, как и при радиальном притоке, воспользуемся методом последовательной смены стационарных состояний. Но в данном случае зона нарушения давления в пласте будет иметь линейную геометрию и характеризоваться размером $X_{кп}$. Стационарное давление в пределах этой зоны меняется по линейному закону (3.5.1.4) и имеет вид:

$$P = P_c + (P_{пл} - P_c) \frac{x - x_c}{x_{кп} - x_c}. \quad (3.6.3.1)$$

Значение $x_{кп}$ в соотношении (3.6.1.4) меняется во времени

$$x_{кп} = x_c + \sqrt{\chi t}, \quad (3.6.3.2)$$

где χ – пьезопроводность пласта.

3.6.4. Уравнение квазистационарной линейной фильтрации жидкости

Аналогично п.3.3.3 вычислим из (3.6.3.1) модуль градиента давления на стенке скважины

$$|\text{grad}P| = \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P_{nl} - P_c}{x_{кп} - x_c} \quad (3.6.4.1)$$

Воспользовавшись законом Дарси, рассчитаем абсолютную величину скорости фильтрации на стенке

$$w = \frac{k}{\mu} |\text{grad}P| = \frac{k}{\mu} \frac{(P_{nl} - P_c)}{x_{кп} - x_c} \quad (3.6.4.2)$$

Расход жидкости в скважине – произведение скорости на площадь поверхности трещины (площадь поверхности каждой из стенок – произведение длины трещины $2L_{mp}$ на высоту пласта $h_{раб}$, общая площадь – $4L_{mp}h_{раб}$)

$$Q = 4 \cdot L_{mp} \cdot h_{раб} \cdot w = 4 \frac{k \cdot L_{mp} h_{раб}}{\mu} \frac{(P_{nl} - P_c)}{x_{кп} - x_c} = 4 \cdot \varepsilon \frac{\Delta P_{s=0}}{(x_{кп} - x_c) / L_{mp}}, \quad (3.6.4.3)$$

P_{nl} – пластовое давление, P_c – давление в стволе скважины, k – проницаемость пласта, $h_{раб}$ – мощность пласта, μ – динамическая вязкость, $x_{кп}$ – ширина контура питания, L_{mp} – длина трещины, ε – гидропроводность пласта.

3.6.5. Линейный скин-фактор

Аналогично п.3.4.2 представим суммарный перепад давления между скважиной и пластом для несовершенной скважины, в этом случае он складывается из перепада для совершенной скважины $\Delta P_{s=0}$ и дополнительного перепада ΔP_s^* , необходимого, чтобы скомпенсировать влияние повреждения (рис. 3.6.5.1).

$$\Delta P_{s \neq 0}^* = P_{nl} - P_{s \neq 0}^* = \Delta P_{s=0} + \Delta P_s^* \quad (3.6.5.1)$$

Величину $\Delta P_{s=0}$ определим из (3.6.4.3)

$$\Delta P_{s=0} = \frac{Q}{4\varepsilon} \frac{x_{кп} - x_c}{L_{mp}} \quad (3.6.5.2)$$

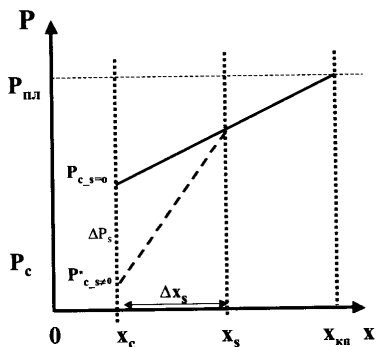


Рис. 3.6.5.1. К оценке линейного скин-фактора кольматации пласта (пояснения в тексте).

Величину ΔP_s определим как

$$\Delta P_s = \frac{Q s_x}{2\varepsilon} \quad (3.6.5.3)$$

Величину s_x назовем линейным скин-фактором, с его учетом уравнение квазистационарного притока к трещине – аналог (3.4.2.7) запишется в виде:

$$Q = \frac{\Delta P_{s \neq 0}^* \varepsilon}{\frac{x_{КП} - x_c}{2Lmp} + s_x} \quad (3.6.5.4)$$

3.6.6. Связь линейного скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта

Появление линейного скин-фактора опишем как образование с обеих сторон трещины слоя (скиновой зоны) с проницаемостью k_s , отличающейся от проницаемости пласта. То есть пласт с каждой стороны трещины при влиянии скин-фактора представляет собой неоднородную среду, состоящую из двух слоев: прискважинной зоны $x_c < x < x_s$ проницаемости k_s и ненарушенной части пласта $x_s < x < x_{КП}$ проницаемости k (гидропроводности названных слоев – e и ε_s). Обозначим давление на границе скиновой зоны – P_s .

По аналогии с п.3.4.3 дополнительная депрессия скин-фактора определяется соотношением

$$\begin{aligned} \Delta P_s = P_{s=0} - P_{c_{s \neq 0}} > 0 &= \frac{Q}{4Lmp} \left[\frac{x_{КП} - x_c}{\varepsilon} + \frac{x_s - x_c}{\varepsilon_s} - \frac{x_{КП} - x_s}{\varepsilon} \right] = \\ &= \frac{Q}{4\varepsilon Lmp} (x_s - x_c) \left[\frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} - 1 \right]. \quad (3.6.6.1) \end{aligned}$$

Из (3.6.5.3) и (3.6.6.1) следует

$$s_x = \frac{2\varepsilon\Delta P_s}{Q} = \frac{\Delta x_s}{2L_{mp}} \left[\frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} - 1 \right]. \quad (3.6.6.2)$$

Таким образом, линейный скин-фактор кольтатации пропорционален ширине поврежденной зоны пласта Δx_s и зависит от соотношения гидропроводностей (проницаемостей) поврежденной и не поврежденной зон.

Аналогичным образом может быть получено выражение для скин-фактора, связанного с повреждением самой трещины. При этом необходимо рассматривать поток непосредственно в трещине.

Литература к главе 3

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.: РГУНГ, 2003, 480 с.
2. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М.: Гостехиздат, 1947.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М., РГУНГ, 628с., переиздание 2004 г.
4. Физический энциклопедический словарь. М., 1983, 944 с.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.: РГУНГ, 735 с., переиздание 2001 г.
6. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. М.: Нефть и газ, 1995. Ч.1, 586 с., Ч. 2, 493 с.
7. Ширковский А.И. Разработка и интерпретация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987, 309 с.
8. Азиз.Х, Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва-Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2004, 416 с.
9. Коновалов А.Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1998.,166 с.
10. Эрлагер.Р Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М., 2007, 512 с.
11. Oliver House, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Foundation Pressure Transient Analysis (Dynamic Flow Analysis, Part 1, Kappa, 1988–2007.
12. Perrine R.L, A unified theory for stable and unstable miscible displacement. Soc. Petr. Eng. J., 1963, vol. 3, № 3.
13. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1973, 246 с.
14. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998, 303 с.
15. Кулагина Т.Е., Камартидинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин, Томск, 2004, 340 с.
16. Ginger F.M., Reiss L.V., Jourdan A.P. The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling, paper SPE 13024, 1984.

17. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, paper SPE 15375 (1986); JPT, (June 1988) 729–739.
18. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999, 212 с.
19. Oden A.S. Pseudo-State Flow Equation and Productivity Index for a Well With Noncircular Drainage Area. JPT, Nov, 1978, p.1630–1632.
20. Lee J. Well Testing, SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002, 159 p.
21. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989, 334 с.
22. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М.: Недра, 1980. 301 с.
23. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells, JPT, Jan, 1968, p.89–93.
24. Standing M.B. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive Reservoirs, JPT, Nov, 1970, p.1399–1400.
25. Fetkovich M.J. The Isochronal Testing of Oil Wells, paper SPE/AIME 4529, 1973.
26. Fair W.J. Generalisation of wellbore effects in pressure-transient analysis. SPE FE. 1996. June. P. 114–119.
27. Hegeman P.S, Hallford D.L., Joseph J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage. SPE FE. 1993. Sept P 201–207.
28. Agarval R.G, Al.Hisainy R., Ramey H.I «An investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow» SPE Journal, Sept. 1970, 279.
29. Earlouger R.C. Advances in Well Test Analysis, Monograph Series, SPE, Dallas, 1977, 5.
30. Gringarten A.C., Bourdet D.P., Landel P.A., Kniazeff V.J. A comparison between different skin and wellbore storage type curves for early-time transient analysis. Paper SPE 8205, 1979.
31. Bourdet D. A new set of Type curves simplifies well test Analysis. World Oil. 1983. May, p. 95–106.
32. Horner D.R. Pressure Build-up in Wells. Third World Petroleum Congress, The Hague, 1951, Proceedings, Sect. II, p. 503–521.
33. Кульпин Л.Г. Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974, 200 с.

ГЛАВА 4

МОДЕЛИ ГДИС

4.1. Графическое представление результатов ГДИС

В данном разделе рассмотрены принятые в практике ГДИС способы представления кривых изменения давления во времени.

4.1.1. Изображение результатов исследований в реальном времени

Изначально кривые изображают в так называемых декартовых координатах, без искажения масштабов по давлению и времени. В таких координатах на результатах ГДИС нагляднее отражается изменение состояния пласта в процессе исследований, легче анализировать связь аномалий давления с производимыми в скважине технологическими операциями. Это в первую очередь касается результатов так называемых многоциклических нестационарных технологий (рис. 1.4.2.1–1.4.2.3, 1.4.4.2, 1.4.4.5 и др.)

4.1.2 Масштабирование результатов ГДИС при радиальном режиме течения

Для графического изображения результатов исследований для отдельных циклов (КВД, КПД, КСД, КВУ) широко используется масштабирование кривых давления [1, 2 и др.]. Основная цель масштабирования состоит в повышении наглядности информативных эффектов в пласте и повышении качества диагностики наблюдаемых аномалий.

Ниже приведены результаты анализа особенностей отображения кривых давления в различных масштабах для радиального режима течения. Исходные кривые давления для анализа получены в программном комплексе «PanSys-

tem» для двухцикличного исследования добывающей скважины по технологии «КВД-КСД» – рис.4.1.2.1 (модель радиального режима с послепритоком).

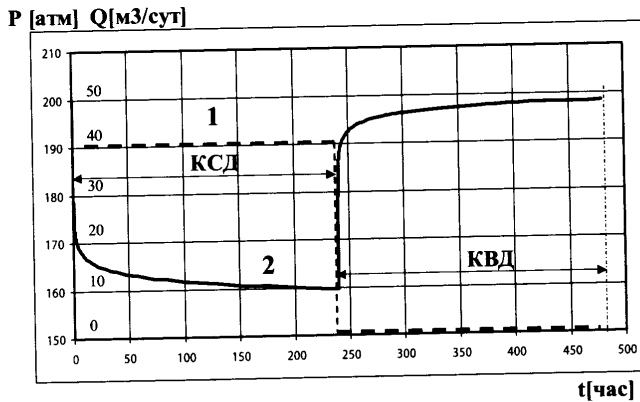


Рис. 4.1.2.1. Схема исследования по технологии «КВД-КСД». 1 – кривая расхода (Q); 2 – кривая давления (P); по оси абсцисс: t [час] – текущее время; по оси ординат: P [атм] – текущее давление.

Наиболее распространенным способом масштабирования является изображение по оси ординат разности текущего и опорного значения давления $\Delta P = |P - P_{нач}|$ и времени $\Delta t = t - t_{нач}$. В качестве опорного значения времени $t_{нач}$ используется время начала цикла. В качестве опорного значения давления используется либо пластовое давление, либо давление в начале цикла. Данный график удобен тем, что его форма не зависит от знака изменения, а определяется лишь абсолютной величиной скачка дебита. Соответственно «КВД» и «КСД» при прочих равных условиях ведут себя подобным образом (рис.4.1.2.2.а).

Рассмотренные приемы масштабирования используются совместно с функциональным преобразованием шкалы времени. Функциональное преобразование позволяет представить результаты измерений в интервале преобладания конкретного (в данном случае радиального режима течения флюида) линейной зависимостью.

Так, при отображении цикла «КСД-пуск» используется полулогарифмический масштаб $\{\Delta P, \ln \Delta t\}$. В качестве опорного при расчете аномалии ΔP используется пластовое давление. В таких координатах кривая давления в интервале радиального режима течения практически линейна. Как следует из соотношения (3.5.3.5), угловой коэффициент линейной зависимости (Ψ) определяется проницаемостью пласта. Значение свободного члена (Φ) отражает совокупное влияние проницаемости и скин-фактора. В начале цикла закон изменения давления существенно отличается от логарифмического, что в основном связано с эффектом «послепритока» (рис.4.1.2.2.6).

Для цикла «КВД» широко используется так называемый масштаб Хорнера $\{P, f_p(\ln \Delta t)\}$. Для анализируемого случая двухцикличного исследования этот масштаб рассчитывается по формуле (3.5.3.8). Особенность данного

масштаба в том, что значения координат находятся в обратной зависимости от времени (рис. 4.1.2.2.в). Кривая давления в интервале радиального режима течения в этом масштабе также описывается линейной зависимостью. Как следует из (3.5.3.8), свободный член данной зависимости (Φ_p) определяется пластовым давлением, а угловой коэффициент (Ψ_p) зависит от проницаемости пласта.

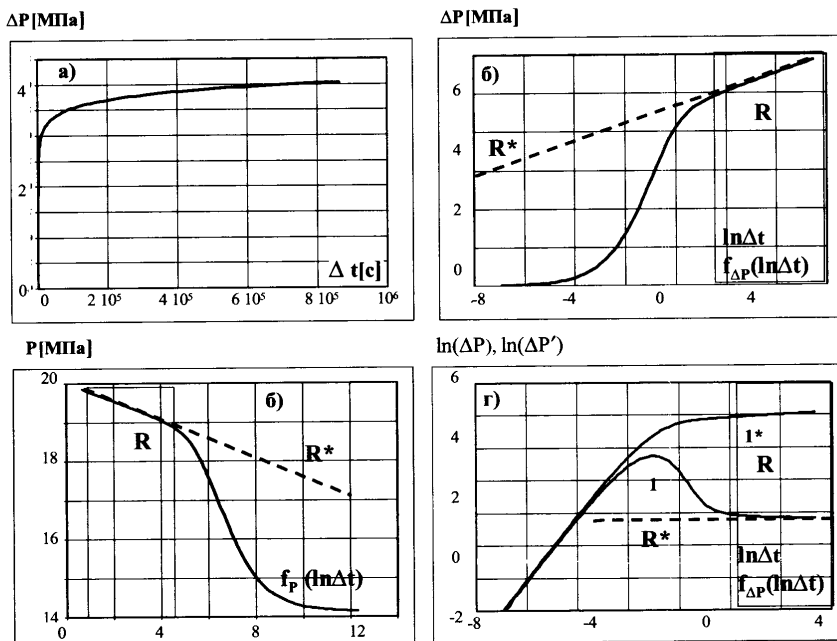


Рис. 4.1.2.2. Основные способы представления результатов ГДИС. а) зависимость приращения давления относительно начала цикла ΔP от времени, прошедшего с начала цикла Δt для циклов КВД и КСД; б) зависимость приращения ΔP от логарифма времени Δt , для цикла КСД, и от обобщенной логарифмической функции времени $f_{\Delta P}(\ln \Delta t)$ для КВД; в) Зависимость давления от времени для КВД в масштабе Хорнера $f_p(\ln \Delta t)$; г) зависимость приращения давления и логарифмической производной от логарифма времени для КСД и функции $f_{\Delta P}(\ln \Delta t)$ для КВД. R – интервал радиального сечения. R^* – асимптота к кривым давления и логарифмической производной в интервале радиального течения.

Обобщенный полулогарифмический масштаб $\{\Delta P, f_{\Delta P}(\ln \Delta t)\}$ для «КВД» отличается тем, что в качестве ординаты используется разность текущего давления и давления, в начале цикла, а эквивалентное время рассчитывается по формуле (3.5.3.10). В данном масштабе график «КВД» имеет такую же форму, как «КСД» в логарифмических координатах времени (рис. 4.1.2.2.г). Аналогично ведет себя и асимптота в интервале радиального течения. Ее угловой коэффициент ($\Psi_{\Delta P}$) определяется проницаемостью пласта, а свободный член ($\Phi_{\Delta P}$) отражает совокупное влияние проницаемости и скин-фактора.

Таким образом, использование масштаба времени $\ln(\Delta t)$ (для «КСД-пуск») и $f_{\Delta P}(\ln \Delta t)$ (для «КВД») позволяет представить результаты «КСД» и «КВД» в идентичной форме.

Дальнейшим развитием идеи унификации представления результатов ГДИС в различных циклах является двойной логарифмический масштаб. В этом масштабе (аналогично обобщенному полулогарифмическому) кривая «КСД-пуск» представляется в координатах $\{\ln \Delta P, \ln(\Delta t)\}$, а «КВД» в координатах $\{\ln \Delta P, f_{\Delta P}(\ln \Delta t)\}$. При расчете аномалии давления ΔP в качестве опорного (первоначального) используется давление в начале цикла. Для цикла «КСД-пуск» это пластовое давление (т. е. давление в момент пуска скважины), а для цикла «КВД» – давление в момент остановки.

Кривая давления в данном масштабе обычно изображается совместно с так называемой *логарифмической производной* (рис. 4.1.2.2.г), которая для цикла «КСД-пуск» рассчитывается как [3–6]

$$\ln(\Delta p') = \ln \left\{ \frac{\partial \Delta p}{\partial (\ln \Delta t)} \right\}, \quad (4.1.2.1)$$

а для цикла «КВД»

$$\ln(\Delta p') = \ln \left\{ \frac{\partial \Delta p}{\partial [f_{\Delta P}(\ln \Delta t)]} \right\}. \quad (4.1.2.2)$$

Кривая логарифмической производной является наиболее эффективным и наглядным инструментом диагностики временного интервала радиального течения. В этом интервале асимптота к производной для больших времен имеет нулевой наклон, положение ординаты касательной определяется величиной проницаемости пласта.

В начале цикла преобладающее воздействие на поведение давления оказывает послеприток. Согласно соотношению (3.5.1.2), расход послепритока пропорционален темпу изменению давления в стволе. Из данного соотношения следует:

$$\Delta P = \frac{Q_{nn}}{C} \Delta t. \quad (4.1.2.3)$$

Предельное значение дебита послепритока для начала цикла – это разница в расходе с предшествующим циклом, т. е. величина постоянная, $\lim_{\Delta t \rightarrow 0} Q_{nn} = \Delta Q = \text{const}$. Если учесть этот факт из (4.1.2.3), то следует, что у кривой давления в начале цикла есть линейная асимптота, которая в двойном логарифмическом масштабе имеет вид:

$$\ln \Delta P = \ln \frac{\Delta Q}{C} + \ln \Delta t. \quad (4.1.2.4)$$

Из (4.1.2.4) следует:

$$\ln \frac{\partial \Delta P}{\partial \ln \Delta t} = \ln \left\{ \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta t} \frac{\partial \Delta t}{\partial \ln \Delta t} \right\} = \ln \left\{ \frac{\Delta Q}{C} \Delta t \right\} = \ln \frac{\Delta Q}{C} + \ln \Delta t. \quad (4.1.2.5)$$

То есть кривая давления и соответствующая ей логарифмическая производная в «LOG-LOG» масштабе имеют единую асимптоту с тангенсом угла наклона, равным единице.

Рассмотренные выше на примере двух циклов способы масштабирования кривых давления легко обобщить на случай многоциклической эксплуатации скважины.

В частности, масштаб $\{P, f_{\Sigma P}(\ln \Delta t)\}$, где $f_{\Sigma P}(\Delta t)$ определяется соотношением (3.5.3.15), при отличном от нуля расходе в последнем цикле, является аналогом полулогарифмического масштаба $\{P, \ln(\Delta t)\}$, а при расходе в последнем цикле, равном нулю, аналогичен масштабу Хорнера $\{P, f_p(\ln \Delta t)\}$.

Масштаб $\{\Delta P, f_{\Sigma \Delta P}(\ln \Delta t)\}$ является аналогом обобщенного полулогарифмического масштаба $\{\Delta P, f_{\Delta P}(\ln \Delta t)\}$.

Применение названных масштабов позволяет унифицировать кривые давления независимо как от количества циклов гидродинамического так и соотношения расходов в циклах. Базовым способом представления результатов ГДИС и здесь является «LOG-LOG» масштаб, где время масштабируется в соответствии с функцией $f_{\Sigma \Delta P}(\ln \Delta t)$.

4.1.3. Масштабирование результатов ГДИС при нерадиальных режимах течения

Способы, аналогичные п.4.1.2, применяют для идентификации других режимов течения (линейного, билинейного, сферического). С этой целью для цикла пуска скважины используют координаты $\{\Delta P, (\Delta t)^n\}$, где для линейного режима $n=0.5$, для билинейного режима $n=0.25$, для сферического режима $n=-0.5$ [6, 7].

Если периоду измерения давления предшествовала многоциклическая работа скважины (т. е. с учетом предыстории работы скважины), в качестве шкалы времени используется так называемое «эквивалентное» (безразмерное) время $f_{\Sigma P}(\Delta t^n)$, рассчитываемое на основе соотношения (3.5.4.4), или время $f_{\Sigma \Delta P}(\Delta t^n)$ рассчитываемое на основе соотношения (3.5.4.5). Масштаб $\{P, f_{\Sigma P}(\Delta t^n)\}$ является аналогом обобщенного масштаба Хорнера, а масштаб $\{\Delta P, f_{\Sigma \Delta P}(\Delta t^n)\}$ – аналогом обобщенного полулогарифмического масштаба. Целью использования степенных шкал (как и в случае радиального притока) является лианеризация измеренной кривой давления в интервале соответствующего режима течения. Масштабы, являющиеся суперпозицией функций $(\Delta t)^{0.5}$ решают эту задачу для интервалов линейного течения, $(\Delta t)^{0.25}$ – для билинейного, $1/(\Delta t)^{0.5}$ – для сферического.

Особый статус в рассмотренном ряду масштабов принадлежит «LOG-LOG» масштабу. Он единственный из всех является универсальным и может быть использован для идентификации любого режима течения. Это связано с особыми свойствами логарифмической производной, на которых следует остановиться особо. Рассмотрим их на примере диагностики режимов течения для одиночного цикла пуска скважины, когда для расчета логарифмической производной используется соотношение (4.1.2.1).

Для радиального режима течения, когда давление рассчитывается по формуле (3.5.3.4)

$$\ln(\Delta p') = \ln \left\{ \frac{\partial \Delta P_c}{\partial \ln t_{\text{раб}}} \right\} = \ln \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} = \text{const} \cdot (4.1.3.1)$$

То есть логарифмическая производная характеризуется асимптотой с нулевым наклоном.

Для нерадиальных режимов течения, когда давление определяется соотношением (3.5.4.1):

$$\begin{aligned} \ln(\Delta p') &= \ln \left\{ \frac{\partial \Delta P_c}{\partial \ln \Delta t_{\text{раб}}} \right\} = \ln \left\{ \Psi \cdot \frac{\Delta t_{\text{раб}}^{n-1}}{n-1} \frac{\partial t_{\text{раб}}}{\partial \ln t_{\text{раб}}} \right\} = \\ &= \ln \left\{ \Psi \cdot \frac{\Delta t_{\text{раб}}^n}{n-1} \right\} = \ln \frac{\Psi}{n-1} + n \ln \Delta t_{\text{раб}} \cdot (4.1.3.2) \end{aligned}$$

То есть логарифмическая производная характеризуется асимптотой с наклоном 0.5 для линейного, 0.25 для билинейного и -0.5 для сферического режима.

Описанный принцип диагностики нерадиальных режимов течения пояснен схемой на рис. 4.1.3.1.

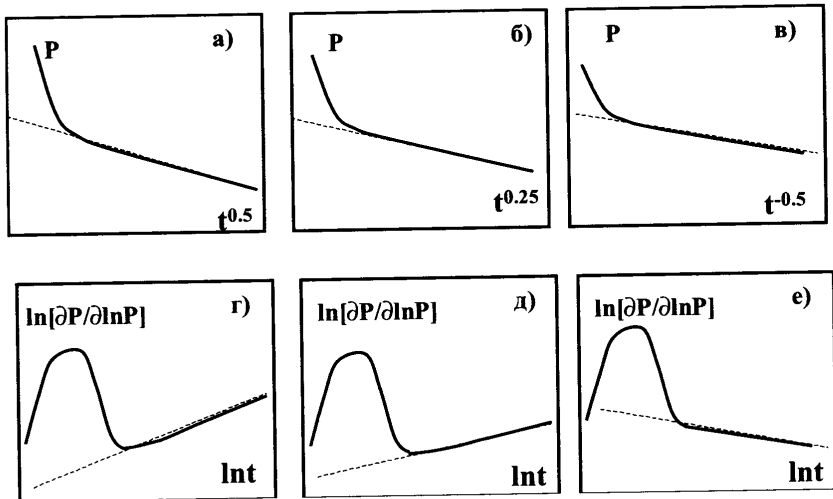


Рис. 4.1.3.1. Диагностика нерадиальных режимов течения с помощью логарифмической производной. Случай пуска скважины в работу с постоянным расходом (схема). а), б), в) – графики изменения давления, в нелинейном масштабе времени для: линейного (а), билинейного (б) и сферического (в) режимов течения; г), д), е) соответствующие названным режимам графики логарифмической производной.

Более подробно особенности поведения кривых давления при нерадиальных режимах течения будут рассмотрены в последующих разделах в связи с конкретными моделями ГДИС.

4.2. Классификация моделей ГДИС

В основе интерпретации результатов ГДИС, равно как и любого геофизического исследования, лежит модель изучаемого объекта. Выбор оптимальной модели всегда являлся непростой задачей. При решении должны быть учтены два противоборствующих друг другу фактора. С одной стороны, модель должна с достаточной детальностью описывать наиболее существенные черты изучаемого объекта. С другой стороны, для обеспечения наглядной и однозначной интерпретации модель не должна быть слишком сложной, а число ее параметров не очень большим.

Гидродинамические исследования скважин оперируют со значительным числом моделей. Большинство из них являются комплексными и включают элементы из следующих трех классов: «скважина», «пласт», «границы».

Модели скважины описывают особенности сообщения между собой скважины и пласта (разд. 1, табл. 4.2.0.1).

Модели пласта учитывают геологические особенности строения слагающих пласт горных пород (разд. 2, табл. 4.2.0.1).

Модели границ описывают форму и геометрические размеры вскрываемых скважиной пластов (разд. 3, табл. 4.2.0.1).

Таблица 4.2.0.1

Основные модели ГДИС [1, 2, 8 и др.]

№ п/п	Тип модели	Краткое описание
1. Модели скважины		
1.1	Вертикальная скважина со скин-фактором	Совершенная система «скважина-пласт» (разд. 3.2.1), осложненная скин-фактором. Модель учитывает в качестве совокупного (интегрального) скин-фактора особенности повреждения скважины, которые трудно учесть обособленно
1.2	Скважина с трещиной гидроразрыва неограниченной проводимости	Вертикальная трещина с проницаемостью много большей проницаемости пласта
1.3	Скважина с трещиной гидроразрыва ограниченной проводимости	Вертикальная трещина с проницаемостью, сравнимой с проницаемостью пласта

№ п/п	Тип модели	Краткое описание
1.4	Скважина, частично вскрывающая пласт	Отличается от описанной в п.1.1 тем, что связь скважины с пластом осуществляется только в части интервала их пересечения
1.5	Горизонтальная скважина	Ствол в форме ориентированной по горизонтали цилиндрической полости с круговым сечением
2. Модели пласта		
2.1	Радиально-компо-зитный пласт	Среда из нескольких слоев, отличающихся фильтрационными свойствами и разделенных вертикальными коаксиальными цилиндрическими поверхностями
2.2	Линейно компо-зитный пласт	Среда из нескольких слоев, отличающихся фильтрационными свойствами и разделенных плоскопараллельными вертикальными поверхностями
2.3	Трещиноватый коллектор (модель с двойной пористостью)	Среда, включающая систему трещин в матрице с существенно меньшей проницаемостью
2.4	Слоистый коллектор (модель с двойной проницаемостью)	Среда, включающая два слоя с плоскопараллельными границами раздела, гидродинамически связанных между собой по простиранию (скважиной вскрыт только один пласт)
2.5	Слоистый коллектор (модель с двойной проницаемостью)	Среда, включающая два слоя с плоскопараллельными границами раздела, гидродинамически связанных между собой по простиранию (скважина вскрывает оба пласта)
2.6	Многопластовые системы (заколонные перетоки)	Среда, включающая два слоя с плоскопараллельными границами раздела, гидродинамически связанных между собой по негерметичному заколонному пространству (скважиной вскрыт только один пласт).
3. Модели границ		
3.1	Единичный непроницаемый разлом	Вертикальная плоская непроницаемая поверхность
3.2	Две пересекающиеся границы (угол)	Две вертикальные плоские непроницаемые поверхности, пересекающиеся под произвольным углом
3.3	Канал (русло)	Две вертикальные плоские параллельные непроницаемые поверхности
3.4	Ограниченный канал	Три взаимно-перпендикулярные плоские непроницаемые поверхности
3.5	Замкнутый пласт (вытянутая линза)	Четыре взаимно-перпендикулярные непроницаемые поверхности, длина поперечного сечения много больше ширины
3.6	Замкнутый пласт (компактная линза)	Четыре взаимно-перпендикулярные непроницаемые поверхности, длина и ширина поперечного сечения сравнимы
3.7	Границы постоянного давления	Модели по п. 3.1–3.6 при поддержании на границах постоянного давления
3.8	Полупроницаемые границы	Модели по п. 3.1–3.6 при фильтрации через поверхности границ заданного количества флюида

4.3. Модели скважины

Основными параметрами моделей данной группы являются форма и геометрические размеры ствола, способ и степень повреждения призабойной (скиновой) зоны. В принципе все модели рассматриваемой группы могут быть сведены к одной – модели совершенной скважины, осложненной скин-фактором. При описании большинства компонент скин-фактора (кольматация призабойной зоны, особенности вскрытия пласта и оборудование призабойной зоны и пр.) это абсолютно оправданно. Совокупное влияние перечисленных причин трудно разделить и экранируется послепритоком. Исключение составляют несколько моделей, где влияние скважины более существенно и его описание в виде элементарного скинового слоя хоть и допустимо, но является грубым. Они рассматриваются обособленно.

4.3.1. Вертикальная скважина в однородном изотропном пласте со скин-фактором

Описание модели

Данная модель считается базовой в теории процессов ГДИС и отражает наиболее общие закономерности нестационарной радиальной фильтрации в пористом пласте. На ее основе формируются другие более сложные и приближенные к реальным условиям скважины аналитические и численные задачи.

Свойства модели подробно рассматривались в предшествующих разделах. В разд. 3.5.2 дана наиболее полная математическая постановка задачи и обсуждаются ее аналитическое и приближенное численное решение в разд. 3.5.3 описывается асимптотика радиального режима для различных условий проведения исследований. Разд. 4.1.2 посвящен методам графического отображения влияния эффектов послепритока и радиального течения в пласте.

Как следует из названных разделов, основными факторами, определяющими изменение давления в скважине, являются фильтрационные параметры коллектора и характеристики поврежденной зоны (проницаемость пласта и скин-фактор). Рассмотрим особенности влияния названных параметров при различных способах представления результатов ГДИС. Приведенные ниже результаты получены в результате расчета в программном комплексе «Pan-System» для двухциклического исследования добывающей скважины по технологии «КВД-КСД» – рис. 4.1.2.1.

Особенности поведения давления в характеристических масштабах

На рис. 4.3.1.1 в декартовых координатах сопоставлены результаты расчета давления при различных значениях проницаемости пласта и скин-фактора. Следует обратить внимание на следующие особенности поведения давления в скважине. Максимальной чувствительностью давления к перечисленным параметрам

характеризуется цикл пуска скважины. Чем меньше проницаемость пласта и больше скин-фактор, тем сильнее падает давление в скважине в этом цикле. Характер восстановления давления после остановки скважины зависит только от проницаемости. Чем меньше проницаемость, тем сильнее восстанавливается давление в стволе. Скин-фактор на форму КВД в этом масштабе не влияет.

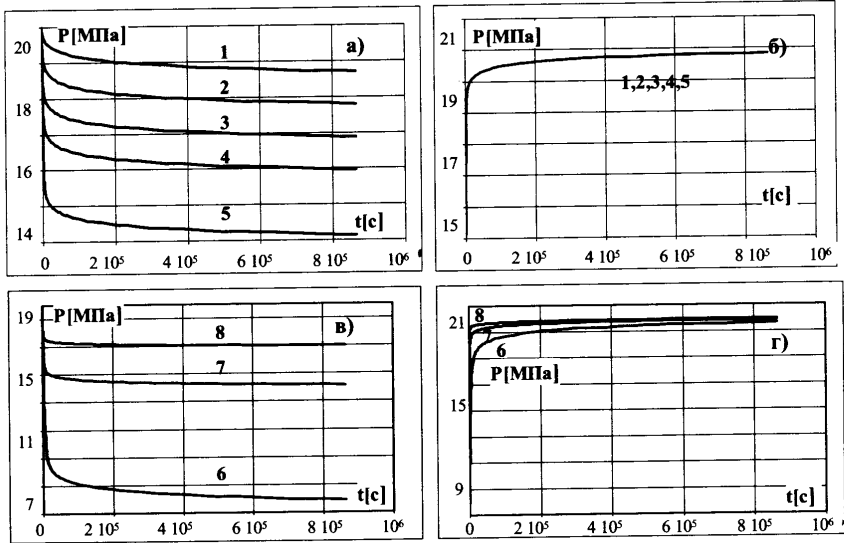


Рис. 4.3.1.1. Давление в циклах КСД (а, в) и КВД (б, г); 1, 2, 3, 4, 5 – при проницаемости пласта 50 мД и при скин-факторах: -6, -4, -2, 0, +4; 6, 7, 8 – при скин-факторе +4 и проницаемости пласта: 20, 50, 100 мД.

На рис.4.3.1.2 данные результаты представлены в виде зависимости разности текущего и начального давления $\Delta P = |P - P_{нач}|$ и времени $\Delta t = t - t_{нач}$ ($t_{нач}$ – время начала цикла). Кривые давления в циклах «КВД» и «КСД» при прочих равных условиях полностью идентичны. Чувствительности кривых к проницаемости и скин-фактору близки друг к другу.

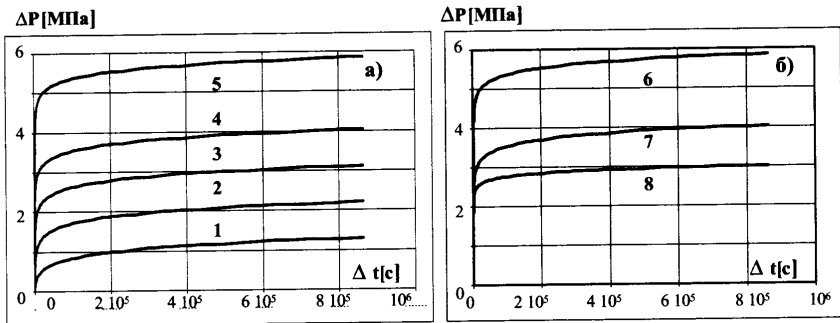


Рис. 4.3.1.2. Зависимость разности текущего давления и давления в начале цикла от времени, прошедшего с начала цикла при КСД (КВД). а) при проницаемости пласта 50 мД и скин-факторах: -6, -4, -2, 0, +4 (кривые 1, 2, 3, 4, 5); б) при скин-факторе +4 и проницаемости пласта: 20, 50, 100 мД (кривые 6, 7, 8).

На рис. 4.3.1.3 изображены результаты КСД в полулогарифмическом масштабе $\{\Delta P, \ln \Delta t\}$. В таких координатах кривая давления в интервале радиального режима течения имеет линейную асимптоту. Как следует из соотношения (3.5.3.5), угловой коэффициент линейной зависимости, описывающей асимптоту (Ψ), определяется проницаемостью пласта. Чем больше проницаемость, тем меньше угол наклона. Значение свободного члена (Φ) отражает совокупное влияние проницаемости и скин-фактора. Повышение скин-фактора при постоянной проницаемости приводит к параллельному сдвигу асимптоты в направлении увеличения ординаты. В начале цикла закон изменения давления существенно отличается от логарифмического, что в основном связано с эффектом «последпритока».

Точно так же выглядит КВД в обобщенном полулогарифмическом масштабе $\{P, f_{\Delta P}(\ln t)\}$. Аналогично ведет себя и асимптота в интервале радиального течения.

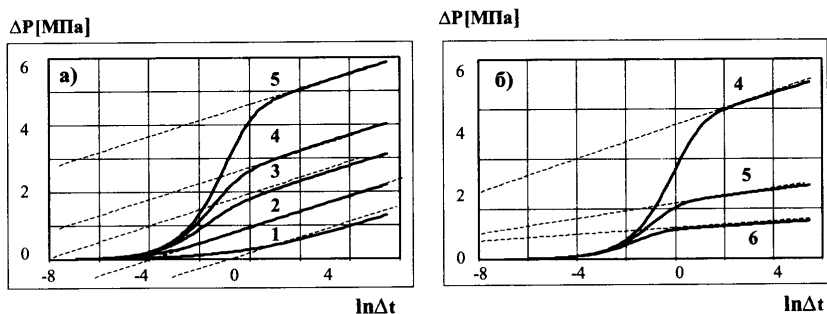


Рис. 4.3.1.3. Зависимость приращения текущего давления относительно первоначального от логарифма приращения времени для цикла КСД (пуск скважины). а) при проницаемости пласта 50 мД и скин-факторах: -6, -4, -2, 0, +4 (кривые 1, 2, 3, 4, 5); б) при скин-факторе +4 и проницаемостях пласта: 20, 50, 100 мД (кривые 6, 7, 8).

Те же кривые в масштабе Хорнера также имеют линейную асимптоту (рис. 4.3.1.4). Как следует из (3.5.3.8), свободный член, описывающей асимптоту аналитической зависимости (Φ_p), определяется пластовым давлением, а угловой коэффициент (Ψ_p) зависит от проницаемости пласта.

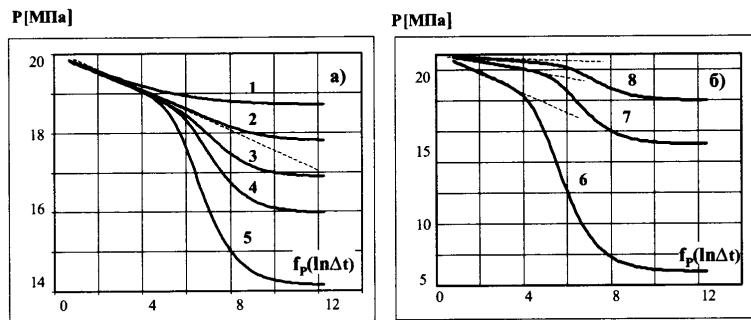


Рис. 4.3.1.4. Зависимость приращения текущего давления от времени в масштабе Хорнера (КВД). а) при проницаемости пласта 50 мД и скин-факторах: -6, -4, -2, 0, +4 (кривые 1, 2, 3, 4, 5); б) при скин-факторе 4 и проницаемостях пласта: 20, 50, 100 мД (кривые 6, 7, 8).

При отображении описываемых результатов в «LOG-LOG» масштабе (рис. 4.3.1.5) от проницаемости пласта зависит ордината касательной к логарифмической производной (нулевой наклон последней является основным диагностическим признаком радиального режима). Чем больше проницаемость, тем меньше ордината.

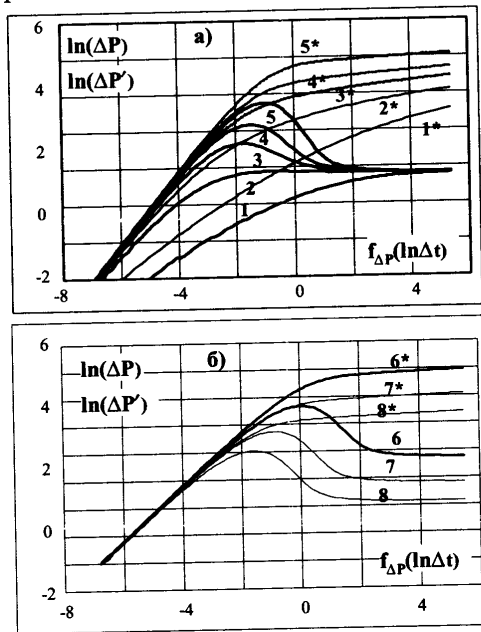


Рис. 4.3.1.5. Результаты КСД (КВД) в двойных логарифмических координатах. $\ln(\Delta P)$ – логарифм приращения давления относительно начального в цикле, $\ln(\Delta P')$ – логарифмическая производная, $f(\Delta t)$ – время в обобщенном логарифмическом масштабе. а) при проницаемости пласта 50 мД и скин-факторах: $-2, 0, +4$ (кривые давления 1, 2, 3, 4, 5, кривые производной давления 1*, 2*, 3*, 4*, 5*); б) при скин-факторе $+4$ и проницаемостях пласта: 20, 50, 100 мД (кривые давления 4, 5, 6, кривые производной давления 4*, 5*, 6*).

От величины скин-фактора зависит величина локального экстремума производной. Но это очень ненадежный признак, поскольку экстремум расположен в зоне влияния послепритока, характер которого не всегда предсказуем. Более надежный критерий для визуальной оценки скин-фактора – различие между соответствующими друг другу значениями $\ln\{p(t)\}$ и $\ln\{p'(t)\}$ при больших значениях t .

Данный масштаб является наиболее наглядным способом диагностики, как особенностей радиального режима, так и других, более сложных режимов течения. Именно этот способ графического отображения результатов ГДИС будет основным при дальнейшем изложении.

Идентичность поведения КВД и КСД

Итак, в однородном изотропном пласте, вскрытом несовершенной скважиной, КВД и КСД в обобщенном полулогарифмическом и «LOG-LOG» масш-

табах полностью идентичны. Это очень важное свойство названных способов представления результатов ГДИС. Оно является основой единой методики анализа переходных процессов в действующей и остановленной скважине. Но эта особенность поведения давления далеко не универсальна. Она характерна лишь для некоторых конкретных моделей скважины и пласта.

В других случаях (например, для моделей полуограниченных пластов) тоже можно добиться практически одинакового поведения приращения давления относительно первоначального в циклах КВД и КСД. Но для этого нужны строго определенные соотношения циклов нарушения и восстановления давления.

Иногда (например, при исследовании линзовых отложений) достичь идентичности поведения КВД и КСД в принципе нельзя. Эта особенность данной модели используется при ее диагностике.

При дальнейшем изложении будут рассмотрены особенности конкретных моделей скважины и пласта, проявляющие себя лишь в определенных циклах исследования.

4.3.2. Скважина с трещиной гидроразрыва

4.3.2.1. Особенности массопереноса в системе «трещина-пласт»

Трещину гидроразрыва можно с высокой степенью приближения описать как протяженную вертикальную щель в пределах всей толщины пласта [9–12 и др.]. Основными параметрами трещины являются ее полудлина L и ширина Δx (рис. 4.3.2.1).

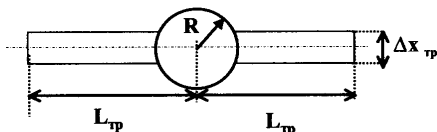


Рис. 4.3.2.1. Модель искусственной трещины в ограниченном пласте, R – радиус скважины, $L_{тр}$ – полудлина трещины, $\Delta x_{тр}$ – ширина трещины.

Для получения представления о размерах, пропорциях и других параметрах трещины приведем некоторые типичные значения ее проницаемости, ширины и длины: k до 300Д, $\Delta x_{тр} = 5-7$ мм, $L_{тр} = 20-200$ м. Работающий пласт, осложненный трещиной, характеризуется сложным режимом фильтрации, который приближенно можно описать последовательной сменой описанных выше элементарных режимов.

Рассмотрим особенности поля давления в цикле исследования. Подобный анализ наиболее нагляден для пуска скважины. Но, используя принцип суперпозиции, данные результаты легко обобщить на любой этап циклического исследования («КВД», «КСД-режим» и пр.).

В начале исследования наблюдается так называемый «линейный режим течения в трещине» или «ранний линейный режим». Возникновение данного режима связано с тем, что проницаемость заполнителя трещины существенно больше проницаемости пласта. При этом импульс давления движется только по трещине, а линии тока параллельны ее стенкам. Зона нарушения давления со временем смещается все дальше от скважины к концу трещины. Причем поле давления в пласте практически не искажается (рис.4.3.2.2). Длительность данного режима невелика и его воздействие, как правило, нивелируется послепритоком.

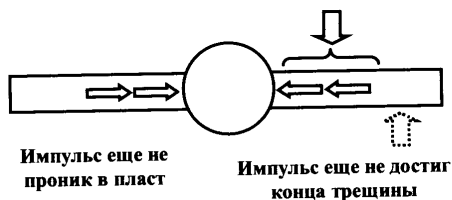


Рис. 4.3.2.2. Линейный режим течения в трещине.

Практически одновременно с тем, как импульс давления достигает конца трещины, на поле давления начинает существенно влиять движение флюида к трещине в пределах пласта. С этого момента времени фильтрацию в системе «трещина-пласт» можно рассматривать как комбинацию двух линейных потоков. Один поток наблюдается по трещине от ее периферии к скважине. Второй локализован в пласте и направлен от его контура питания к трещине. Данный тип фильтрации носит название билинейного (рис. 4.3.2.3).

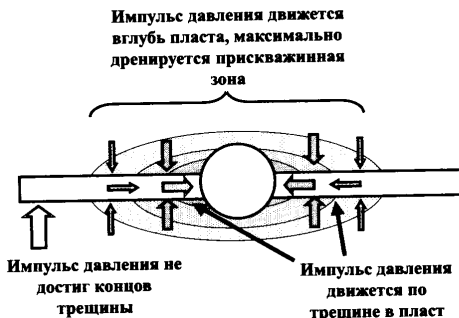


Рис. 4.3.2.3. Билинейный режим течения в трещине и пласте.

В некоторых условиях падением давления в трещине можно пренебречь, считая, что импульс давления распространяется по трещине мгновенно. Тогда основное влияние на поле давления оказывает лишь поток флюида в пласте. Такой режим течения называется линейным (рис. 4.3.2.4).

При дальнейшей работе скважины на давлении начинает сказываться ограниченность длины трещины. Линии постоянных давлений в горизонтальном сечении пласта приобретают эллиптическую форму (рис. 4.3.2.5).



Рис. 4.3.2.4. *Линейный режим течения в пласте.*

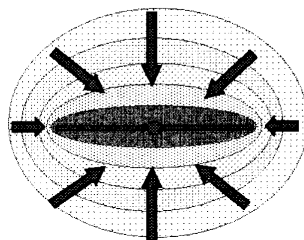


Рис. 4.3.2.5. *Эллиптический режим течения в пласте.*

С течением времени форма эллипса все больше приближается к окружности, наблюдается так называемый псевдорadiaльный поток (рис. 4.3.2.6).

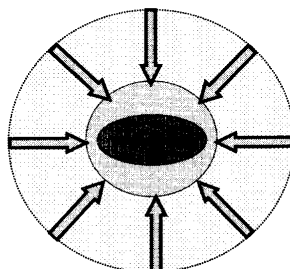


Рис. 4.3.2.6. *Псевдорadiaльный режим течения в пласте.*

4.3.2.2. Безразмерные характеристики массопереноса в трещине

При анализе поля давления в системе «трещина–пласт» наряду с уже введенными в разд. 3.5.2 безразмерным давлением P_D и коэффициентом послепритока C_D дополнительно используются следующие безразмерные параметры.

Безразмерное время для трещины, которое в отличие от аналога данного параметра для скважины определяется формулой:

$$t_{D_mp} = \frac{k \cdot t}{\beta \cdot \mu \cdot L_{mp}^2} \quad (4.3.2.1)$$

(в отличие от разд. 3.5.2 в данном случае в качестве характерной длины используется не радиус скважины, а полудлина трещины).

Безразмерная (относительная) проницаемость трещины

$$k_{D_mp} = \frac{k_{mp}}{k} . (4.3.2.2)$$

Безразмерная (относительная) ширина трещины

$$\Delta x_{D_mp} = \frac{\Delta x_{mp}}{L_{mp}} . (4.3.2.3)$$

Безразмерная проводимость трещины, нормируемая двумя способами

$$C_r = \frac{k_{mp} \cdot \Delta x_{mp}}{\pi \cdot k \cdot L_{mp}} . (4.3.2.4)$$

$$F_{CD} = \frac{k_{mp} \cdot \Delta x_{mp}}{k \cdot L_{mp}} = \pi \cdot C_r . (4.3.2.5)$$

4.3.2.3. Модель трещины неограниченной проводимости

Характерные режимы течения

При существенном отличии проводимости пласта и трещины ($C_r > 100$) перепад давления по простиранию трещины существенно меньше, чем в горных породах. Тогда проводимость трещины можно считать бесконечной. В этих условиях в скважине не наблюдаются линейный по трещине и билинейный потоки. Сразу после того, как уменьшается влияние послепритока, в пласте формируется линейный режим течения, который затем переходит в эллиптический и псевдорadiaльный.

Линейный режим

Рассмотрим закономерности формирования линейного течения в пласте при его дренировании вертикальной трещиной неограниченной проводимости (рис.4.3.2.4).

В основе модели лежит решение уравнения пьезопроводности (3.1.4.11) при следующих условиях.

1. Трещина – вертикальная цилиндрическая полость неограниченной проницаемости длины $2L_{mp}$, L_{mp} – длина крыла («полудлина») трещины.

2. Пласт – однородный изотропный слой пористой среды мощности h , пористости k_p , проницаемости k , сжимаемости β , ограниченный двумя плоскопараллельными горизонтальными границами.

3. В пласте фильтруется однофазный однокомпонентный флюид, характеризующийся динамической вязкостью μ .

4. Давление в пласте в начальный момент времени $t_{раб}=t_{нач}$ постоянно $P(t=t_{нач})=P_{нл}$.

5. С момента времени $t=t_{нач}$ трещина равномерно дренирует пласт с постоянным объемным расходом $Q=const$. Расход в условиях поверхности $Q_{ам}=Q/B_o$. Расход, приходящийся на единицу длины трещины в условиях пласта $q=Q/2L_{мп}$, в условиях поверхности $q_{см}=Q/2L_{мп}B_o$.

6. Линии тока направлены перпендикулярно поверхности трещины по всей ее длине (т. е. влиянием нелинейности потока на концах трещины пренебрегаем).

В этом случае давление в пласте P_c через время $\Delta t_{раб}=t-t_{нач}$ с момента начала дренирования пласта на расстоянии x от трещины определяется соотношением:

$$P_c = P_{нл} - \frac{2 \cdot Q \cdot \mu \sqrt{\chi \Delta t_{раб}}}{k \cdot h_{раб}} ierfc \sqrt{\frac{x^2}{4 \chi \Delta t_{раб}}}, \quad (4.3.2.6)$$

где $ierfc(\zeta)$ – кратная интегральная дополнительная функция ошибок,

$$ierfc(\zeta) = \int_{\zeta}^{\infty} erfc(u) du = \frac{1}{\sqrt{\pi}} e^{-\zeta^2} - \zeta^2 erfc(\zeta),$$

$erfc(\zeta)$ – дополнительная функция ошибок,

$$erfc(\zeta) = 1 - erf(\zeta) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\zeta}^{\infty} e^{-u^2} du,$$

$erf(\zeta)$ – функция ошибок.

При больших значениях времени и малых расстояниях от трещины ($\Delta t_{раб} \rightarrow \infty, x \rightarrow 0$) предельное значение кратной дополнительной функции:

$$ierfc \sqrt{\frac{x^2}{4 \chi \Delta t_{раб}}} \rightarrow \frac{1}{\sqrt{\pi}} \quad \text{и соотношение (4.3.2.6) принимает вид:}$$

$$P_c = P_{нл} - \frac{2 \cdot Q \cdot \mu}{k \cdot h_{раб}} \sqrt{\frac{\chi \Delta t_{раб}}{\pi}} = P_{нл} - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \frac{Q_{см}}{h_{раб} L_{мп} B_o} \sqrt{\frac{\mu}{k \cdot \beta}} \sqrt{\Delta t_{раб}}, \quad (4.3.2.7)$$

соотношение (4.3.2.7) является частным случаем более общей формулы (3.5.4.1)

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot \Delta t_{раб}^n, \quad (4.3.2.8)$$

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot (\Delta t_{\text{раб}})^{0.5};$$

$$\Phi = P_{\text{пл}}; \Psi = -\frac{1}{\sqrt{\pi}} \frac{Q_{\text{ам}}}{h_{\text{раб}} L_{\text{тр}} B_o} \sqrt{\frac{\mu}{k \cdot \beta}}. \quad (4.3.2.9)$$

То есть зависимость изменения забойного давления от квадратного корня времени аппроксимируется линейной функцией, коэффициенты которой определяются гидродинамическими параметрами среды.

Из (4.3.2.9) следует следующее соотношение для расчета приращения давления:

$$\ln \Delta P = \ln(P_c - P_{\text{пл}}) = \ln \Psi + 0.5 \cdot \ln(\Delta t_{\text{раб}}). \quad (4.3.2.10)$$

И следующая формула для расчета логарифмической производной приращения давления:

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial \ln(\Delta t_{\text{раб}})} = \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta t_{\text{раб}}} \frac{\partial \Delta t_{\text{раб}}}{\partial \ln(\Delta t_{\text{раб}})} = \frac{\Psi}{2 \sqrt{\Delta t_{\text{раб}}}} \Delta t_{\text{раб}} = \frac{\Psi}{2} \Delta t_{\text{раб}}^{0.5},$$

$$\ln P' = \ln(0.5 \Psi) + 0.5 \cdot \ln(\Delta t_{\text{раб}}). \quad (4.3.2.11)$$

Из соотношений (4.3.2.10) и (4.3.2.11) следует, что кривая приращения давления и логарифмической производной в «LOG-LOG» масштабе характеризуются параллельными друг другу линейными асимптотами с угловым коэффициентом 0.5, смещенных друг относительно друга по оси ординат.

Полученные результаты на основе принципов, изложенных в разд. 3.5.4, легко обобщить на случай работы скважины перед исследованиями в циклическом режиме.

Псевдорadiaльный режим

Наступление псевдорadiaльного режима означает, что размеры зоны нарушения, связанной с работой скважины, становятся настолько большими, что форма трещины перестает влиять на давление в скважине.

Для оценки параметров пласта при псевдорadiaльном режиме течения могут использоваться расчетные соотношения разд. 3.5.3.

Время формирования в пласте псевдорadiaльного потока характеризуется критерием

$$t_{D_mp} \geq 3. \quad (4.3.2.12)$$

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и его логарифмической производной в «LOG-LOG» координатах приведены на рис. 4.3.2.7. В начале цикла исследований преобла-

дает эффект послепритока (интервал Q на рисунке). В этом интервале кривая приращения давления ΔP и ее логарифмическая производная $\Delta P'$ имеют единую асимптоту с угловым коэффициентом, равным 1.

В следующем за послепритоком по времени интервале линейного течения асимптоты к кривым ΔP и $\Delta P'$ имеют одинаковый наклон (0.5) и сдвинуты друг относительно друга относительно вертикальной оси (давления).

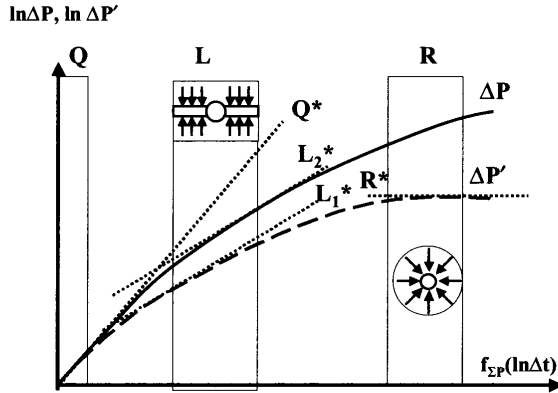


Рис. 4.3.2.7. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика трещины неограниченной проводимости). В интервалах послепритока – «Q», линейного – «L» и псевдорадимального – «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (Q^* , L_2^* и R^*) с угловыми коэффициентами соответственно: 1, 0.5 и 0. В интервале линейного течения значения ΔP аппроксимируются линейной зависимостью L_2^* с угловым коэффициентом 0.5. То есть асимптоты L_1^* и L_2^* параллельны друг другу.

Как следует из соотношения (4.3.2.7), угловой коэффициент касательной в обобщенных степенных координатах времени (как $F_{\Sigma P}(\Delta t^{0.5})$, так и $F_{\Sigma \Delta P}(\Delta t^{0.5})$) (рис. 4.3.2.8) характеризует совокупное влияние проницаемости пласта и длины трещины.

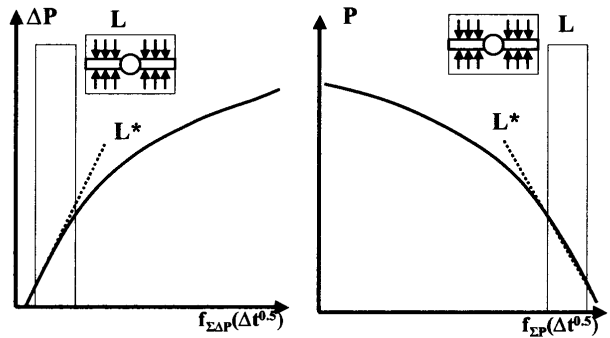


Рис. 4.3.2.8. Поведение давления (ΔP) в обобщенных степенных координатах – диагностика трещины неограниченной проводимости. В интервале линейного («L») течения значения ΔP аппроксимируются линейной зависимостью (L^*).

На заключительной стадии исследования проявляется псевдорадимальный режим течения, характеризуемый в «LOG-LOG» масштабе асимптотой, параллельной оси ординат.

В этом промежутке времени (согласно расчетным соотношениям раздела 3.5.3) угловой коэффициент асимптоты к кривой давления как в обобщенном полулогарифмическом масштабе так и масштабе, Хорнера (рис. 3.4.2.9) характеризует влияние пласта. Свободный член уравнения асимптоты в координатах Хорнера равен пластовому давлению, а в обобщенном полулогарифмическом масштабе зависит от совокупного влияния проницаемости и скин-фактора.

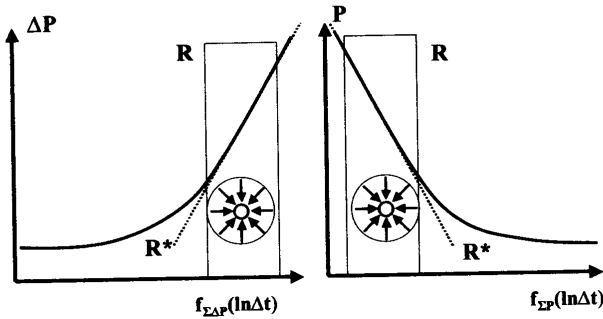


Рис. 4.3.2.9. Поведение давления (ΔP) в обобщенных полулогарифмических координатах $f_{\Sigma\Delta P}(\ln\Delta t)$ и координатах Хорнера $f_{\Sigma P}(\ln\Delta t)$ – диагностика трещины неограниченной проводимости. В интервале псевдорadiaльного (R) течения значения ΔP аппроксимируются линейной зависимостью (R').

Рис. 3.4.2.10 характеризует влияние на логарифмическую производную длины трещины и проницаемости пласта. Видно, что с ростом длины трещины увеличивается продолжительность линейного режима течения. Кроме этого, производная смещается вниз по оси ординат, отражая уменьшение интегрального скин-фактора. Кривые $\Delta P'$, имеющие одинаковую проницаемость, характеризуются единой асимптотой параллельной оси абсцисс в интервале псевдорadiaльного режима. С увеличением проницаемости ордината асимптоты уменьшается.

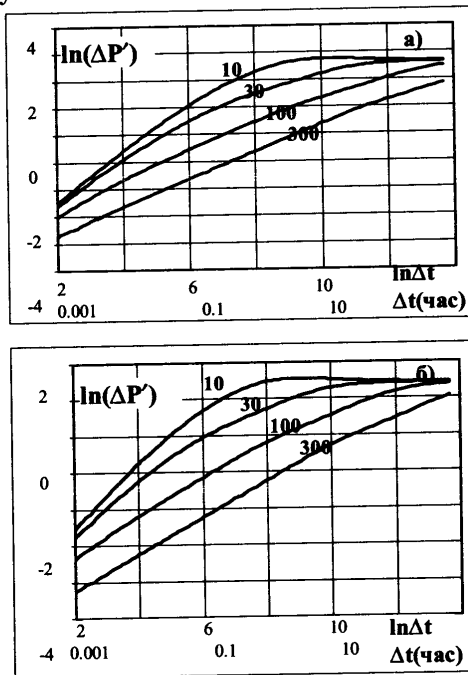


Рис. 4.3.2.10. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель трещины неограниченной проводимости. а) при проницаемости пласта 3 мД, длине трещины 10, 30, 100, 300 м (шифр кривых), б) при проницаемости пласта 10 мД, длине трещины 10, 30, 100, 300 м (шифр кривых).

4.3.2.4. Модель трещины ограниченной проводимости

Характерные режимы течения

Если проводимости трещины и пласта сравнимы, при интерпретации результатов ГДИС необходимо учитывать потери давления в трещине. В этих условиях в скважине возможно возникновение всех перечисленных в разд. 4.3.2.1 режимов течения флюида. Сразу после уменьшения влияния послепритока наблюдается линейный режим течения в трещине (ранний линейный режим). Затем начинает сказываться влияние окружающего трещину коллектора и в системе «скважина–пласт» развивается билинейный режим течения. При благоприятных условиях с течением времени этот режим может перейти в линейный. При достаточно длительном исследовании в пласте формируется псевдорadiaльный режим.

Ранний линейный режим

Расчетное соотношение для определения давления в интервале линейного режима течения флюида в трещине может быть получено на основе предпосылок, аналогичных рассмотренным в разд. 4.3.2.3, но с дополнительным условием, что трещина имеет конечную ширину Δx_{mp} и проницаемость k_{mp} .

Расчетное соотношение для оценки давления в трещине имеет вид

$$P_c = P_{nl} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{Q_{am}}{h_{раб} \Delta x_{mp} B_o} \sqrt{\frac{\mu}{k_{mp} \cdot \beta}} \sqrt{\Delta t_{раб}} \quad (4.3.2.13)$$

Легко видеть, что оно аналогично соотношению (4.3.2.7), где роль длины трещины $2L_{mp}$ играет ее ширина Δx_{mp} , а роль проницаемости пласта k – проницаемость заполнителя трещины k_{mp} .

Соответственно все описанные выше особенности поведения давления в скважине для линейного течения в пласте справедливы и в данном случае. Существует принципиальная возможность использования уравнения (4.3.2.13) для оценки параметров трещины (проницаемости или ширины). Однако ранний линейный режим проявляется при малых временах и чаще всего экранируется послепритоком.

Билинейный режим

При билинейном течении одновременно возникают два линейных потока (рис. 4.3.2.3). Первый поток локализован в пределах трещины. Флюид движется по трещине от ее периферии в направлении скважины. Второй поток наблюдается в пласте.

Асимптотическая формула, описывающая дренирование пласта с постоянным объемным расходом при больших значениях времени, имеет вид:

$$P_c = P_{nl} - \frac{1}{2 \cdot \Gamma(1.25)} \frac{Q_{am} / B_o}{\varepsilon \sqrt{k_{mp} \cdot \Delta x_{mp} / k \cdot L_{mp}}} \sqrt[4]{\frac{\chi}{L_{mp}^2}} \sqrt[4]{\Delta t_{раб}}$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} u^{x-1} e^{-u} du, \quad (4.3.2.14)$$

где P_{nl} – пластовое давление, k, k_{mp} – проницаемость пласта и заполнителя трещины, Δx_{mp} – ширина трещины, L_{mp} – длина трещины, μ – динамическая вязкость флюида, B_o – объемный коэффициент, эффективная $h_{раб}$ – работающая мощность пласта, χ – пьезопроводность пласта, ε – гидропроводность пласта, t – время работы скважины, Q_{am} – расход в условиях атмосферы, $\Gamma(x)$ – гамма-функция аргумента x .

В безразмерных параметрах

$$\Delta P_D = \frac{p}{\Gamma(1.25)} \frac{Q_{am} / B_o}{\sqrt{F_{CD}}} \sqrt[4]{\Delta t_{D_m}}. \quad (4.3.2.15)$$

Соотношение (4.3.2.14) является частным случаем более общей формулы (3.5.4.1)

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot \Delta t_{раб}^n. \quad (4.3.2.16)$$

$$P_c = \Phi + \Psi \cdot \left(\Delta t_{раб} \right)^{0.25};$$

$$\Phi = P_{nl}, \Psi = \frac{1}{2 \cdot \Gamma(1.25)} \frac{Q_{am} / B_o}{\varepsilon \sqrt{k_{mp} \cdot \Delta x_{mp} / k \cdot L_{mp}}} \sqrt[4]{\frac{\chi}{L_{mp}^2}}. \quad (4.3.2.17)$$

То есть зависимость изменения забойного давления от корня времени четвертой степени аппроксимируется линейной функцией, коэффициенты которой определяются гидродинамическими параметрами среды.

Из (4.3.2.14) следует следующее соотношение для расчета приращения давления

$$\ln \Delta P = \ln(P_c - P_{nl}) = \ln \Psi + 0.25 \cdot \ln \left(\Delta t_{раб} \right). \quad (4.3.2.18)$$

И следующая формула для расчета логарифмической производной приращения давления:

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial \ln \left(\Delta t_{раб} \right)} = \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta t_{раб}} \frac{\partial \Delta t_{раб}}{\partial \ln \left(\Delta t_{раб} \right)} = \frac{\Psi}{4 \sqrt[4]{\Delta t_{раб}^3}} \Delta t_{раб} = \frac{\Psi}{4} \Delta t_{раб}^{0.25},$$

$$\ln P' = \ln(0.25\Psi) + 0.25 \cdot \ln(\Delta t_{\text{раб}}) \quad (4.3.2.19)$$

Из соотношений (4.3.2.18) и (4.3.2.19) следует, что кривая приращения давления и логарифмической производной в «LOG-LOG» масштабе характеризуются параллельными друг другу линейными асимптотами с угловым коэффициентом 0.25, смещенных друг относительно друга по оси ординат.

Полученные результаты на основе принципов, изложенных в разд. 3.5.4, легко обобщаются на случай работы скважины перед исследованиями в циклическом режиме.

Линейный и псевдорadiaльный режимы течения описываются аналогично п. 4.3.2.3.

Основным параметром, определяющим времена начала $t_{\text{нач}}$ и окончания $t_{\text{кон}}$ названных режимов, является относительная проводимость трещины F_{CD} .

Для расчета времени окончания билинейного режима используются формулы:

$$t_{\text{нач}} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{0.1}{F_{CD}} \text{ при } F_{CD} \geq 3 \\ 0.0205[F_{CD} - 1.5]^{-1.53} \text{ при } 1.6 \leq F_{CD} < 3 \\ \left[\frac{4.55}{\sqrt{F_{CD}}} - 2.5 \right]^{-4} \text{ при } F_{CD} < 1.6 \end{array} \right\} \quad (4.3.2.20)$$

Для расчета времен начала и окончания билинейного режима используют формулы:

$$t_{\text{нач}} = \frac{100}{[3.14 \cdot F_{CD}]^2}$$

$$t_{\text{кон}} = 0.016 \quad (4.3.2.21)$$

Совместное использование условий (4.3.2.21) имеет смысл только, когда $t_{\text{нач}} \leq t_{\text{кон}}$, т. е. при $F_{CD} > 8$. Данное условие является критерием возникновения в трещине ограниченной проводимости линейного режима течения.

Для расчета времени начала псевдорadiaльного режима используется соотношение:

$$t_{\text{нач}} = 5e^{-0.5(F_{CD})^{-0.6}} \quad (4.3.2.22)$$

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и его логарифмической производной в «LOG-LOG» координатах приведено на рис. 4.3.2.11. В начале цикла исследований преобладает эффект послепритока (интервал Q на рисунке). В этом интервале кри-

вая приращения давления ΔP и ее логарифмическая производная $\Delta P'$ имеют единую асимптоту с угловым коэффициентом, равным 1.

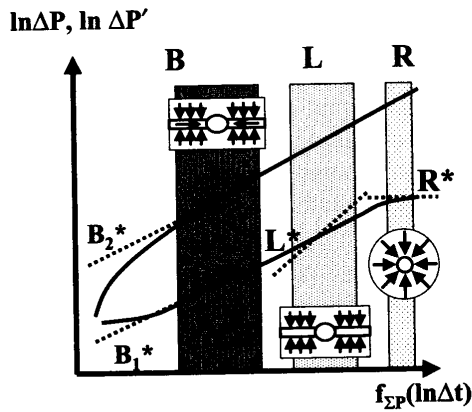


Рис. 4.3.2.11. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в обобщенных логарифмических координатах (диагностика трещины ограниченной проводимости). В интервалах послепритока «Q», билинейного «B» и псевдорадialного «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (Q' , B' и R') с угловыми коэффициентами соответственно 1, 0.25 и 0. Режим в интервале «L» приближенно диагностируется как линейный (аппроксимируется линейной зависимостью с угловым коэффициентом 0.5).

В следующем за послеприотком по времени интервале билинейного течения асимптоты к кривым ΔP и $\Delta P'$ имеют одинаковый наклон (0.25) и сдвинуты друг относительно друга касательно вертикальной оси (давления).

Как следует из соотношения (4.3.2.17), угловой коэффициент касательной в обобщенных степенных координатах $F_{\Sigma\Delta P}(\Delta t^{0.25})$ – рис. 4.3.2.12а и $F_{\Sigma P}(\Delta t^{0.25})$ – рис. 4.3.2.12б характеризует совокупное влияние проницаемости пласта, длины и относительной проводимости трещины.

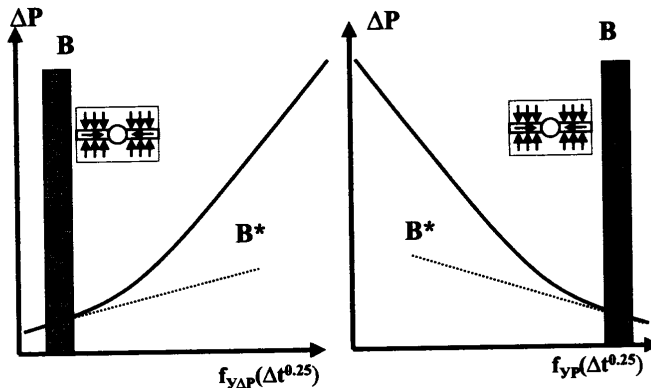


Рис. 4.3.2.12. Поведение давления (ΔP) в обобщенных степенных координатах: ($F_{\Sigma\Delta P}(\Delta t^{0.25})$ и ($F_{\Sigma P}(\Delta t^{0.25})$) – диагностика трещины ограниченной проводимости. В интервале билинейного «B» течения значения ΔP аппроксимируются линейной зависимостью (B').

Далее, может возникнуть режим, близкий к линейному. Как следует из критерия (4.3.2.21), для того чтобы сформировался классический линейный режим, необходима очень высокая проводимость трещины ($F_{CD} > 8$). Такое высокое значение параметра F_{CD} фактически уже соответствует трещине неограниченной проводимости. В рассматриваемом случае речь идет лишь о некотором переходном режиме между билинейным и линейным. В его пределах наклон асимптоты находится в диапазоне между значениями 0.25 и 0.5.

На заключительной стадии исследования проявляется псевдорadiaльный режим течения, характеризуемый в «LOG-LOG» масштабе асимптотой, параллельной оси ординат.

Согласно расчетным соотношениям разд. 3.5.3, угловой коэффициент асимптоты к кривой давления в обобщенном полулогарифмическом масштабе и масштабе Хорнера характеризует влияние пласта. Свободный член уравнения асимптоты в координатах Хорнера равен пластовому давлению, а в обобщенных полулогарифмических координатах зависит от совокупного влияния проницаемости и скин-фактора

Рис. 4.3.2.13 характеризует особенности влияния на логарифмическую производную проницаемости пласта и относительной проводимости трещины. Видно, что с ростом длины трещины увеличивается продолжительность билинейного режима течения, а при больших временах начинает формироваться режим, близкий к линейному. Чем больше относительная проводимость пласта (параметр F_{CD}), тем четче проявляется линейный режим течения. Кривая с индексом $F_{CD} = \infty$ соответствует модели трещины неограниченной проводимости.

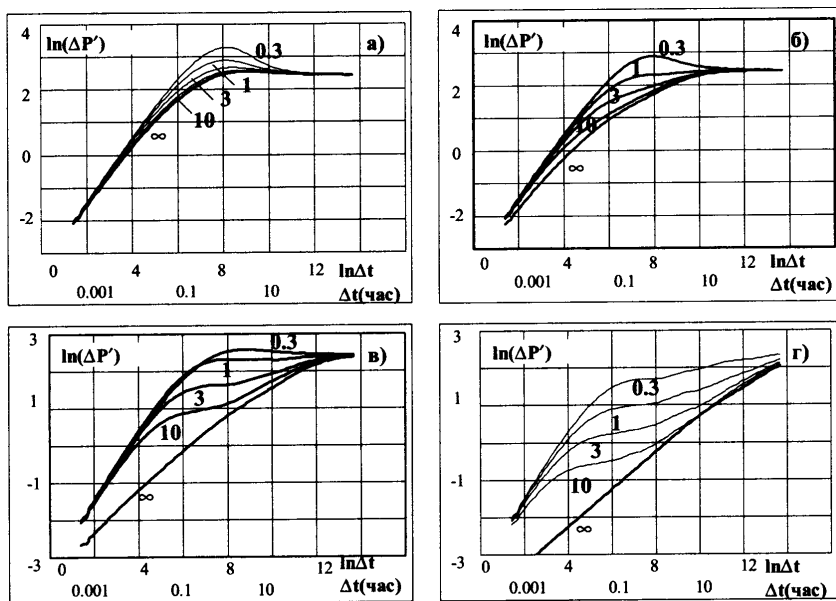


Рис. 4.3.2.13. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель трещины ограниченной проводимости а) при полудлине трещины 10 м, б) – 30 м, в) – 100 м, г) – 300 м, шифр кривых – относительная проводимость пласта (параметр F_{CD}).

4.3.2.5. Влияние трещины на интегральный скин-фактор

Итак, характер влияния трещины на давление в скважине меняется во времени. Сначала (при линейном и билинейном режимах течения) давление контролируется формой трещины. Затем (при радиальном режиме течения) трещина проявляет себя как одна из составляющих интегрального радиально-го скин-фактора. Причем ее воздействие, как правило, преобладает.

На рис. 4.3.2.14 приведены результаты численных расчетов давления при пуске скважины, позволяющих сравнить влияние трещины и зоны кольматации. Расчеты показывают, что трещина, длина которой в пять раз больше диаметра зоны кольматации, практически полностью нивелирует влияние ухудшения проводимости пласта вблизи забоя скважины.

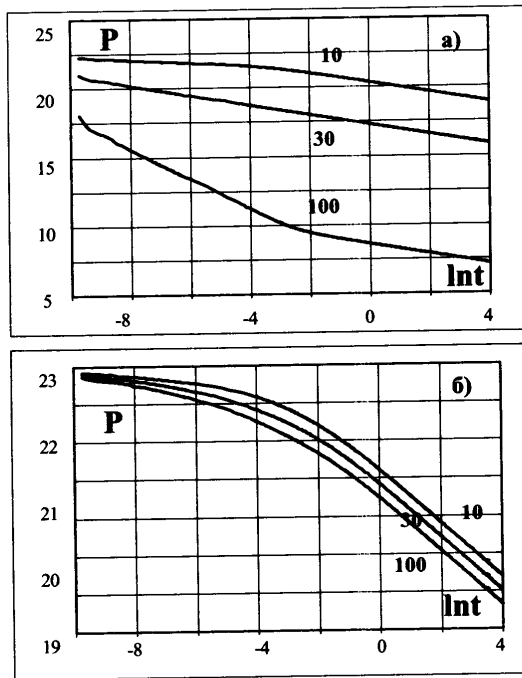


Рис. 4.3.2.14. Изменение давления при пуске скважины, дренирующей пласт с зоной кольматации при отсутствии (а) и наличии (б) трещины гидроразрыва. Проницаемость пласта 30 мД. Шифр кривых – проницаемость зоны кольматации. Радиус зоны кольматации 4 м, полудлина трещины 20 м, ширина 5 мм, проницаемость 10Д, вязкость пластового флюида 2 сПз.

Учитывая доминирующее влияние трещины на величину интегрального радиального скин-фактора, его величину S можно однозначно связать с длиной трещины $L_{тр}$

$$S = G(F_{CD}) - \ln \frac{L_{тр}}{r_c} \quad (4.3.2.23)$$

Одна из наиболее известных приближенных зависимостей для оценки значений функции $G(F_{CD})$, принадлежащих авторам Cinco-Lay и Samaniego [13], изображена на рис. 4.3.2.15. Если значения параметра F_{CD} превышают 1–3, то значения функции $G(F_{CD})$ перестают меняться и соотношение (4.3.2.23) становится эквивалентным формуле для расчета радиального скин-фактора трещины неограниченной проводимости

$$s = 0.405 - \ln \frac{L_{mp}}{r_c} \quad (4.3.2.24)$$

В этом случае приведенный радиус скважины и длина трещины связаны соотношением:

$$r_{c_np} = r_c e^{-s} = \frac{L_{mp}}{\sqrt{2.25}} \quad (4.3.2.25)$$

Данный скин-фактор характеризует трещину как единый объект. В первую очередь он описывает улучшенные условия притока в скважину за счет связи канала высокой проводимости скважины с дальними зонами пласта. Вследствие преобладающего влияния этой причины трещина, как правило, характеризуется отрицательным скин-фактором. В реальности влияние трещины на приток может быть более сложным. Во-первых, проводимость трещины может уменьшиться вследствие кольматации заполнителя. Во-вторых, ухудшенной проницаемостью может обладать пласт в зоне, непосредственно примыкающей к поверхности трещины. За счет влияния этих причин скин-фактор возрастает.

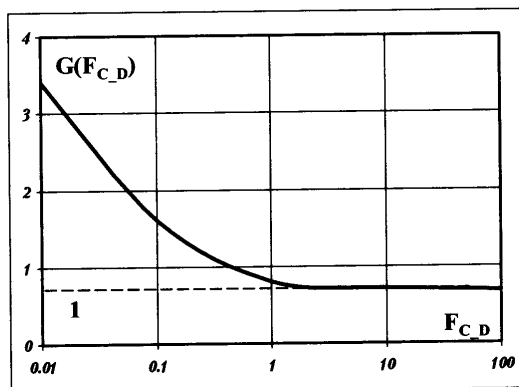


Рис. 4.3.2.15. Корреляция для оценки скин-фактора трещины ограниченной проводимости, 1 – асимптота, соответствующая трещине неограниченной проводимости.

Один из наиболее простых способов учета этой аномалии состоит в определении по результатам ГДИС длины трещины, оценки на ее основе по (4.3.2.24) скин-фактора трещины в предположении ее неограниченной прово-

димости. Отличие рассчитанного таким образом скин-фактора от реального, оцененного по ГДИС, характеризует загрязнение трещины.

Более детальная оценка загрязнения требует анализа линейных режимов течения. Неоднородности заполнителя трещины проявляют себя главным образом на этапе раннего линейного режима течения. Их изучению препятствует экранирующее влияние послепритока.

Кольматация пласта – основной фактор, влияющий на особенности линейного и билинейного режима. Его количественной характеристикой является *линейный скин-фактор поверхности трещины* который может быть введен по аналогии с радиальным интегральным скин-фактором (разд. 3.6.5).

4.3.2.6. Динамические трещины в нагнетательных скважинах

Для нагнетательных скважин, вскрывающих малопроницаемые пласты, характерно формирование нестабильных трещин гидроразрыва. Такие трещины возникают при давлении нагнетания, превышающем давление разрыва пласта. Трещины не закреплены пропантом и при уменьшении репрессии на пласт смыкаются. Вследствие этого поведение давления в действующей и остановленной скважине отличаются друг от друга. Для оценки этого эффекта авторами было выполнено моделирование поля давления в среде «Eclipse». Результаты, приведенные на рис. 4.3.2.16, показывают, что различие наиболее существенно в начале цикла. Логарифмические производные в динамике и статике имеют единую асимптоту, соответствующую фильтрационным свойствам пласта. При этом, несмотря на то что после остановки скважины трещины уже не существует, производная имеет наклон, характерный для линейного режима течения. В цикле остановки скважины диагностируется практически такое же значение интегрального скин-фактора, что и в цикле предшествующей работы.

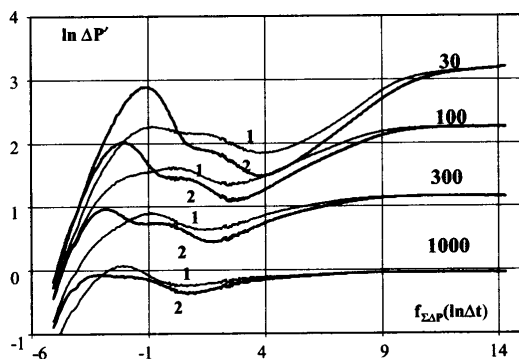


Рис. 4.3.2.16. Влияние нестабильной трещины гидроразрыва в нагнетательной скважине в отсутствие перетока в процессе (1) и после остановки (2) закачки на поведение логарифмической производной. Проницаемость заполнителя трещины 1Д. Длина канала перетока 1м, мощности пластов 5 м. Шифр кривых – проницаемость перфорированного пласта. Проницаемость неперфорированного пласта 100 мД.

4.3.3. Модель частичного вскрытия

Характерные режимы течения

Основная особенность модели частичного вскрытия [9, 14–17 и др.] состоит в том, что работающая мощность пласта превышает интервал поступления флюида в ствол. В этом случае связь скважины с пластом затруднена, что приводит к образованию на стенке скважины дополнительного фильтрационного сопротивления. Этот эффект может быть в первом приближении количественно описан как положительная составляющая интегрального скин-фактора разд. 3.4.3.2. Но возможно и более детальное описание наблюдаемых эффектов с учетом особенностей фильтрации в прискважинной зоне пласта. Оно используется, если мощность пласта существенно превышает мощность его вскрытой части. В этом случае, если вскрытый интервал достаточно удален от границ пласта, можно считать, что флюид в прискважинной зоне движется по радиусам шара, а поверхности постоянного давления в пласте имеют сферическую форму [16]. Такой режим течения называется сферическим (рис.4.3.3.1.а). Если вскрытый интервал находится близко к границам пласта, поверхности постоянного давления имеют форму полусферы. Этот режим называют полусферическим (рис.4.3.3.1.б). Данные режимы характерны только для малой продолжительности течения флюида. После того как зона нарушения давления достигает границ пласта, в его дальней зоне формируется псевдорadiaльный режим течения. Линии тока в этом случае становятся параллельными границам пласта и направлены по радиусам к стенке скважины (рис. 4.3.3.1.в).

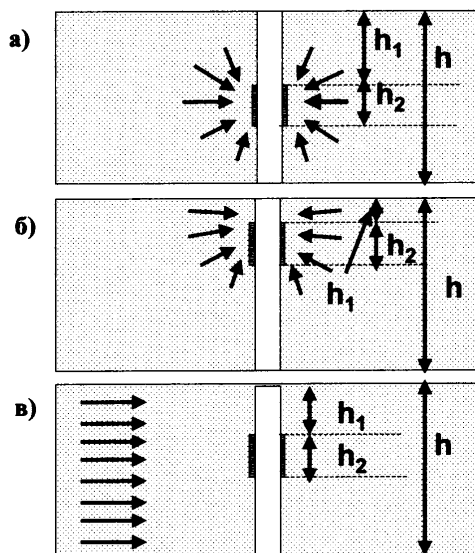


Рис. 4.3.3.1. Частично вскрытый пласт, h – суммарная толщина пласта, h_1 – расстояние между кровлями пласта и перфорации, h_2 – толщина перфорации; а) сферический поток (перфорирована середина пласта); б) полусферический поток (перфорирована кровля пласта); в) псевдорadiaльный поток. Модель сферического (полусферического) режима.

Расчетное соотношение для определения давления в интервале сферического режима течения может быть получено решением уравнения пьезопроводности на основе предпосылок, аналогичным рассмотренных в разд. 3.5.2, но с условием, что дренирующая поверхность имеет форму не цилиндра, а сферы.

При этом давление дополнительно контролируется следующими параметрами (рис. 4.3.3.1): вскрытая зона пласта (h_2), общая работающая мощность (h); расположение вскрытой части относительно границ пласта, характеризующее расстоянием между кровлей пласта и перфорацией (h_1).

В рассматриваемой модели линии тока в пласте уже непараллельны поверхностям пласта и при расчете давления необходимо учитывать не только радиальную (k), но и вертикальную проницаемость (k_z).

Безразмерные характеристики массопереноса для сферического (полусферического) режима

При анализе поля давления в системе «трещина–пласт» наряду с уже введенными в разд. 3.5.2 безразмерным давлением P_D , безразмерным временем T_D и коэффициентом послепритока C_D дополнительно используются следующие безразмерные параметры.

Безразмерная радиальная координата:

$$r_D = \frac{r}{r_c} \cdot (4.3.3.1)$$

Безразмерная вертикальная координата:

$$z_D = \frac{r}{r_c} \sqrt{\frac{k}{k_z}} \cdot (4.3.3.2)$$

Безразмерная толщина пласта:

$$h_D = \frac{h}{r_c} \sqrt{\frac{k}{k_z}} \cdot (4.3.3.3)$$

Безразмерные вертикальные размеры:

$$h_{1D} = \frac{h_1}{r_c} \sqrt{\frac{k}{k_z}}; h_{2D} = \frac{h_2}{r_c} \sqrt{\frac{k}{k_z}} \cdot (4.3.3.4)$$

Расчет давления при сферическом (полусферическом) режиме

В этом случае давление в пласте P_c через время $t_{\text{раб}}$ с момента начала дренирования однородного анизотропного пласта ($k \neq k_z$) с постоянным весовым расходом Q_{cm} на расстоянии r от центра сферы определяется соотношением:

$$P_c = P_{nl} - \frac{Q_{cm} B_O \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot \sqrt{k_z k} \cdot r} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{r^2}{4 \chi \Delta t_{\text{раб}}}}. \quad (4.3.3.5)$$

Приближенная формула при больших значениях времени (аналог соотношения (3.5.4.2)) может быть получена на основе асимптотического представления дополнительной функции ошибок при малых значениях аргумента:

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) \approx 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} x$$

и имеет вид в размерных параметрах:

$$P_c = P_{nl} - \frac{Q_{cm} B_O \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot r \cdot \sqrt{k_z k}} \left[1 - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{r^2}{\chi \Delta t_{\text{раб}}}} \right], \quad (4.3.3.6)$$

или

$$\Delta P_c = P_{nl} - P_c = \Phi + \Psi \cdot \frac{1}{\sqrt{\Delta t_{\text{раб}}}},$$

$$\Phi = \frac{Q_{cm} B_O \mu}{4 \cdot \pi \cdot r \cdot \sqrt{k_z k}},$$

$$\Psi = -\frac{Q_{cm} B_O \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot \sqrt{k_z k}} \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot \chi}}. \quad (4.3.3.7)$$

В безразмерных параметрах формула (4.3.3.6) имеет вид:

$$\Delta P_D = \frac{h_D}{2} \left[1 - \sqrt{\frac{1}{\pi \Delta t_D}} \right]. \quad (4.3.3.8)$$

Из (4.3.3.7) следует следующая формула для расчета логарифмической производной приращения давления:

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial \ln(\Delta t_{\text{раб}})} = \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta t_{\text{раб}}} \frac{\Delta t_{\text{раб}}}{\partial \ln(\Delta t_{\text{раб}})} = \frac{\Psi}{2 \sqrt{\Delta t_{\text{раб}}^3}} \Delta t_{\text{раб}} = \frac{\Psi}{2} \Delta t_{\text{раб}}^{-0.5},$$

$$\ln P' = \ln(0.5\Psi) - 0.5 \cdot \ln(\Delta t_{\text{раб}}). \quad (4.3.3.9)$$

Из соотношений (4.3.3.9) следует, что кривая логарифмической производной приращения давления в «LOG-LOG» масштабе характеризуется линейной асимптотой с угловым коэффициентом -0.5 . Кривая приращения давления, как следует из (4.3.3.6), этим свойством не обладает. Это основная особенность данного режима течения от других, характеризуемых степенными зависимостями изменения давления со временем (линейного, билинейного).

Полученные результаты на основе принципов, изложенных в разд. 3.5.4, легко обобщаются на случай работы скважины перед исследованиями в циклическом режиме.

Псевдорadiaльный режим течения описывается аналогично в п. 4.3.2.3.

В дополнение к сказанному следует отметить, что псевдорadiaльный скин-фактор, определенный по этому режиму, имеет в качестве составляющей скин-фактор частичного вскрытия, связанный с продолжительностью сферического режима и оцениваемый по формуле (3.4.3.7) разд. 3.4.3.2.

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и логарифмической производной в интервале частичного вскрытия пласта определяется местоположением перфорации относительно границ пласта и соотношением размеров вскрытого интервала и мощности пласта.

При расположении перфорации в середине пласта сразу после прекращения послепритока в стволе формируется сферический режим течения (интервал S на рис.4.3.3.2), характеризующийся асимптотой к логарифмической производной (S^*) с тангенсом угла наклона -0.5 . На заключительной стадии исследования проявляется псевдорadiaльный режим течения R , характеризующийся в «LOG-LOG» масштабе асимптотой R^* , параллельной оси ординат.

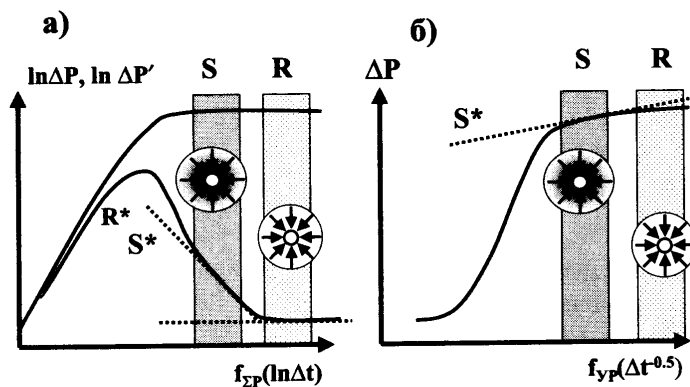


Рис. 4.3.3.2. а) Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика частичного вскрытия пласта). В интервалах сферического «S» и псевдорadiaльного «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (S^* и R^*) с угловыми коэффициентами соответственно -0.5 и 0 ; б) Поведение давления (ΔP) в обобщенных степенных $f_{гр}(\Delta t^{-0.5})$ координатах. Перфорация расположена посередине пласта, толщина пласта много больше толщины перфорации. Сферический режим течения выражен четко.

Как следует из формулы (4.3.3.7), угловой коэффициент асимптоты в интервале сферического течения в обобщенных степенных координатах $f_{\Sigma P}(\Delta t^{-0.5})$ и $f_{\Sigma P}(\Delta t^{-0.5})$ характеризует совместное влияние радиальной и вертикальной проницаемостей пласта.

Согласно расчетным соотношениям разд. 3.5.3, угловой коэффициент асимптоты к кривой давления в интервале псевдорadiaльного течения в обобщенных полулогарифмических координатах и координатах Хорнера характеризует влияние пласта. Свободный член уравнения асимптоты в координатах Хорнера равен пластовому давлению, а в координатах MDH зависит от совокупного влияния проницаемости и скин-фактора.

При расположении перфорации вблизи кровли пласта вместо сферического притока может наблюдаться полусферический. Возможна ситуация, когда наблюдаются, последовательно сменяя друг друга, оба названных типа потока, сначала сферический (интервал S_1 на рис 4.3.3.3), а затем полусферический (интервал S_2). Названным потокам соответствуют параллельные и сдвинутые друг относительно друга асимптоты (S_1^* и S_2^*) с угловым коэффициентом -0.5 (рис.4.3.3.3.а). Соответствующие асимптоты в обобщенных степенных координатах с угловыми коэффициентами, отличающимися ровно вдвое (рис. 4.3.3.3.б).

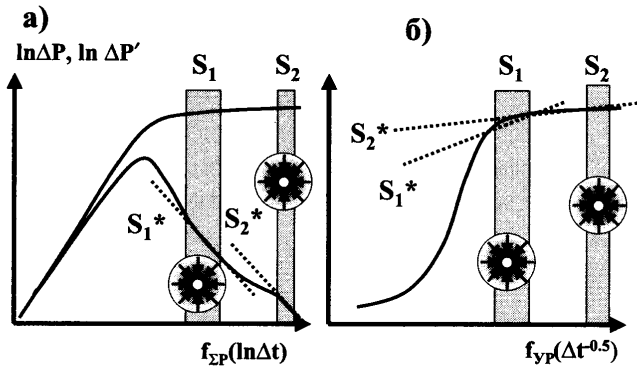


Рис. 4.3.3.3. а) Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика частичного вскрытия пласта). В интервалах сферического, полусферического течения – « S_1 » и « S_2 » значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (S_1^* и S_2^*) с угловым коэффициентом -0.5 . б) Поведение давления (ΔP) в обобщенных степенных $f_{\Sigma P}(\Delta t^{-0.5})$ координатах. Перфорация расположена вблизи кровли пласта, толщина пласта много больше толщины перфорации. Сферический режим течения переходит в полусферический. За время исследования псевдорadiaльный режим не достигается.

Если мощности пласта и перфорации сравнимы, сферические режимы течения выражены очень слабо. Преобладающим режимом течения является псевдорadiaльный (рис. 4.3.3.4).

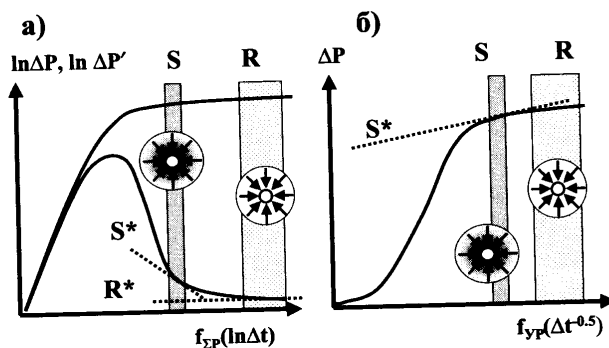


Рис. 4.3.3.4. а) Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика частичного вскрытия пласта). В интервалах сферического «S» и псевдорадialного «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (S^* и R^*) с угловыми коэффициентами соответственно -0.5 и 0 ; б) Поведение давления (ΔP) в обобщенных степенных $f_{\Sigma P}(\Delta t^{-0.5})$ координатах. Перфорация расположена посередине пласта, толщины пласта и перфорации сравнимы. Сферический режим течения выражен слабо и быстро переходит в псевдорадialный.

Дополнительной иллюстрацией описанных выше закономерностей является рис. 4.3.3.5, характеризующий особенности влияния на логарифмическую производную относительного местоположения перфорации и мощности пласта. Если перфорирована середина пласта, наблюдается четкая зависимость от его мощности продолжительности сферического режима (рис. 4.3.3.5.а). При фиксированной мощности пласта, чем ближе перфорация к границе, тем хуже условия для наблюдения сферического режима и лучше – для полусферического. Если перфорация расположена вблизи центра интервала между серединой пласта и одной из его границ, можно последовательно наблюдать оба названных режима течения (рис. 4.3.2.5.6).

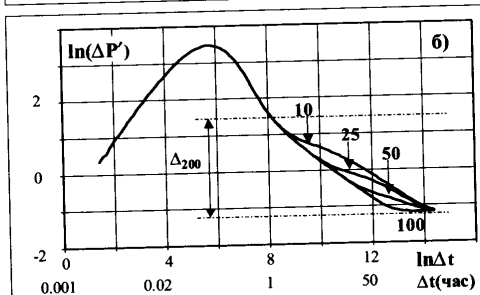
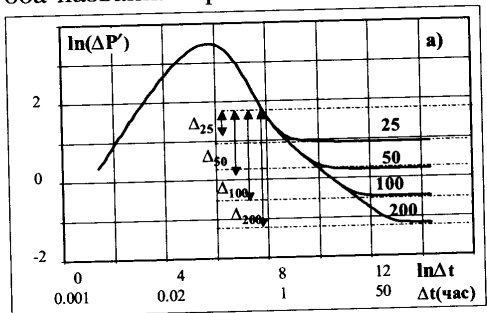


Рис. 4.3.3.5. Поведение логарифмической производной при пуске скважины, модель ограниченного пласта: а) при расположении перфорации мощностью 5 м в середине пласта, мощность пласта 25, 50, 100, 200 м (шифр кривых), б) при расположении перфорации мощностью 5 м на расстоянии 10, 25, 50, 100 м от кровли пласта (шифр кривых), мощность пласта 200 м. Приращение логарифма производной в интервале сферического и полусферического течения ($\Delta_{25}, \Delta_{50}, \Delta_{100}, \Delta_{200}$) характеризует долю частичного вскрытия пласта в интегральном скин-факторе. Горизонтальная проницаемость 10 мД, вертикальная проницаемость 2 мД.

Интегральный скин-фактор

Обработка результатов ГДИС во временном интервале псевдорадialного течения позволяет оценить значение интегрального скин-фактора, куда скин-фактор частичного вскрытия входит в качестве положительной составляющей. Ее величина зависит от соотношения общей и вскрытой мощностей пласта и местоположения перфорации относительно границ пласта и может быть рассчитана по формуле (3.4.3.7). Депрессия, соответствующая данной составляющей интегрального скин-фактора, соответствует разнице давления или ее производной на границах интервала сферического течения (рис. 4.3.3.5).

4.4. Модели резервуара

В данном разделе анализируются особенности строения резервуара, связанные с наличием макронеоднородностей. Пласт рассматривается как совокупность слоев, отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам.

Модели, описывающие неоднородный пласт, можно разбить на три группы.

Первая группа моделей характеризуется наличием в пласте зон с вертикальными границами раздела. Они описывают резервуар как совокупность однородных по фильтрационным параметрам слоев с поверхностями раздела в форме коаксиальных цилиндров (радиально-композитный пласт) или плоскостей (линейно-композитный пласт) [1, 2, 8, 18, 19 и др.].

Вторая группа описывает неоднородности, равномерно распределенные по площади. К числу наиболее интересных и востребованных моделей данного типа относится модель трещиноватого пласта (двойной пористости) [1, 2, 8, 20–23 и др.].

Третья группа моделей рассматривает пласт как совокупность плоскопараллельных слоев. Слои могут иметь непроницаемые (стандартная слоистая модель) либо проводящие границы (модель двойной проницаемости) [1, 2, 8, 24 и др.].

4.4.1. Модели композитного пласта

Описание модели

Расчетное соотношение для определения давления в скважине, дренирующей *радиально-композитный пласт*, может быть получено на основе предпосылок, изложенных в п.3.5.2, но с дополнительным условием, что массив вскрытого скважиной коллектора является неоднородной средой, состоящей из нескольких контактирующих друг с другом слоев. Границы слоев имеют форму коаксиальных вертикальных круговых цилиндрических поверхностей

(рис. 4.4.1.1.а). Давление в пределах каждого слоя описывается уравнением пьезопроводности (3.1.4.11) при выполнении на границе слоев условий сопряжения (постоянство давлений и нормальных составляющих скоростей).

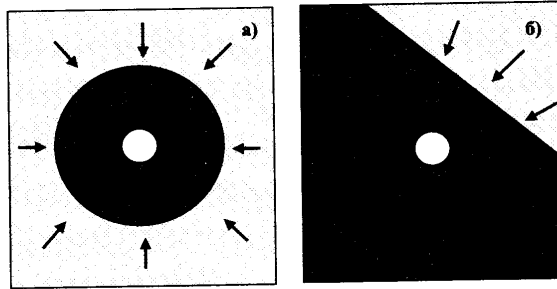


Рис. 4.4.1.1. Модель композитного двухслойного пласта: а) радиального; б) линейного.

Характерные режимы течения

Для данной модели характерно несколько радиальных режимов течения, последовательно сменяющих друг друга во времени по мере того, как влияние скважины распространяется вглубь пласта, пересекая границы неоднородностей. Сразу после ослабления послепритока наблюдается (ранний) радиальный режим течения, обусловленный влиянием ближайшего, контактирующего со скважиной слоя. Этот режим продолжается до тех пор, пока воронка депрессии не достигнет границы следующего слоя. Затем формируется псевдорadiaльный режим, обусловленный совокупным влиянием двух слоев, и так далее. Для того чтобы псевдорadiaльный режим, соответствующий определенному слою, успел сформироваться, слой должен иметь достаточную толщину.

Каждый радиальный (псевдорadiaльный) режим описывается аналогично п. 4.3.1. При этом с достаточной для практических целей точностью ему можно приписать проницаемость наиболее удаленного из исследуемых слоев.

Количественными характеристиками названных моделей является отношение подвижностей и пьезопроводностей контактирующих слоев.

Особенности поведения логарифмической производной

На рис. 4.4.1.2а приведено поведение давления и его логарифмической производной в «LOG-LOG» координатах для двухслойной радиально-композитной модели при проницаемости ближайшего к скважине слоя меньше, чем дальнего. В начале цикла исследований преобладает эффект послепритока (интервал Q на рисунке). В этом интервале кривая приращения давления ΔP и ее логарифмическая производная $\Delta P'$ имеют единую асимптоту с угловым коэффициентом, равным 1.

Далее проявляется ранний радиальный режим, соответствующий ближайшему к скважине радиальному слою, который переходит в псевдорadiaльный режим, соответствующий совокупному влиянию обоих слоев.

На рис. 4.4.1.2.6 приведен график изменения давления в полулогарифмических координатах. Каждому из радиальных режимов соответствует асимптота, угловой коэффициент которой соответствует проницаемости соответствующего слоя.

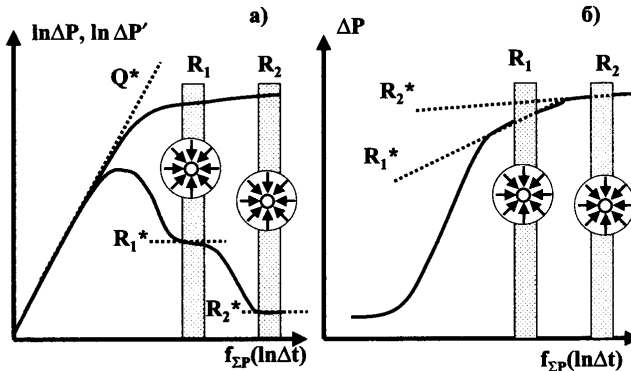


Рис. 4.4.1.2. а) Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика двуслойного радиально-композитного пласта). В интервалах раннего радиального « R_1 » и псевдорadiaльного – « R_2 » течения значения $\Delta P'$ характеризуются линейными асимптотами (R_1^* и R_2^*) с угловыми коэффициентами θ . б) Поведение давления (ΔP) в обобщенных логарифмических координатах. В интервалах псевдорadiaльного « R_1 », « R_2 » течения значения ΔP характеризуются линейными асимптотами (R_1^* , R_2^*), значения тангенсов угла наклона названных асимптот относятся друг к другу обратно пропорционально проницаемостям ближнего и дальнего слоев.

Рис. 4.4.1.3 иллюстрирует характер проявления раннего радиального и позднего радиального режимов течения при различных сочетаниях проницаемостей слоев. Рис. 4.4.1.4 показывает характер воздействия на логарифмическую производную ближнего слоя в зависимости от его проницаемости (рис. 4.4.1.4.а) и размеров (рис. 4.4.1.4.б).

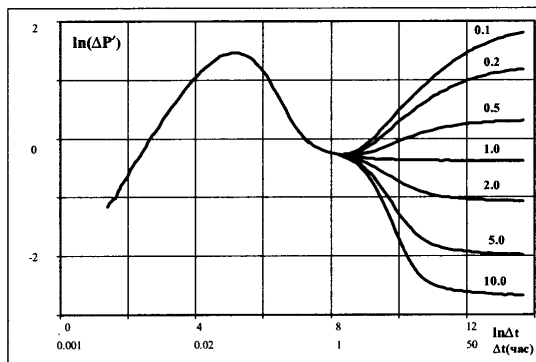


Рис. 4.4.1.3. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД (КВД), радиально-композитного двуслойного пласта, шифр кривых – отношение проницаемостей дальней и ближней зоны, расстояние до границы неоднородности 100 м, коэффициент послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$, скин-фактор +4, проницаемость ближней зоны 100 мД, динамическая вязкость пластового флюида 2 мД, сжимаемость пласта 0.0005 МПа^{-1} , отношение упругостей дальней и ближней зоны: 1.

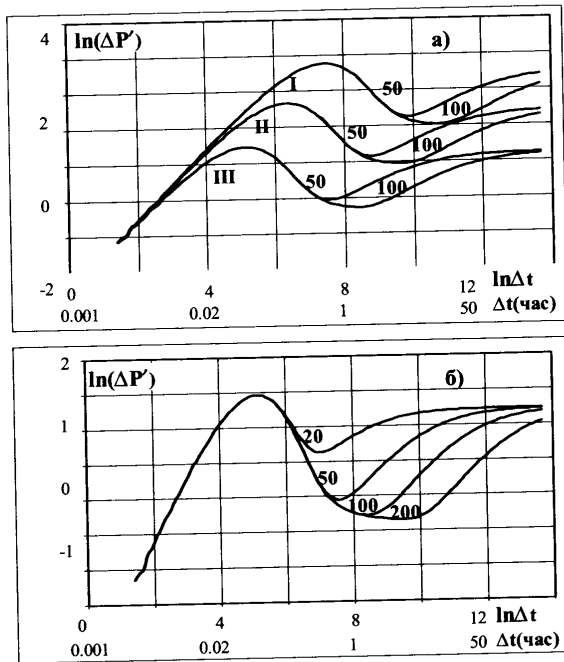


Рис. 4.4.1.4. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД (КВД), радиально-композиционного двуслойного пласта. а) при проницаемости ближней зоны 10, 30 и 100 мД (I, II, III), шифр кривых – расстояние до границы неоднородности; б) при проницаемости ближней зоны 100 мД, шифр кривых – расстояние до границы неоднородности. Коэффициент послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$, скин-фактор +4.

Модель, описывающая поведение линейного композиционного пласта, аналогична описанной выше, границы контактирующих друг с другом слоев имеют форму вертикальных плоскостей (рис. 4.4.1.1.6). Поведение логарифмической производной на качественном уровне также не имеет существенных отличий.

4.4.2. Модель двойной пористости

4.4.2.1. Особенности массопереноса в системе скважина-пласт

Модель двойной пористости описывает поле давления в пластах с естественной трещиноватостью. Модель предполагает, что пласт разбит на блоки системой трещин. Причем блоки характеризуются большой упругостью и малой проницаемостью, а трещины, наоборот, обладают высокой проницаемостью и малой упругостью. Непосредственно после пуска скважины работают в основном трещины (рис. 4.4.2.1.a). Затем по трещинам начинают дренироваться блоки пласта – «матрица» породы. При этом флюид из матрицы поступает в трещины и уже по трещинам движется к скважине (рис. 4.4.2.1.б)

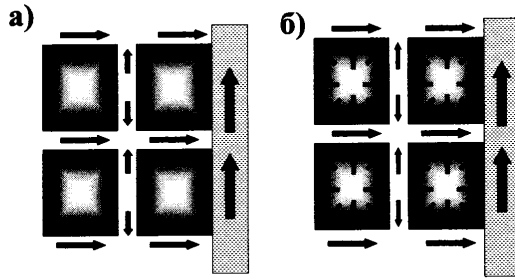


Рис. 4.4.2.1. Модель двойной пористости. Схема движения флюида в пласте. а) начальное время, приток происходит преимущественно по трещинам, б) позднее время, флюид из блоков пласта движется к трещинам и затем по трещинам к стволу скважины.

Модель двойной пористости предполагает, что в коллекторе одновременно существуют два радиальных потока, один характеризующий фильтрацию в трещинах, а другой в матрице. Каждому из потоков соответствует собственное распределение давления – $P_{тр}$ и $P_{мн}$ и свойства пласта – проницаемость $k_{тр}$ и $k_{мн}$ и сжимаемость $\beta_{тр}$ и $\beta_{мн}$. Каждый поток характеризуется своим полем давлений, каждое из которых формируется под воздействием условий, описанных в разд. 3.5.2. В каждой точке коллектора между потоками происходит обмен упругой энергией. Его интенсивность пропорциональна разности давлений между потоками, отношению проницаемостей трещин и матрицы и обратно пропорциональна вязкости флюида (рис. 4.4.2.2).



Рис. 4.4.2.2. Схема массопереноса в среде двойной пористости.

Система модифицированных с учетом рассматриваемого эффекта уравнений пьезопроводности, описывающая этот процесс, имеет вид (модель Баренблатта Г.И. [9])

$$\frac{k_{тр}}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_{тр}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_{тр}}{\partial r} \right] = \beta_{тр} \frac{\partial P_{тр}}{\partial t} - \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_{мн} \cdot [P_{мн} - P_{тр}],$$

$$\frac{k_{мн}}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_{мн}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_{мн}}{\partial r} \right] = \beta_{мн} \frac{\partial P_{мн}}{\partial t} + \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_{мн} \cdot [P_{мн} - P_{тр}], \quad (4.4.2.1)$$

где r – радиальная координата, t – время; μ – динамическая вязкость пластового флюида;

Параметр α [1/с] характеризует интенсивность массообмена между трещиной и матрицей и определяет долю переносимой упругой энергии на единицу проницаемости коллектора. Как нетрудно видеть, данный параметр имеет размерность, обратную проницаемости. Его величина определяется формой и размерами характерных блоков, на которые разбита трещинами матрица породы.

При решении уравнений (4.4.2.1) для условий пуска скважины с постоянным расходом Q используются следующие краевые условия:

в начальный момент времени давление в трещинах и матрице равно пластовому

$$P_{mp}(t_{нач}) = P_{пл}; P_{mn}(t_{нач}) = P_{пл}, \quad (4.4.2.2)$$

общий дебит скважины определяется соотношением

$$2\pi rh \frac{k_{mp}}{\mu} \frac{\partial P_{mp}}{\partial r} + 2\pi rh \frac{k_{mn}}{\mu} \frac{\partial P_{mn}}{\partial r} = Q. \quad (4.4.2.3)$$

Легко видеть, что соотношение (4.4.2.3) представляет собой запись уравнения неразрывности на стенке скважины и отражает факт, что общий дебит скважины определяется суммой радиальных потоков по трещине и матрице.

Решение данной задачи существенно упрощается, если предположить, что массоперенос в матрице отсутствует. То есть давление в матрице меняется исключительно за счет обмена упругой энергией с трещинами. С учетом данного допущения система уравнений (4.4.2.1) принимает вид (Waggen & Root [23]).

$$\frac{k_{mp}}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_{mp}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_{mp}}{\partial r} \right] = \beta_{mp} \frac{\partial P_{mp}}{\partial t} - \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_{mn} \cdot [P_{mn} - P_{mp}],$$

$$\beta_{mn} \frac{\partial P_{mn}}{\partial t} + \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_{mn} \cdot [P_{mn} - P_{mp}] = 0. \quad (4.4.2.4)$$

Эти же авторы предложили способ количественной оценки параметра α , связав его с формой и размерами блоков, на которые разбита трещинами матрица породы. Согласно [23] блоки могут описываться тремя характерными длинами, $n=3$. Тогда это равномерно уложенные кубики с длиной ребра Δx_{mn} (рис. 4.4.2.3.а). Число характерных размеров может быть равно двум ($n=2$, вертикальные цилиндры с сечением в форме квадрата со стороной Δx_{mn} , рис. 4.4.2.3.б) или одному ($n=1$, горизонтальные плиты высоты Δx_{mn} , рис. 4.4.2.3.б).

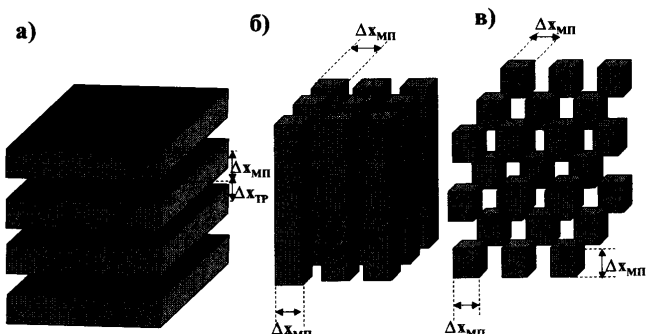


Рис. 4.4.2.3. Модель двойной пористости. Структуры пласта: а) плиты с системой горизонтальных трещин: $n=1$; б) призмы с системой вертикальных трещин: $n=2$; в) кубы: $n=3$, $\Delta x_{мн}$ – характерный размер блоков матрицы, $\Delta x_{тр}$ – ширина трещин.

Общая формула для определения величины параметра α имеет вид:

$$\alpha = \frac{4n(n+2)}{\Delta x_{мн}^2} \quad (4.4.2.5)$$

Чем больше число блоков, на которые разбита горная порода, тем эффективнее массообмен между матрицей и трещинами.

Различие между упрощенным подходом Warren & Root и более общим, описываемым уравнениями (4.4.2.1), поясняется рис. 4.4.2.4. В общем случае матрица породы и система трещин независимо друг от друга поставляют флюид в скважину, причем роль трещин преобладает. Одновременно трещины дренируют блоки матрицы. По Warren & Root матрица не имеет непосредственной связи со скважиной. Массообмен блоков матрицы друг с другом тоже отсутствует.

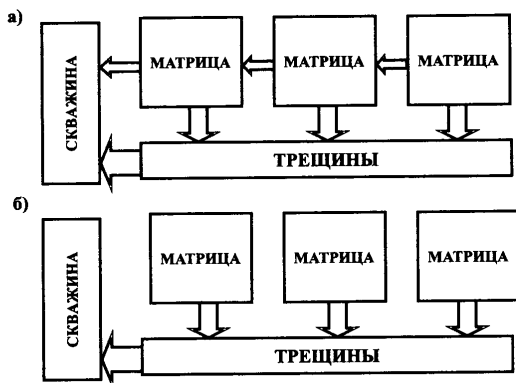


Рис. 4.4.2.4. Схема массопереноса в среде двойной пористости а) по модели Баренблатта, б) по модели Warren & Root.

4.4.2.2. Безразмерные характеристики массопереноса

Система безразмерных параметров для модели двойной пористости отличается специфичной нормировкой безразмерного давления P_D и времени t_D . Данные параметры нормируются по величине проницаемости системы трещин k_{mp} . В безразмерное время входит общая сжимаемость матрицы и трещин. Безразмерное время и радиус нормируются по радиусу скважины r_c .

$$P_{mp_D} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{mp} \cdot h \cdot P_{mp}}{Q \cdot \mu},$$

$$P_{mn_D} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{mp} \cdot h \cdot P_{mn}}{Q \cdot \mu},$$

$$t_D = \frac{k_{mp} \cdot t}{(\beta_{mp} + \beta_{mn}) \mu \cdot r_c^2}. \quad (4.4.2.6)$$

В число безразмерных параметров входит также безразмерный радиус

$$r_D = \frac{r}{r_c}.$$

С учетом (4.4.2.6) система уравнений (4.4.2.4) принимает вид:
для трещины:

$$\frac{\partial^2 P_{mp_D}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{mp_D}}{\partial r_D} = \frac{\beta_{mp}}{\beta_{mp} + \beta_{mn}} \frac{\partial P_{mp_D}}{\partial t_D} - \alpha \cdot \frac{k_{mn}}{k_{mp}} \cdot r_c^2 (P_{mn_D} - P_{mp_D}),$$

для матрицы породы:

$$\frac{\beta_{mp}}{\beta_{mp} + \beta_{mn}} \frac{\partial P_{mn_D}}{\partial t_D} + \alpha \cdot \frac{k_{mn}}{k_{mp}} \cdot r_c^2 (P_{mn_D} - P_{mp_D}). \quad (4.4.2.7)$$

Введем дополнительно следующие безразмерные характеристики пористой среды

Параметр Ω_p (*относительная упругоёмкость*), характеризующий соотношение упругой энергии системы трещин и резервуара в целом

$$\Omega_p = \frac{\beta_{mp}}{\beta_{mp} + \beta_{mn}}. \quad (4.4.2.8)$$

Параметр Λ_p (*коэффициент межпорового перетока*), характеризующий интенсивность обмена флюидом между матрицей и трещинами

$$\Lambda_p = \frac{\alpha \cdot k_{mn} \cdot r_c^2}{k_{mp}}. \quad (4.4.2.9)$$

С учетом данных параметров система уравнений Warren & Root принимает вид:

для трещины:

$$\nabla^2 P_{mp.D} = \Omega_p \frac{\partial P_{mp.D}}{\partial t_D} - \Lambda_p \cdot (P_{mn.D} - P_{mp.D})$$

для матрицы породы:

$$0 = (1 - \Omega_p) \frac{\partial P_{mn.D}}{\partial t_D} + \Lambda_p \cdot (P_{mn.D} - P_{mp.D}) . \quad (4.4.2.10)$$

4.4.2.3. Характерные режимы течения, особенности поведения логарифмической производной

Ранний псевдорадиальный режим

Ранний псевдорадиальный режим течения характеризует начальный этап дренирования пласта, когда фильтрация в пласте происходит в основном по трещинам. Расчетное соотношение для определения давления применительно к данному случаю может быть получено решением уравнения пьезопроводности на основе предпосылок, рассмотренных в разд. 3.5.2, при условии, что проницаемость среды равна проницаемости системы трещин. Давление в матрице пласта в этот период практически не меняется.

Проницаемость системы трещин k_{mp} зависит от формы и размера трещинных блоков. В частности, для блоков матрицы в форме плит (рис. 4.4.2.3.6) величина k_{mp} определяется комплексным параметром:

$$k_{mp} \sim \frac{\Delta x_{mp}^3}{\Delta x_{mn}} , \quad (4.4.2.11)$$

где Δx_{mp} – ширина трещин, Δx_{mn} – ширина блоков матрицы

Переходный и поздний псевдорадиальный режим

При дренировании трещин давление в них падает, растет депрессия между трещиной и матрицей. Вследствие этого флюид начинает притекать из матрицы в трещины и темп падения давления в трещинах замедляется. Так возникает переходный режим фильтрации. В начале переходного режима интенсивность дренирования трещин падает, приток из матрицы в трещины, наоборот, возрастает. Соответственно значение логарифмической производной начинает уменьшаться. Уменьшение продолжается до тех пор, пока в матрице не сформируется квазистационарная зона депрессии. С этого момента времени матрица уже не способна сдерживать падение давления в трещине. Темп падения давления в скважине снова увеличивается. Растут значения и логарифмической производной. Таким образом, логарифмическая производная в

интервале переходного режима имеет локальный минимум. Затем устанавливается квазистационарный режим течения, при котором количество флюида, выносимого системой трещин в скважину, соответствует количеству флюида, поступающего из матрицы в трещины. Этот режим, как и начальный режим дренирования трещин, является псевдорadiaльным. Его называют поздним псевдорadiaльным.

Интенсивность массопереноса в данном случае, как и при раннем радиальном режиме, определяется проницаемостью трещин k_{mp} . Поскольку оба описанных псевдорadiaльных режима течения контролируются одной и той же величиной проницаемости, то соответствующие им значения логарифмической производной характеризуются единой горизонтальной асимптотой в «LOG-LOG» масштабе ($R_{1,2}^*$ на рис. 4.4.2.5.a).

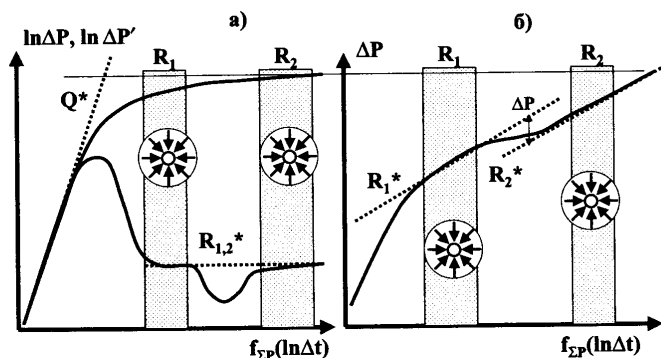


Рис. 4.4.2.5. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика модели двойной пористости) – (а). В интервалах раннего псевдорadiaльного « R_1 » и позднего псевдорadiaльного « R_2 » течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейной зависимостью ($R_{1,2}^*$) с угловым коэффициентом 0. Поведение давления (ΔP) в обобщенных логарифмических координатах – (б). В интервалах псевдорadiaльного « R_1, R_2 » течения значения ΔP характеризуются линейными асимптотами (R_1^*, R_2^*) с одинаковыми тангенсами углов наклона.

Величина локального минимума между названными псевдорadiaльными режимами может быть оценена по приближенной формуле

$$t_{D_min} = \frac{\Omega_p}{\Lambda_p} \ln \frac{l}{\Omega_p} \quad (4.4.2.12)$$

В полулогарифмическом масштабе названным псевдорadiaльным режимам соответствуют параллельные асимптоты, смещенные друг относительно друга. Величина смещения ΔP зависит от углового коэффициента асимптот $\Psi_{\Delta P}$ и упругости Ω_p пласта и может быть оценена по формуле:

$$\Delta P = -\Psi_{\Delta P} \ln \Omega_p \quad (4.4.2.13)$$

Пересечение асимптоты в полулогарифмическом масштабе с осью ординат системы позволяет рассчитать скин-фактор пласта s . Если формально выполнить эту же операцию в интервале позднего псевдорadiaльного режима, рассчитанный скин-фактор будет меньше $s^* < s$. Этот результат очевиден, если учесть, что проводимость системы возрастает за счет влияния трещин.

Зависимость поведения давления и логарифмической производной при фильтрации по модели двойной пористости от относительной упругоэластичности Ω_p пласта и коэффициента межпорового перетока Λ_p иллюстрируется рис. 4.4.2.6. Значение относительной упругоэластичности определяет глубину локального минимума логарифмической производной в интервале переходного режима (рис. 4.4.2.6). Чем меньше Ω_p (выше упругий запас матрицы), тем интенсивнее протекает переходный процесс и ниже минимальное значение логарифмической производной.

Значения коэффициента межпорового перетока и упругоэластичности определяют время начала переходного режима. Чем больше величина Λ_p и меньше Ω_p , тем раньше начинается переходный режим (рис. 4.4.2.6).

При больших значениях параметра Ω_p ранний радиальный режим может быть скрыт эффектом послепритока (рис. 4.3.2.6.6).

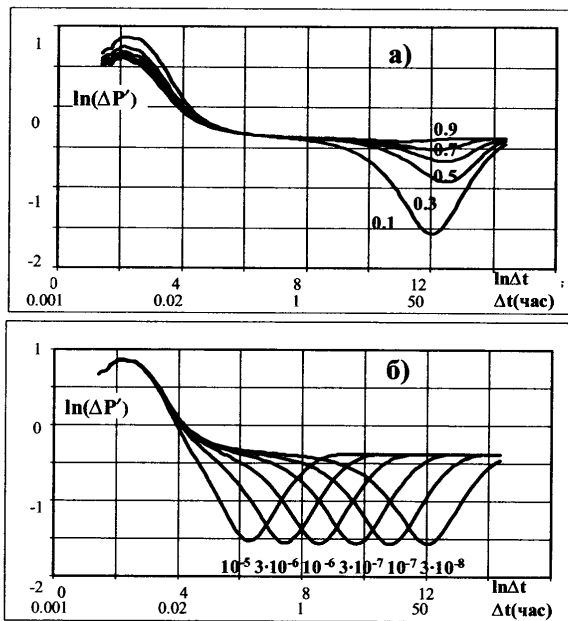


Рис. 4.4.2.6. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД пласта с естественной трещиноватостью: а) в зависимости от относительной упругоэластичности пласта (шифр кривых) при коэффициенте межпорового перетока $\Lambda_p = 3 \cdot 10^{-8}$; б) в зависимости от коэффициента межпорового перетока (шифр кривых) при относительной упругоэластичности пласта 0.1. Коэффициент послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$, скин-фактор 0, проницаемость системы трещин 100 мД.

4.4.3. Совместная работа нескольких пластов

4.4.3.1. Результаты численного моделирования

В реальных условиях фильтрационные свойства исследуемого объекта, как правило, меняются с глубиной. Подобные объекты могут быть приближенно описаны системой слоев, отличающихся фильтрационными свойствами, с горизонтальными плоскопараллельными границами раздела. На рис 4.4.3.1 приведен пример подобной системы, состоящей из двух пропластков.

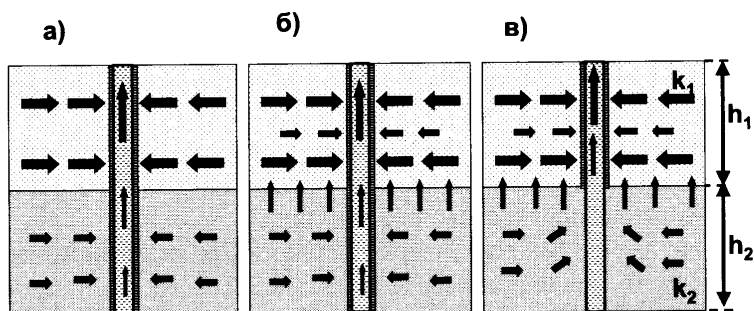


Рис. 4.4.3.1. Модель двухпластовой системы. Пласт состоит из двух проницаемых слоев мощности h_1 и h_2 , отличающихся проницаемостью. а) перфорированы оба пласта, граница пластов непроницаема; б) перфорированы оба пласта, граница пластов проницаема; в) перфорирован только один пласт, граница пластов проницаема.

При проводящих границах вследствие влияния вертикальной проницаемости наблюдается внутрипластовый переток в слой с лучшими фильтрационными свойствами (рис.4.4.3.1 б,в). Причем поведение давления существенно зависит от того, перфорирован пласт полностью (рис. 4.4.3.1.б) или частично (рис.4.4.3.1.в).

В самой общей постановке данной задачи поле в каждом пласте описывается уравнением пьезопроводности, учитывающем массоперенос по вертикали

$$\frac{k_{ri}}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_i}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_i}{\partial r} \right] + \frac{k_{zi}}{\mu} \frac{\partial P_i}{\partial z} = \beta_i \frac{\partial P_i}{\partial t}, \quad (4.4.3.1)$$

где k_{ri} , k_{zi} – радиальная и вертикальная проницаемости, β_i – сжимаемость слоев.

На границе пластов выполняются условия сопряжения IV рода, предполагающие равенство давлений и нормальных составляющих скоростей на границе раздела слоев.

Система с непроводящей горизонтальной границей (рис. 4.4.3.1.а) ведет себя как однородный пласт со средневзвешенной по глубине проницаемостью [2]

$$\bar{k}_r = \frac{\sum k_{ri} h_i}{\sum h_i}, \quad (4.4.3.2)$$

где h_i – мощности слоев.

На рис. 4.4.3.2 представлены результаты численного моделирования на основе системы уравнений (4.4.3.1), иллюстрирующие этот известный из теории факт.

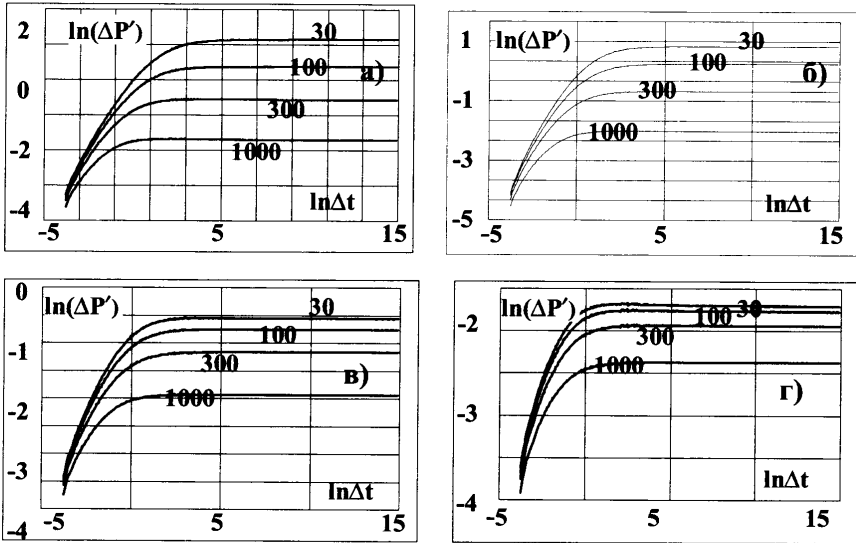


Рис. 4.4.3.2. Поведение логарифмической производной при исследовании полностью вскрытой перфорацией двухпластовой системы по технологии КСД, пласты разделены непроницаемой горизонтальной границей, мощности пластов 5 м. Для графиков а), б), в), г) – проницаемость верхнего пласта составляет соответственно: 30, 100, 300, 1000 мД, шифр кривых – проницаемость нижнего пласта.

При совместной эксплуатации нескольких пластов, сообщающихся через горизонтальную границу, на поведении давления сказывается вертикальный массообмен, но это влияние не столь велико, как можно было бы ожидать. Это иллюстрирует рис. 4.4.3.3, где изображены типовые кривые давления для двух совместно вскрытых пластов различной проницаемости. Эффект гидродинамического взаимодействия пластов через горизонтальную границу выражается в появлении небольшого локального минимума на логарифмической производной. Эффект усиливается при уменьшении толщины пластов и их вертикальной проницаемости. Но для типичных пластовых условий этот эффект является подчиненным по сравнению с радиальной фильтрацией.

Если в рассмотренной только что модели перфорирован только один пласт, влияние вертикальной проницаемости на поведение давления в скважине выражено более ярко (рис. 4.4.3.4).

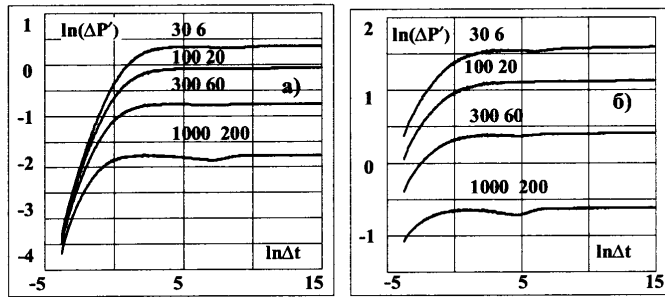


Рис. 4.4.3.3. Поведение логарифмической производной при исследовании полностью вскрытой перфорацией двухпластовой системы по технологии КСД, пласты разделены проницаемой горизонтальной границей, мощности пластов 5 м, горизонтальная проницаемость верхнего пласта 100 мД, вертикальная проницаемость 20 мД, шифр кривых – горизонтальная и вертикальная проницаемости нижнего пласта. Мощности пластов одинаковы и составляют 5 (а) и 1 (б) м.

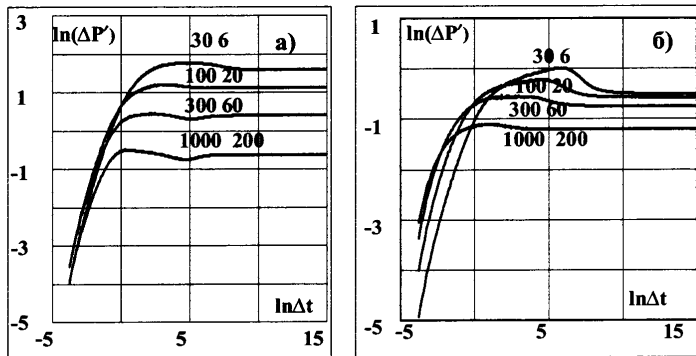


Рис. 4.4.3.4. Поведение логарифмической производной при исследовании двухпластовой системы по технологии КСД. Пласты разделены проницаемой горизонтальной границей, перфорирован только нижний пласт, мощности пластов 5 м, горизонтальная проницаемость верхнего пласта для графиков (а) и (б) 100 и 1000 мД, вертикальная проницаемость 20 и 200 мД, шифр кривых – горизонтальная и вертикальная проницаемости нижнего пласта. Мощности пластов одинаковы и составляют 5 м.

4.4.3.2. Приближенное аналитическое решение задачи (модель двойной проницаемости)

Упрощенное описание массопереноса предполагает осреднение давления по глубине в каждом из пластов. Тогда в уравнениях, описывающих поле давления, слагаемое, учитывающее вертикальную проницаемость, заменяется структурой, отвечающей за массообмен между пластами. Применительно к двум пластам данный подход аналогичен использованному в модели двойной пористости, где подобным образом учитывался массообмен между матрицей и трещинами.

для высокопроницаемого пласта:

$$\frac{k_1}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_1}{\partial r} \right] = \beta_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} - \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_2 \cdot [P_2 - P_1]$$

для низкопроницаемого пласта:

$$\frac{k_2}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_2}{\partial r} \right] = \beta_2 \frac{\partial P_2}{\partial t} + \frac{\alpha}{\mu} \cdot k_2 \cdot [P_2 - P_1]. \quad (4.4.3.3)$$

Параметр α [1/с] характеризует интенсивность массообмена между пластами.

Система безразмерных параметров для модели двойной проницаемости отличается специфичной нормировкой безразмерного давления P_D и времени t_D .

$$\begin{aligned} P_{1D} &= \frac{2 \cdot \pi \cdot (k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2) P_1}{Q \cdot \mu} \\ P_{2D} &= \frac{2 \cdot \pi \cdot (k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2) P_1}{Q \cdot \mu} \\ t_D &= \frac{(k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2) \cdot t}{(\beta_1 h_1 + \beta_2 h_2) \mu \cdot r_c^2}. \quad (4.4.3.4) \end{aligned}$$

С учетом (4.4.3.4) соотношения (4.4.3.3) принимают вид для высокопроницаемого пласта:

$$kh_{\text{они}} \left[\frac{\partial^2 P_{1D}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{1D}}{\partial r_D} \right] = \Omega_P \frac{\partial P_{1D}}{\partial t_D} - \Lambda_P \cdot H_P \cdot [P_{1D} - P_{2D}]$$

для низкопроницаемого пласта:

$$(1 - kh_{\text{они}}) \left[\frac{\partial^2 P_{2D}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{2D}}{\partial r_D} \right] = (1 - \Omega_P) \frac{\partial P_{2D}}{\partial t_D} - \Lambda_P \cdot [P_{1D} - P_{2D}]. \quad (4.4.3.5)$$

В (4.4.3.5) введены дополнительно следующие безразмерные характеристики.

Параметр Ω_P (*относительная упругоёмкость*), характеризующий соотношение упругой энергии высокопроницаемого слоя.

$$\Omega_p = \frac{\beta_1 h_1}{\beta_1 h_1 + \beta_2 h_2} \quad (4.4.3.6)$$

Параметр Λ_p (коэффициент межпластового перетока), характеризующий интенсивность обмена флюидом между слоями

$$\Lambda_p = \alpha r_c^2 \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2} = \alpha r_c^2 k h_{\text{омн}} ,$$

$$k h_{\text{омн}} = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}, \quad H_p = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} \quad (4.3.3.7)$$

Рис. 4.4.3.5 характеризует поведение логарифмической производной давления при полностью вскрытых пластах при различных значениях $k \cdot h_{\text{омн}}$. Нетрудно видеть, что при $k \cdot h_{\text{омн}} = 1$ рассматриваемая модель ведет себя, как модель однородного пласта с двойной пористостью. Влияние межпластового перетока ($k \cdot h_{\text{омн}} < 1$) сглаживает этот эффект.

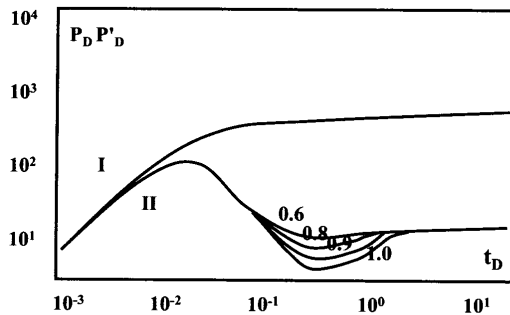


Рис. 4.4.3.5. Изменение давления (I) и его логарифмической производной (II) в пласте с двойной проницаемостью. Шифр кривых – параметр $k \cdot h_{\text{омн}}$.

Следует еще раз подчеркнуть, что описанная аналитическая модель имеет ограниченное применение, поскольку условие аномально высокой вертикальной проницаемости плохо соотносится с реальными пластовыми условиями.

4.5. Модели границ

В реальных геологических условиях рассмотренные закономерности поведения давления справедливы лишь до момента времени, пока зона влияния скважины не достигает границы пласта. Чем дальше граница от скважины, тем длительнее время, необходимое, чтобы ощутить ее влияние на результаты ГДИС – рис. 4.5.0.1. Степень и характер этого влияния зависит от проводимости и формы границ [1, 2, 9, 14, 26, 27 и др.].

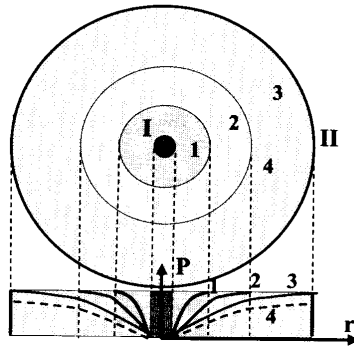


Рис. 4.5.0.1. Поле давления в ограниченном пласте. 1, 2, 3, 4 – распределения давления P по радиусу r при работе скважины (I) в ограниченном пласте (II), отличающиеся временем после пуска скважины ($t_2 < t_4 < t_5 < t_6$). Зона нарушения давления (1, 2) движется к границам пласта, отражается (3) от границы, граница начинает влиять (4) на давление в скважине.

По *проводимости* условно выделяют *непроницаемые* границы (характеризуемые полным отсутствием фильтрации) и границы *постоянного давления* (для которых типично стабильное давление).

Непроницаемая граница обычно связана с выклиниванием пласта или непроводящим тектоническим нарушением.

Граница постоянного давления может быть связана с близостью контакта нефтяного пласта с напорными водами или с газовой шапкой. К последнему типу условно относят границы, давление на которых меняется под воздействием внешних (не связанных с исследуемой скважиной) факторов. К числу таких факторов относится, например, эксплуатация соседних скважин.

Границы, на которых существует дополнительное фильтрационное сопротивление движению флюида, не связанное с проводимостями контактирующих сред, называют *полупроницаемыми*.

Для описания формы пласта широко используются составные модели, включающие в качестве элементов плоские вертикальные границы. Модели отличаются количеством границ и их относительной ориентацией. Наиболее часто в практике ГДИС используются модели: одиночной границы (разлома), двух параллельных границ (русла), двух пересекающихся границ (выклинивание), трех взаимно-перпендикулярных границ (ограниченное русло), четырех границ, характеризующихся осевым сечением в форме прямоугольника (линза).

4.5.1. Одиночная граница

Описание модели

Согласно данной модели, на расстоянии L от исследуемой скважины расположена плоская вертикальная граница. Рассмотрим характер ее влияния на результаты ГДИС в предположении однородности и изотропности исследуемого пласта.

Аналитические соотношения для расчета давления в этом случае можно получить на основе формулы для неограниченного пласта. Для этого воспользуемся методом «источника», согласно которому пласт считается неограниченным, а влияние границы учитывается введением дополнительной (воображаемой) скважины.

Если граница является непроницаемой, воображаемая скважина расположена зеркально относительно границы от существующей скважины (расстояние между скважинами – $2L$) и работает с таким же расходом, как и существующая. Воздействия существующей и воображаемой скважины суммируются (рис.4.5.1.1).

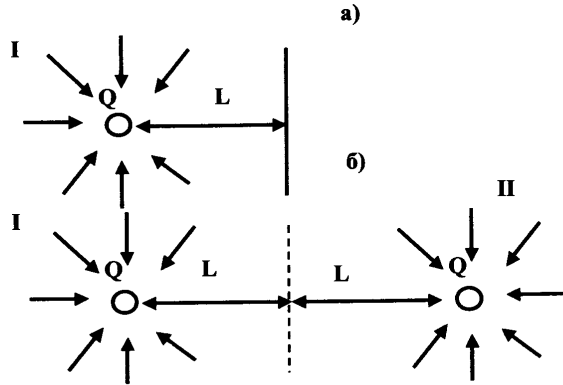


Рис. 4.5.1.1. Плоская вертикальная непроницаемая граница. Влияние границы, расположенной на расстоянии L от работающей скважины I (а), эквивалентно влиянию дополнительной скважины II. Дополнительная скважина имеет тот же расход Q , что и реальная, и расположена зеркально относительно границы (б).

В этом случае аналогом соотношения (3.5.3.1) для цикла пуска скважины является формула

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[-Ei \left(\frac{\beta \cdot \mu \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right] - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[-Ei \left(\frac{\beta \cdot \mu \cdot L^2}{k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right] \quad (4.5.1.1)$$

При наличии в пласте границы постоянного давления для расчета давления также можно использовать воображаемую скважину. При этом следует принять, что дебит дополнительной скважины такой же, как дебит существующей, но имеет обратный знак (рис.4.5.1.2). Формула для расчета давления принимает вид:

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[-Ei \left(\frac{\beta \cdot \mu \cdot r_c^2}{4 \cdot k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right] + \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h_{раб}} \left[-Ei \left(\frac{\beta \cdot \mu \cdot L^2}{k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right] \quad (4.5.1.2)$$

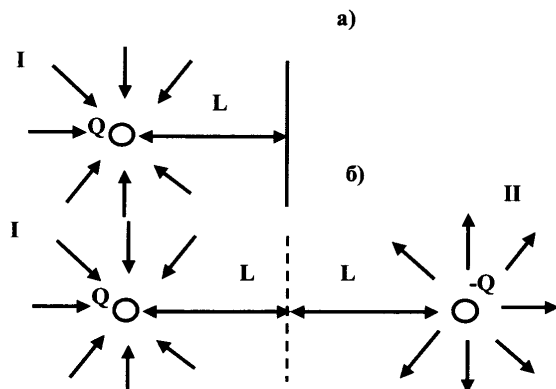


Рис. 4.5.1.2. Плоская вертикальная граница постоянного давления. Влияние границы, расположенной на расстоянии L от работающей скважины I (а), эквивалентно влиянию дополнительной скважины II. Дополнительная скважина имеет расход той же величины, что и реальная, но другого знака ($-Q$) и расположена зеркально относительно границы (б).

Характерные режимы течения

Особенности влияния одиночной границы при пуске скважины поясняются рис. 4.5.1.3. Из рисунка видно, что вначале давление ведет себя так, как будто никакой границы нет, затем протекает переходный процесс отражения от границы (согласно методу источника описываемое воздействием воображаемой скважины). При длительном дренировании пласта при наличии непроницаемой границы формируется псевдорadiaльный режим течения. Этот режим возникает, когда зона нарушения давления в пласте существенно превышает расстояние между реальной и воображаемой скважинами. Тогда расстоянием между скважинами можно пренебречь и считать, что в пласте существует одна скважина с удвоенным расходом. При наличии границы постоянного давления темп давления в этот период резко падает, воздействия реальной и воображаемой скважины компенсируют друг друга.

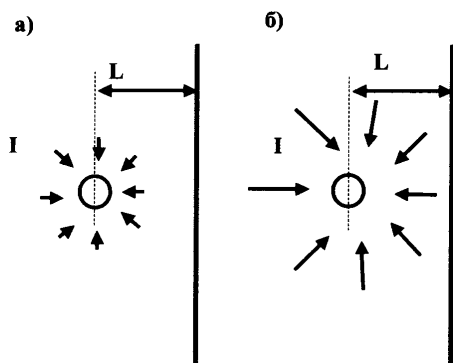


Рис. 4.5.1.3. Плоская вертикальная граница на расстоянии L от скважины I. а) – ранний радиальный поток, импульс давления не достиг границы пласта, б) – отражение от границы.

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и логарифмической производной при наличии одиночной границы определяется расстоянием от нее и фильтрационными свойствами пласта. Сразу после прекращения послепритока в стволе формируется радиальный (ранний радиальный) режим течения (интервал «ER» на рис. 4.5.1.4, 5), характеризующийся асимптотой к логарифмической производной (ER^*), параллельной оси абсцисс.

Далее, при наличии *непроницаемой границы* темп роста давления повышается, что приводит к аномальному росту логарифмической производной. Затем формируется псевдорadiaльный режим течения (интервал «R», асимптота R^* на рис. 4.5.1.4). Давление ведет себя как в однородной среде с в два раза меньшей проницаемостью (что соответствует работе в пласте фиктивной скважины с удвоенным расходом).

В обобщенных логарифмических координатах (рис. 4.5.1.4.6) в интервалах раннего радиального «ER» и псевдорadiaльного «R» течения значения ΔP аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* и R^*) с угловыми коэффициентами, отличающимися в два раза

При влиянии *границы постоянного давления* темп роста давления замедляется, стремясь в пределе к нулевой величине, соответственно резко снижается значение логарифмической производной (рис. 4.5.1.5).

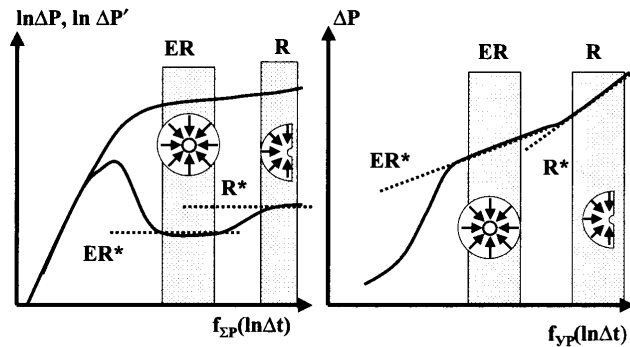


Рис. 4.5.1.4. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (а) и обобщенных логарифмических координатах (б). Диагностика одиночной вертикальной непроницаемой границы. В «LOG-LOG» координатах в интервалах раннего радиального «ER», псевдорadiaльного «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* и R^*) с угловым коэффициентом «0». В обобщенных логарифмических координатах в интервалах раннего радиального «ER», псевдорadiaльного «R» течения значения ΔP аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* и R^*) с угловыми коэффициентами, отличающимися в два раза.

Рис. 4.5.1.6 иллюстрирует влияние на результаты ГДИС расстояния до границы. Чем больше расстояние, тем большее время исследования необходимо, чтобы обнаружить границу. При малых расстояниях до границы (порядка первых десятков метров) формированию раннего радиального режима может

помещать послеприток. Для фиксации удаленных границ необходимо большое время исследования скважины. При уменьшении проницаемости пласта необходимое для диагностики границы время увеличивается.

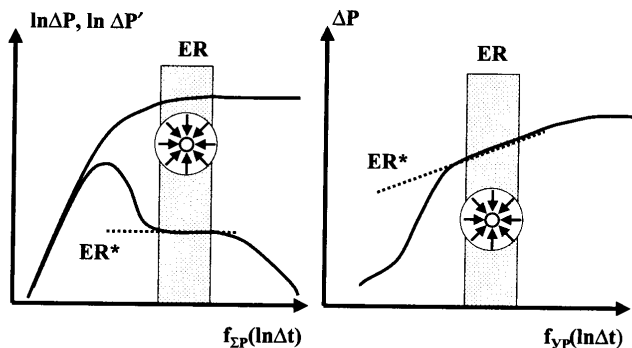


Рис. 4.5.1.5. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (а) и обобщенных логарифмических координатах (б). Диагностика одиночной вертикальной границы постоянного давления. В «LOG-LOG» координатах в интервале раннего радиального «ER» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейной зависимостью (ER^*) с угловым коэффициентом «0». В обобщенных логарифмических координатах в интервалах раннего радиального «ER» течения значения ΔP аппроксимируются линейной зависимостью (ER^*). Влияние границы диагностируется по резкому уменьшению значений логарифмической производной.

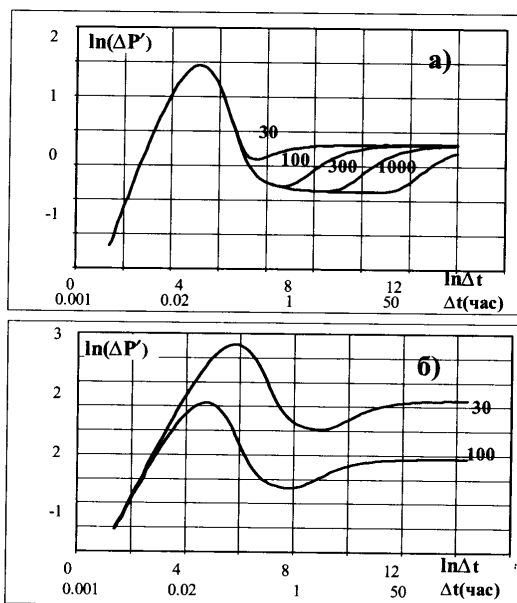


Рис. 4.5.1.6. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД (КВД), модель одиночной непроницаемой границы а) при проницаемости пласта 100 мД, расстоянии до границы 30, 100, 300, 1000 м (шифр кривых); б) расстоянии до границы 100 м, проницаемости пласта 30 и 100 мД (шифр кривых). Расчеты выполнены при скин-факторе +4.

4.5.2. Пересекающиеся границы (клин)

Модель описывает пласт, ограниченный двумя вертикальными пересекающимися границами, образующими угол α . Скважина 1 отстоит от границ на расстояния L_1 и L_2 (рис. 4.5.2.1).

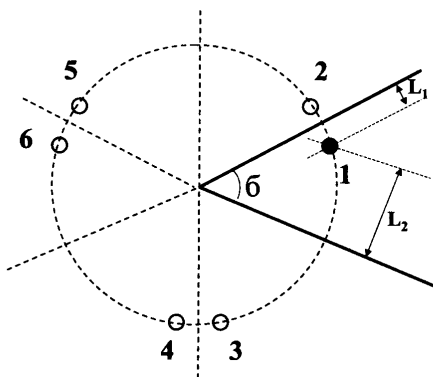


Рис. 4.5.2.1. Две плоские вертикальные непроницаемые границы (клин), пересекающиеся под углом 60° . Влияние границ эквивалентно возникновению наряду с реальной скважиной 1 пяти дополнительных скважин (2–6), являющихся отражением реальной скважины относительно границ.

Аналитическое соотношение для оценки давления в стволе, как и в предыдущем случае, можно получить методом источника. Только если при одиночной границе для ее учета необходимо было ввести одну воображаемую скважину, то для пересекающихся границ таких скважин нужно несколько. Причем подобная задача имеет простое аналитическое решение, если 360° полностью делится на величину угла между границами α (в практике ГДИС наиболее часто используются модели, характеризуемые углом $\alpha = 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ, 120^\circ$).

Рис. 4.5.2.1 иллюстрирует расположение воображаемых скважин при $\alpha=60^\circ$. За счет отражения скважины 1 относительно верхней границы возникает скважина 2. Скважина 4 – результат отражения скважины 2 от нижней границы. За счет отражения скважины 2 от нижней границы возникает скважина 3. Скважина 4 – результат отражения скважины 2 от нижней границы. Скважина 5 – результат отражения скважины 3 от верхней границы. И наконец, скважину 6 можно рассматривать как результат отражения скважины 5 от нижней границы либо скважины 4 от верхней.

Суммарное воздействие этих скважин определяет давление в стволе

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q\mu}{4\pi k \cdot h} \left\{ -Ei \left(\frac{\beta\mu r_c^2}{4k \cdot \Delta t} \right) - \sum_{m=0}^5 -Ei \left(\frac{\beta\mu L_{1m}}{4k \cdot \Delta t} \right) \right\} \quad (4.5.2.1)$$

где L_{1m} – расстояние между воображаемой скважиной с индексом m и реальной скважиной –1.

Характерные режимы течения

Особенности влияния пересекающихся границ при пуске скважины поясняются рис. 4.5.2.2. Вначале давление ведет себя так, как в неограниченном пласте (рис. 4.5.2.2.а). Затем при несимметричном расположении скважины относительно границ возможен псевдорadiaльный режим течения, связанный с влиянием ближайшей границы (рис. 4.5.2.2.б). При длительном дренировании пласта, когда размеры зоны нарушения становятся существенно больше, чем расстояние скважины относительно вершины угла, линии тока можно считать проходящими через вершину угла (рис. 4.5.2.2.в). Возникает поздний псевдорadiaльный режим течения.

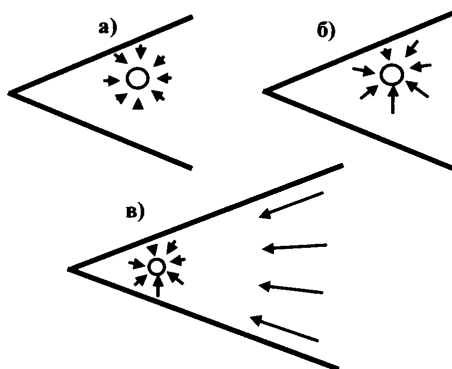


Рис. 4.5.2.2. Две плоские вертикальные непроницаемые границы (клин). а) – ранний радиальный поток, импульс давления не достиг границ, б) – отражение от ближайшей границы, в) – поздний псевдорadiaльный поток.

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и логарифмической производной при пересекающихся границах определяется величиной угла, образуемого границами, расположением скважины относительно границ и фильтрационными свойствами пласта (рис.4.5.2.3.а). Сразу после прекращения послепритока в стволе формируется радиальный (ранний радиальный) режим течения (интервал «ER»), характеризуемый отсутствием влияния границ. Асимптота к логарифмической производной (ER^*) в данном интервале параллельна оси абсцисс.

Далее формируется псевдорadiaльный режим, связанный с ближайшей границей (интервал « R_1 », асимптота R_1^*), который затем переходит в поздний псевдорadiaльный (интервал « R_2 », асимптота R_2^*). При симметричном расположении скважины относительно пересекающихся границ ранний радиальный режим течения сразу переходит в поздний псевдорadiaльный.

В обобщенных логарифмических координатах угловые коэффициенты асимптот ER^* и R_1^* отличаются в два раза, а асимптоты ER^* и R_2^* соотносятся между собой, как $360^\circ/\alpha$ (α – угол пересечения границ (рис. 4.5.2.3.б)).

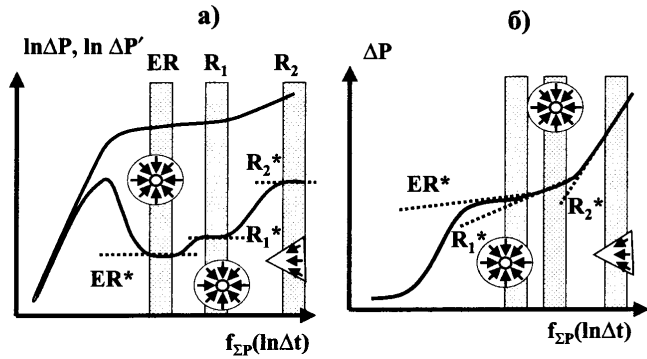


Рис. 4.5.2.3. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (а) и обобщенных логарифмических координатах (б). Диагностика пересекающихся границ. В «LOG-LOG» координатах в интервалах раннего радиального «ER», псевдорadiaльного « R_1 » и позднего псевдорadiaльного « R_2 » режимов течения. Значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* , R_1^* и R_2^*) с угловым коэффициентом «0».

Рис. 4.5.2.4 иллюстрирует влияние на результаты ГДИС величины угла и местоположения скважины. Рассматривается случай, когда скважина одинаково удалена от обеих границ, поэтому режим отражения от ближайшей границы не диагностируется. С увеличением расстояния от границ более четко проявляется ранний радиальный режим, а время, необходимое для формирования позднего псевдорadiaльного режима, увеличивается (рис. 4.5.2.4.а). Соответствующее данному режиму предельное значение логарифмической производной растет при уменьшении угла между границами (рис. 4.5.2.4.б), что соответствует более интенсивному дренированию пласта.

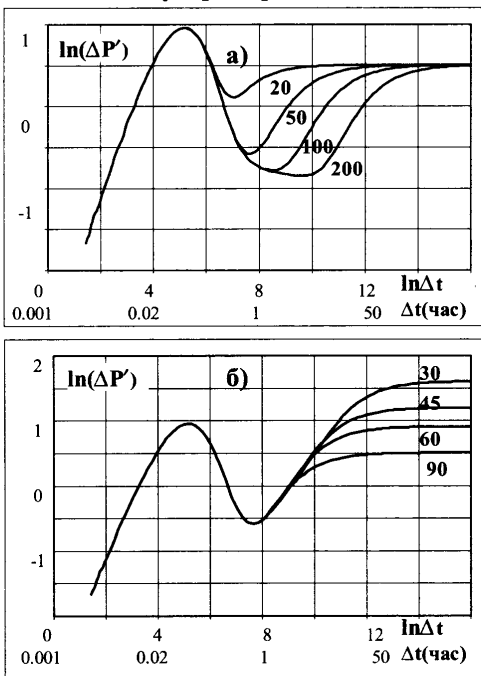


Рис. 4.5.2.4. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель двух непроницаемых пересекающихся границ: а) при расположении скважины на одинаковом расстоянии от границ 20, 50, 100 и 200 м (шифр кривых), угол между границами 90° ; б) при расположении скважины на расстоянии 50 м от границ, угол между границами $30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$ (шифр кривых). Расчеты выполнены при проницаемости пласта 100 мД, скин-факторе +4, коэффициенте послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

4.5.3. Две параллельные границы (русло)

Описание модели

Модель русловых отложений описывает пласт, ограниченный двумя вертикальными плоскопараллельными границами, отстоящими на расстоянии L друг от друга. Аналитическое соотношение для оценки давления в стволе также получают методом источника. Для описания учета фильтрации в русле в отличие от рассмотренных ранее случаев необходимо ввести бесконечное число воображаемых скважин. Их расположение определяется многократным отражением от границ. Возникновение воображаемых скважин поясняется рис. 4.5.3.1. На рисунке схематично изображена скважина 1, дренирующие русловые отложения. L_1 и L_2 – расстояния от скважины до правой и левой границ русла. 2 и 3 – воображаемые скважины, являющиеся отражением скважины «1» от правой и левой границ. Скважина 2, в свою очередь, отражается от левой границы, а скважина 3 – от правой. Так появляются воображаемые скважины 4 и 5. И так далее. Таким образом, возникают две группы воображаемых скважин, удаленность которых от реальной скважины можно рассчитать по формулам:

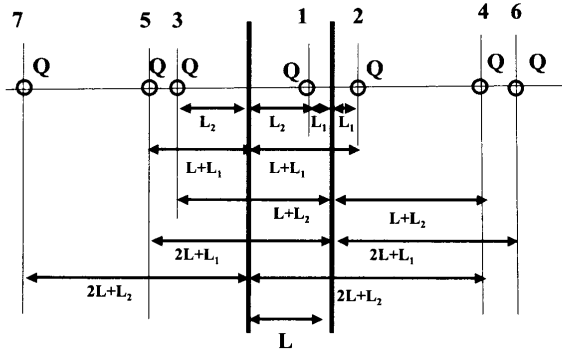


Рис. 4.5.3.1. Две плоские параллельные вертикальные непроницаемые границы (русло). Влияние границ русла эквивалентно возникновению наряду с реальной скважиной 1 ряда дополнительных скважин (2, 3, 4...), являющихся отражением реальной скважины относительно границ русла.

$$\begin{aligned} \bar{L}_1 &= L_1 + nL; n = 0, 1, 2, \dots, \infty, \\ \bar{L}_2 &= L_2 + nL; n = 0, 1, 2, \dots, \infty. \end{aligned} \quad (4.5.3.1)$$

Суммарное воздействие этих скважин определяет давление в стволе

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q\mu}{4\pi k \cdot h_{раб}} \left\{ -Ei \left(\frac{\beta\mu r_c^2}{4k \cdot \Delta t_{раб}} \right) - \sum_{n=0}^{\infty} -Ei \left(\frac{\beta\mu \bar{L}_1^2}{4k \cdot \Delta t_{раб}} \right) - \sum_{n=0}^{\infty} -Ei \left(\frac{\beta\mu \bar{L}_2^2}{4k \cdot \Delta t_{раб}} \right) \right\}. \quad (4.5.3.2)$$

Характерные режимы течения

Особенности влияния русла при пуске скважины поясняются рис. 4.5.3.2. Вначале давление ведет себя так, как будто пласт неограничен. Затем при несимметричном расположении скважины в русле начинается псевдорadiaльный режим течения, связанный с влиянием ближайшей границы. При длительном дренировании пласта линии тока становятся параллельными границам русла. Режим течения становится линейным.

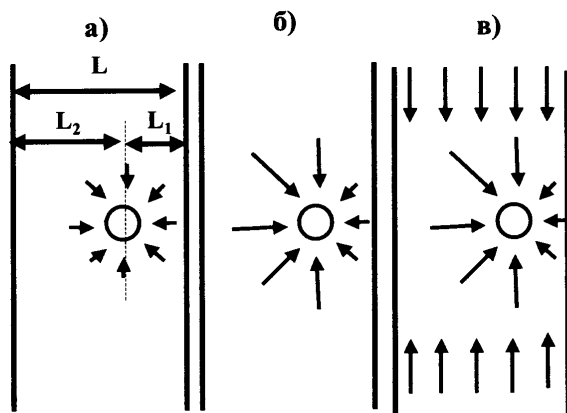


Рис. 4.5.3.2. Две плоские параллельные вертикальные непроницаемые границы (русло), a – расстояние от скважины до ближайшей из границ, L – расстояние между границами (ширина русла). a) – ранний радиальный поток, импульс давления не достиг границ русла, b) – отражение от ближайшей границы, $в$) – линейный поток (вдоль русла).

Особенности поведения логарифмической производной

Поведение давления и логарифмической производной при дренировании русла определяется его шириной, расположением скважины относительно границ русла и фильтрационными свойствами пласта. Сразу после прекращения послепритока в стволе формируется радиальный (ранний радиальный) режим течения (интервал «ER» на рис. 4.5.3.3), характеризуемый асимптотой к логарифмической производной (ER^*), параллельной оси абсцисс.

Затем формируется псевдорadiaльный режим течения, связанный с ближайшей границей (интервал «R», асимптота R^* , на рис. 4.5.3.3), который затем переходит в линейный (L, L^*). При расположении скважины ближе к середине русла увеличивается продолжительность раннего радиального режима за счет псевдорadiaльного (интервал ER^*).

Рис. 4.5.3.4.a иллюстрирует влияние на результаты ГДИС ширины русла при расположении скважины в его середине. В этом случае сразу после послепритока возникает ранний радиальный режим течения. При малой ширине русла его формированию препятствует влияние границ, наблюдается линейный режим течения. Чем больше ширина русла, тем отчетливее проявляется ранний радиальный режим и тем позднее формируется линейный.

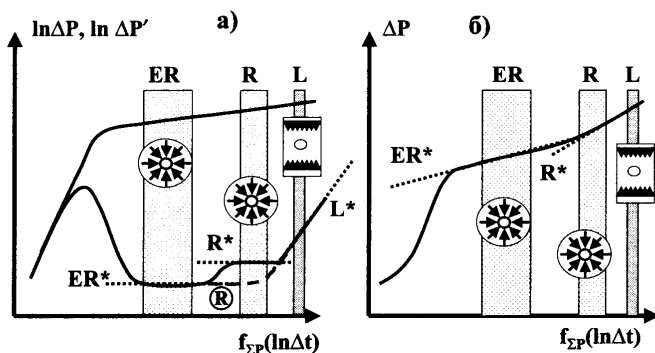


Рис. 4.5.3.3. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (а) и обобщенных логарифмических координатах (б). Диагностика русла. В «LOG-LOG» координатах в интервалах раннего радиального «ER», псевдорадиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* и R^*) с угловым коэффициентом «0», а интервал линейного течения, линейной зависимостью (L^*) с угловым коэффициентом 0.5. * – При расположении скважины вблизи середины канала псевдорадиальный режим не диагностируется.

При асимметричном расположении скважины в русле при достаточной его ширине дополнительно наблюдается псевдорадиальный режим отражения от ближайшей границы (рис. 4.5.3.4.б).

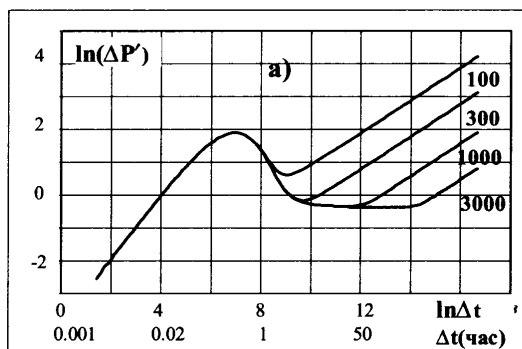
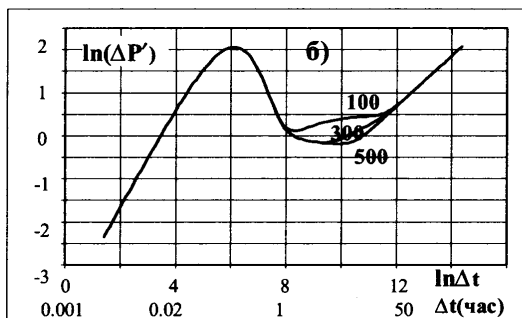


Рис. 4.5.3.4. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель русла с непроницаемыми границами. а) при расположении скважины в середине русла шириной 100, 300, 1000, 3000 м (шифр кривых); б) при расположении скважины в русле шириной 1000 м, на расстоянии 100, 300 и 500 м от одной из границ. Расчеты выполнены при проницаемости пласта 100 мД, скин-факторе +4, коэффициенте послепритока 0.05 м³/МПа.



4.5.4. Три взаимно пересекающиеся границы (полуограниченное русло)

Описание модели

Модель описывает пласт, ограниченный тремя взаимно перпендикулярными вертикальными границами раздела, двумя параллельными продольными, расположенными на расстоянии L друг от друга и одной поперечной. Расстояние от скважины до продольных границ – « L_1 » и « L_2 », поперечной – « L_3 ».

Особенность решения данной задачи методом источника в том, что рассмотренный в разделе 4.5.3 бесконечный ряд воображаемых скважин, дополнительно отражается от поперечной границы. Таким образом, количество контролирующих поле давления источников удваивается.

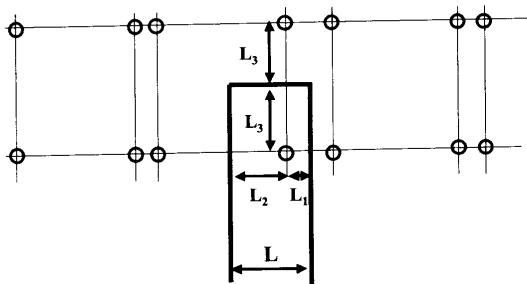


Рис. 4.5.4.1. Три взаимно-перпендикулярные границы (ограниченное русло). Влияние границ русла эквивалентно возникновению наряду с реальной скважиной двух рядов дополнительных скважин, являющихся отражением реальной скважины относительно границ русла.

Характерные режимы течения

При расположении скважины в полуограниченном русле принципиально возможны четыре режима течения. Ранний радиальный режим возникает, когда влияния границ не ощущается (рис.4.5.4.2.а). Отражение от ближайшей границы возможно, если скважина расположена существенно ближе к одной из границ (рис. 4.5.4.2.б). Линейный режим характеризует влияние двух параллельных друг другу продольных границ (рис.4.5.4.2.в). Поздний линейный режим формируется, если наряду с продольными границами влияет и поперечная граница (рис. 4.5.4.2.г). В каждом конкретном случае, в зависимости от взаимного расположения скважины и границ, могут проявиться все режимы или некоторые из них.

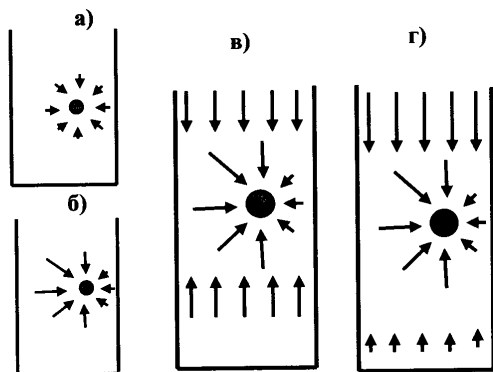


Рис. 4.5.4.2. Три плоские взаимно-перпендикулярные вертикальные непроницаемые границы (ограниченное русло), а) – ранний радиальный поток б) – отражение от ближайшей границы в) – линейный поток (вдоль русла), г) – поздний линейный поток (отражение от поперечной границы).

Особенности поведения логарифмической производной

На рис. 4.5.4.3 приведен пример поведения логарифмической производной в ограниченном русле для случая, когда проявляется влияние всех возможных в данном случае режимов течения. Сразу после прекращения послепритока в стволе формируется радиальный (ранний радиальный) режим течения (интервал «ER» на рис. 4.5.4.3), характеризуемый асимптотой к логарифмической производной (ER^*), параллельной оси абсцисс.

Далее формируется псевдорadiaльный режим течения, связанный с ближайшей границей (интервал «R», асимптота R^* , на рис. 4.5.4.3). Этот режим затем переходит в линейный (L, L^*) и поздний линейный (LL, LL^*).

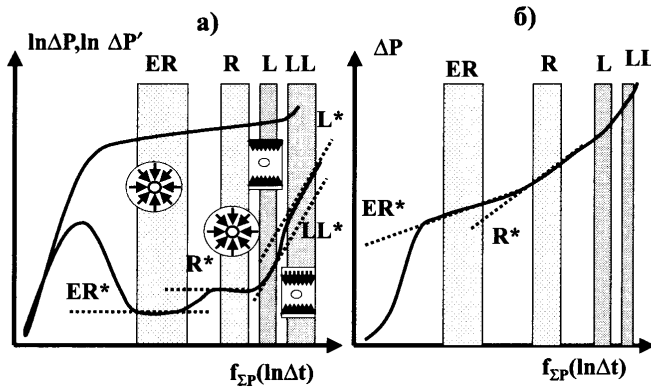


Рис. 4.5.4.3. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» (а) и обобщенных логарифмических координатах (б). Диагностика ограниченного русла. В «LOG-LOG» координатах (а) в интервалах раннего радиального «ER», псевдорadiaльного «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER^* и R^*) с угловым коэффициентом «0», интервалы линейного и позднего течения – линейными зависимостями (L^* и LL^*) с угловым коэффициентом 0.5. В обобщенных логарифмических координатах (б) интервалы радиального и псевдорadiaльного режимов характеризуются линейными асимптотами (ER^* и R^*) с угловыми коэффициентами, отличающимися в два раза.

Рис. 4.5.4.4 иллюстрирует случай, когда те или иные режимы течения могут быть подавлены или вовсе отсутствовать. На рис. 4.5.4.4.а показаны особенности поведения логарифмической производной при одинаковой удаленности скважины от продольных границ и ширине русла в зависимости от расстояния до поперечной границы. В такой ситуации ранний радиальный режим сразу переходит в линейный, а затем в поздний линейный. Ранний радиальный режим не проявляется при малом расстоянии до ближайшей (в данном случае поперечной) границы. Рис. 4.5.4.4.б отображает эффект влияния поперечных границ, если продольная – удалена. Такая модель сначала ведет себя аналогично неограниченному руслу, но при достаточном времени исследования наряду с линейным диагностируется поздний линейный режим.

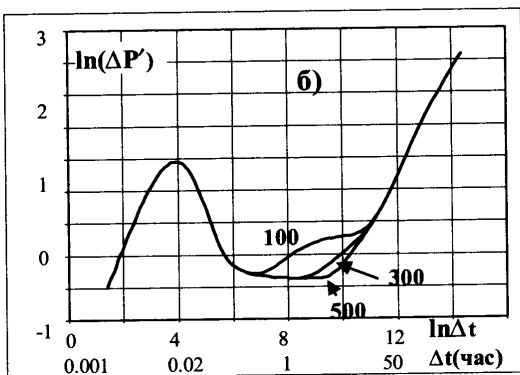
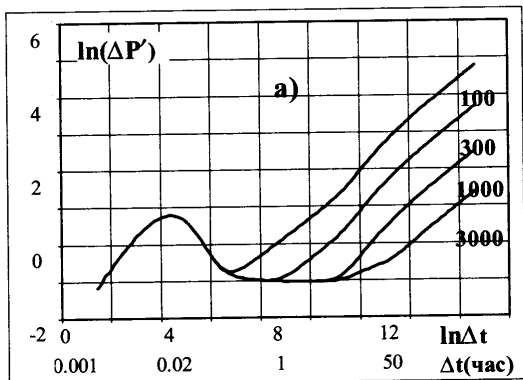


Рис. 4.5.4.4. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель полуограниченного русла с непроницаемыми границами. а) при расположении скважины в середине русла шириной 100, 300, 1000, 3000 м (шифр кривых) на расстоянии 500 м от поперечной границы; б) при расположении скважины в русле шириной 1000 м, на расстоянии 100, 300 и 500 м (шифр кривых) от одной из продольных границ. Расстояние до поперечной границы 1500 м. Расчеты выполнены при проницаемости пласта 200 мД, скин-факторе +4, коэффициенте послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

4.5.5. Полностью ограниченный пласт (линза)

Модель описывает пласт, ограниченный четырьмя взаимно-перпендикулярными вертикальными границами раздела, т. е. имеет осевое сечение в форме прямоугольника со сторонами L_x и L_y . Расстояние от скважины до продольных границ — L_1, L_2, L_3, L_4 (рис. 4.5.5.1).

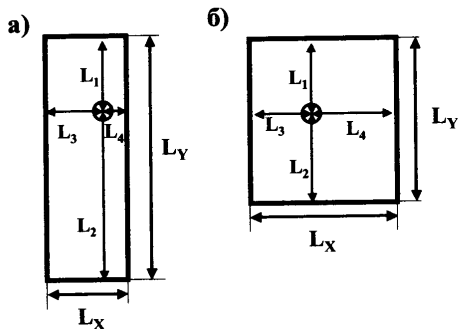


Рис. 4.5.5.1. Четыре взаимно-перпендикулярные границы (линза). а) вытянутая, б) компактная.

Особенность решения данной задачи методом источника в том, что воображаемые скважины возникают путем отражения реальной скважины от всех четырех границ.

По наиболее вероятным режимам течения, возникающим в пласте, различают модели вытянутой и компактной линзы. Для вытянутой линзы (рис. 4.5.5.1.а) характерно многократное превышение длины одной из сторон над другой. В компактной линзе стороны (рис.4.5.5.1.б) сравнимы.

4.5.5.1. Вытянутая линза

Характерные режимы течения

При расположении скважины в полностью ограниченном пласте, в случае, если его сечение имеет форму вытянутой линзы, принципиально возможны те же режимы течения, что и для полуограниченного русла. Это ранний радиальный режим (влияния границ не ощущается, рис.4.5.5.2.а), отражение от ближайшей границы (рис.4.5.5.2.б), линейный режим (характеризует влияние двух параллельных друг другу продольных границ, рис.4.5.5.2.в), поздний линейный режим (влияние поперечной границы, рис. 4.5.5.2.г.).

Поздний линейный режим, если исследование достаточно длительно, сменяется режимом истощения, когда связанное со скважиной нарушение давления в пласте достигает всех границ (рис.4.5.5.2.д). В данный временной отрезок влияние формы линзы и расположения скважины малозначимо. Существенным является лишь общий запас упругой энергии в линзе, определяемый площадью ее сечения.

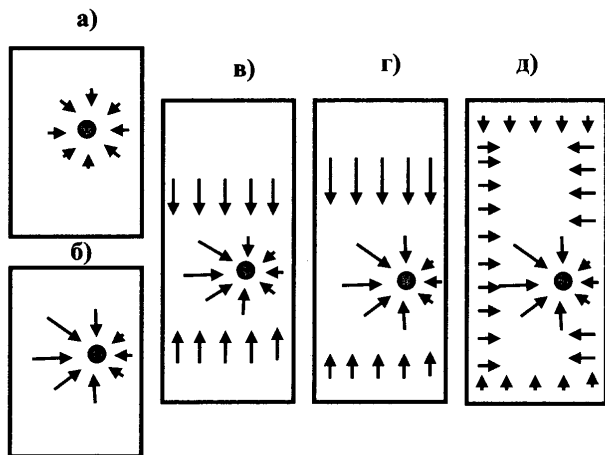


Рис. 4.5.5.2. Четыре плоские взаимно-перпендикулярные вертикальные непроницаемые границы (вытянутая линза): а) – ранний радиальный поток, б) – отражение от ближайшей границы, в) – линейный поток (вдоль ближайших продольных границ), г) – поздний линейный поток (отражение от ближайшей поперечной границы), д) – истощение (влияние всех границ).

Особенности поведения логарифмической производной

Случай, когда на логарифмическую производную влияют все названные режимы течения, крайне редок. На рис.4.5.5.3.a приведен пример поведения логарифмической производной в вытянутой линзе для случая, когда проявляется наиболее типичные для данного объекта один из радиальных режимов (интервал «R»), один из линейных (L) и режим истощения (E), характеризуемые асимптотами к логарифмической производной (R^* , L^* и E^*).

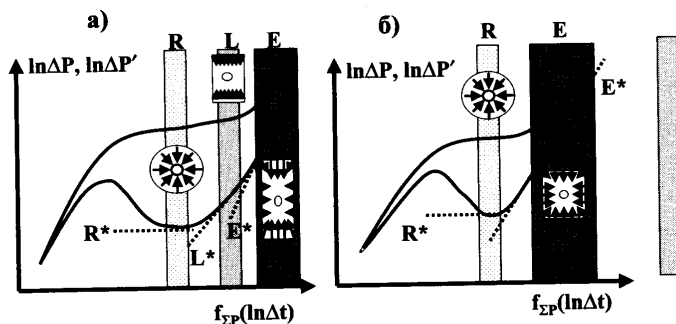


Рис. 4.5.5.3. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах. Диагностика вытянутой (а) и компактной (б) линзы. В интервалах радиального «R», линейного «L» и режима истощения «E», значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (R^* , L^* и E^*) с угловыми коэффициентами «0», «0.5» и «1». В компактной линзе отсутствует линейный режим и более ярко выражен режим истощения.

Рис. 4.5.5.4 иллюстрирует влияние на логарифмическую производную размеров линзы и местоположения скважины в линзе. Рис. 4.5.5.4.a соответствует случаю расположения скважины в середине линзы при ее различной ширине. С ростом ширины линзы увеличивается продолжительность радиального режима и уменьшается – линейного (последнее происходит за счет уменьшения разницы между длиной и шириной). Рис. 4.5.5.4.б соответствует случаю, когда форма и размеры линзы не меняются. Одинакова также удаленность линзы от продольных границ. Меняется положение скважины относительно поперечных границ. По мере приближения скважины к одной из границ появляются и делаются более четкими признаки уже не одного, а двух линейных режимов (с влиянием и без поперечной границы). Но переходные процессы, связанные со сменой одного режима другим, затрудняют диагностику этих режимов.

Но все же во всех перечисленных ситуациях режим истощения является доминирующим. Это особенно наглядно видно в реальной шкале времени. В пределах режима истощения, превалирующего по продолжительности, наблюдается линейная зависимость приращения давления от времени (рис. 4.5.5.5.a).

Рис. 4.5.5.4. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель вытянутой линзы с непроницаемыми границами. а) при расположении скважины в середине линзы длиной 3000 м и шириной 100, 300, 1000 м (шифр кривых), б) в линзе длиной 100 м и шириной 3000 м, при одинаковой удаленности скважины от продольных границ (50 м) и расположении скважины на расстоянии 1500, 500 и 150 м от поперечной границы. Расчеты выполнены при проницаемости пласта 200 мД, скин-факторе +4, коэффициенте послепритока $0.05 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

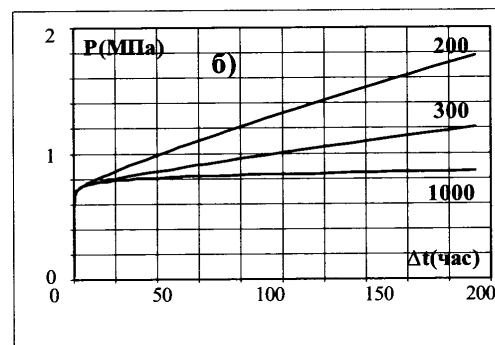
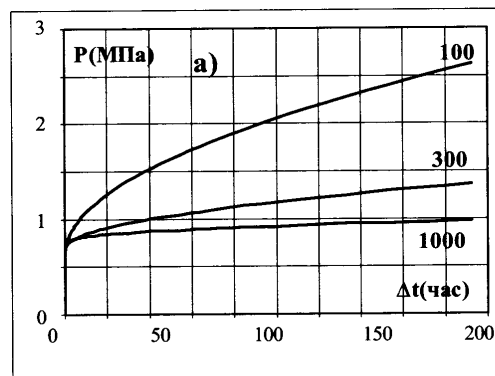
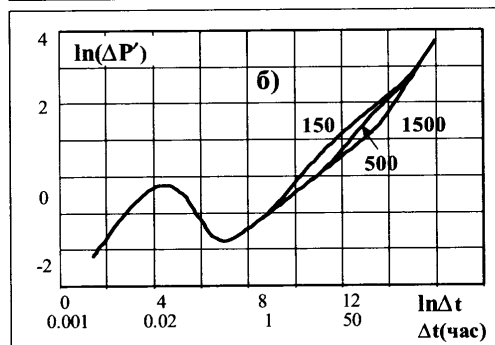
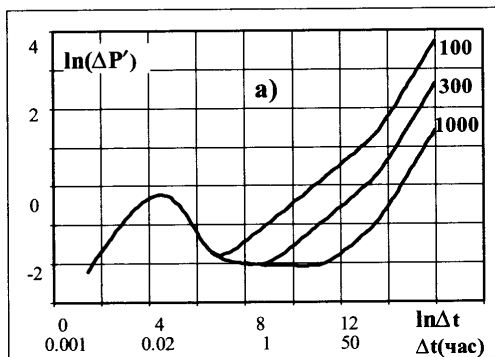


Рис. 4.5.5.5. КСД в координатах «давление время» для модели вытянутой (а) и компактной (б) линзы. Скважина расположена в середине линзы. а) линза имеет длину 3000 м и ширину 100, 300 и 1000 м (шифр кривых) и площадь 0.3, 0.6 и 3 км², б) линза имеет длину и ширину 200, 300 и 1000 м (шифр кривых) и площадь 0.04, 0.09 и 1 км². Условия расчета давления те же, что и для рис. 4.5.4.4.

4.5.5.2. Компактная линза

Характерные режимы течения

В данном случае вследствие близости продольной и поперечной ширины линзы в пласте не могут реализоваться линейные режимы течения. После прекращения влияния послепритока наблюдается ранний радиальный режим (рис. 4.5.5.6.а). При благоприятных условиях (достаточных размерах линзы и асимметричном расположении скважины относительно границ) прослеживается режим отражения от ближайшей границы (рис. 4.5.5.6.б). Доминирует, как и в случае вытянутой линзы, режим истощения (рис. 4.5.5.6.в).

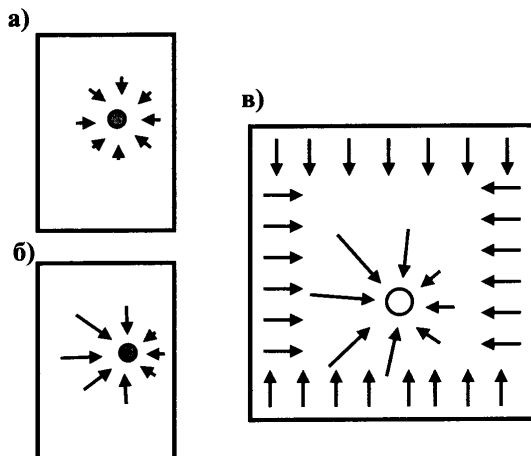


Рис. 4.5.5.6. Четыре плоские взаимно-перпендикулярные вертикальные непроницаемые границы (компактная линза), а) – ранний радиальный поток, б) – отражение от ближайшей границы, в) – истощение (влияние всех границ).

Особенности поведения логарифмической производной

Наиболее общие закономерности поведения логарифмической производной в компактной линзе иллюстрирует рис. 4.5.5.3.б. Проявляется один из радиальных режимов (интервал R) и режим истощения (E), характеризующиеся асимптотами к логарифмической производной (R^* и E^*).

Рис. 4.5.5.7 иллюстрирует влияние на логарифмическую производную размеров линзы и местоположения скважины в линзе. Рис. 4.5.5.7.а соответствует случаю расположения скважины в середине линзы с сечением в форме квадрата при различной длине его стороны. С ростом размеров линзы увеличивается продолжительность радиального режима и уменьшается – длительность режима истощения (последнее происходит за счет увеличения объема резервуара). Рис. 4.5.5.7.б соответствует случаю, когда размеры линзы не меняются. Одинакова также удаленность линзы от продольных границ. Меняется положение скважины относительно поперечных границ. По мере приближения скважины к одной из границ фиксируется радиальный режим отражения от ближайшей границы.

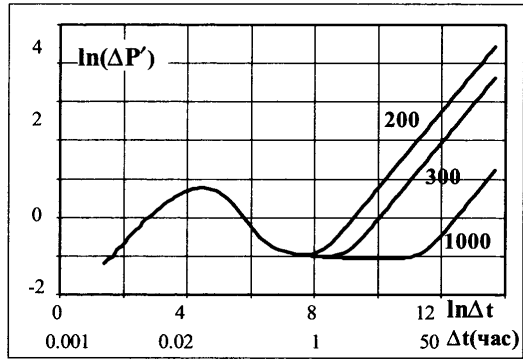
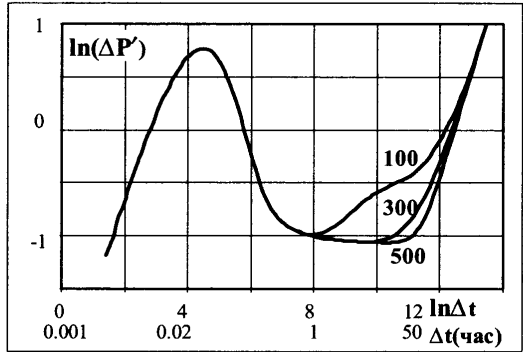


Рис. 4.5.5.7. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД, модель компактной линзы с непроницаемыми границами. а) при расположении скважины в середине линзы с одинаковой длиной шириной 200, 300, 1000 м (шифр кривых), б) в линзе длиной и шириной 1000 м при одинаковой удаленности скважины от продольных границ (500 м) и на расстоянии 100, 300, 500 м (шифр кривых) от одной из поперечных. Расчеты выполнены при проницаемости пласта 200 мД, скин-факторе +4, коэффициенте послепритока 0.05 м³/МПа.



Но и в данном случае, как и для вытянутой линзы, доминирующим является режим истощения В пределах данного режима наблюдается линейная зависимость приращения давления от времени (рис. 4.5.5.6). Для компактной линзы данный режим проявляется более четко, чем для вытянутой. В конкретном рассматриваемом случае это связано с меньшей площадью линзы, а при сравнимой площади – с отсутствием в компактной линзе экранирующего влияния линейного течения. В середине вытянутой линзы при ее существенно большей площади сильнее падает давление. То есть поле давления в пласте характеризуется большей неоднородностью.

4.6. Комплексные модели «скважина–пласт»

4.6.1. Горизонтальная скважина в ограниченном пласте

Наиболее простой и самый распространенный способ построения комплексных моделей состоит в формальном соединении рассмотренных ранее элементов (типа скважины, строения пласта и геометрии его границ). Такой подход правомерен, поскольку чаще всего влияние перечисленных факторов разделено во времени, но он не является универсальным. Однако есть ситуации,

когда применять его формально нельзя. К их числу относится модель горизонтальной скважины, где размеры вскрытой части пласта сравнимы с расстоянием до его границ. Это означает, что геометрическая форма пласта изначально становится неотъемлемым атрибутом модели [1, 2, 8, 28–33 и др.].

4.6.1.1. Описание модели и характерные режимы течения

В рассматриваемой модели пласт ограничен поверхностью прямоугольного параллелепипеда с двумя горизонтальными (x, y) и одной вертикальной (z) осью длины L_x и ширины L_y . $L_z = h$ – высота пласта. Скважина описывается как круговой цилиндр, ориентированный по горизонтальной оси (x) радиуса R и длины $L_{скв}$. Пласт – однородная анизотропная среда, характеризуемая проницаемостью вдоль горизонтальных осей k_x, k_y и вертикальной проницаемостью k_z , проницаемость в горизонтальной плоскости $k_{xy} = \sqrt{k_x k_y}$, в вертикальной, перпендикулярной оси скважины $k_z = \sqrt{k_y k_z}$ (рис. 4.6.1.1). Расстояния от оси скважины до горизонтальных границ пласта: ближней – d , дальней – D ($h = D + d$ – мощность пласта).

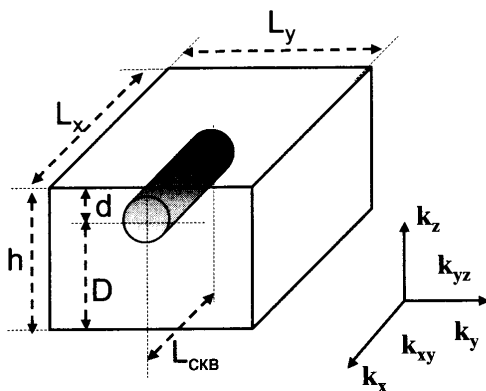


Рис. 4.6.1.1. Модель горизонтальной скважины в ограниченном пласте. $L_{скв}$ – длина горизонтальной части ствола, d, D – расстояние до ближайшей и дальней горизонтальной границ пласта, L_x и L_y – длина и ширина пласта (русла), x, y, z – ориентация осей, k_x, k_y, k_z – проницаемости пласта в направлении осей, k_{xy}, k_{yz} – проницаемости пласта в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

После пуска скважины в окружающем коллекторе принципиально возможно возникновение нескольких сменяющих друг друга режимов течения.

Непосредственно после пуска наблюдается так называемый «ранний радиальный режим». При этом импульс давления движется по высоте пласта. На скорость его распространения влияет вертикальная проницаемость (рис. 4.6.1.2).

После того как импульс давления достигает ближней границы пласта, начинается «полурадиальный режим течения» (рис. 4.6.1.3).

Рис. 4.6.1.2. Горизонтальная скважина, ранний радиальный поток (на течение в пласте еще не влияют границы).

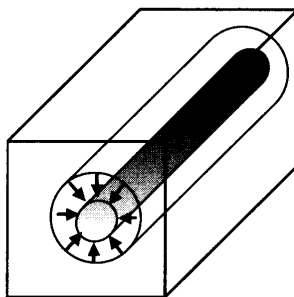
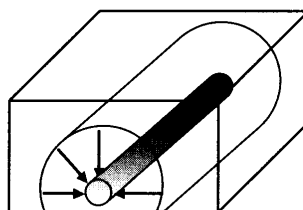


Рис. 4.6.1.3. Горизонтальная скважина, полурадиальный поток (на течение в пласте влияет ближняя горизонтальная граница).



После достижения импульсом обеих вертикальных границ начинается «ранний линейный режим течения». В результате очень высокой проводимости ствола можно считать, что импульс давления распространяется по нему мгновенно. Причем влияние изменения давления на концах скважины пока еще несущественно (рис. 4.6.1.4). Поэтому линии тока ориентированы по простиранию пласта в направлении, перпендикулярном оси скважины.

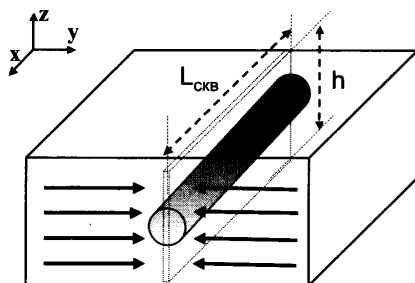


Рис. 4.6.1.4. Горизонтальная скважина, ранний линейный поток (на течение в пласте влияют горизонтальные границы). Влияние скважины эквивалентно влиянию вертикальной щели, проходящей вдоль оси x .

При русловом строении пласта, когда ширина пласта существенно больше его длины ($Lx \gg Ly$), может наблюдаться так называемый «поздний линейный режим» (рис. 4.6.1.5.а). Линии тока ориентированы по простиранию пласта в направлении, совпадающем с осью скважины.

При большой протяженности пласта по простиранию по прошествии длительного времени может наблюдаться так называемый «эллиптический режим течения», переходящий в псевдорadiaльный (рис. 4.6.1.5.б).

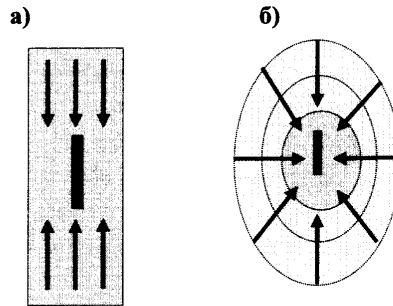


Рис. 4.6.1.5. Горизонтальная скважина: а) поздний линейный поток в русловых отложениях (на течение в пласте влияют горизонтальные и продольные вертикальные границы); б) эллиптический поток, переходящий в псевдорadiaльный в неограниченном по простиранию пласте (на поток влияют только горизонтальные границы).

Ранний радиальный режим

Расчетное соотношение для оценки давления в горизонтальном стволе при раннем радиальном режиме фильтрации соответствует условию, когда влияние границ пласта на работу скважины отсутствует. Аналог соотношения (3.5.3.3) для этих условий имеет вид:

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{yz} L_{скв}} \left\{ \ln \left(\frac{2.25 \cdot k_{yz} \Delta t_{раб}}{\mu \beta r_c^2} \right) + 2s \right\}. \quad (4.6.1.1)$$

Легко видеть, что соотношение (4.6.1.1) получено заменой в (3.5.3.3) проницаемости пласта k на его проницаемость в вертикальной плоскости k_{yz} , работающей мощности пласта h на работающую длину ствола $L_{скв}$ горизонтальной скважины.

Еще одна особенность соотношения (4.6.1.1) состоит в том, что интегральный скин-фактор помимо уже описанных компонент включает принципиально новую составляющую, учитывающую потери энергии за счет дренирования анизотропной среды

$$S_a = \ln \left[0.5 \left(\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_z}} + \sqrt[4]{\frac{k_z}{k_y}} \right) \right]. \quad (4.6.1.2)$$

Легко видеть, что в изотропной среде ($k_y = k_z$) $S_a = \ln(1) = 0$.

Полурадиальный режим

Расчетное соотношение для оценки давления в стволе при полурадиальном режиме соответствует условию, когда ось скважины лежит вблизи одной из горизонтальных границ, а влияние других отсутствует. То есть скважина дренирует полуограниченную среду. Аналог соотношения (3.5.3.3) для этих условий имеет вид

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_{yz} L_{скв}} \left\{ \ln \left(\frac{2.25 \cdot k_{yz} \Delta t_{раб}}{\mu \beta r_c^2} \right) + 2s \right\}. \quad (4.6.1.3)$$

Более значимой, чем анизотропия окружающей среды, в данном случае является так называемая геометрическая составляющая скин-фактора. Эта составляющая связана с искривлением линий тока в околоскважинном пространстве в связи с близостью отражающей горизонтальной границы. Для ее расчета используется приближенное соотношение

$$S_a = \ln \left[\left(1 + \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \right) \frac{d}{r_c} \right]. \quad (4.6.1.4)$$

Легко видеть, что при $d=0$, (a соответствует оси скважины, лежащей в точности на горизонтальной границе пласта) линии тока направлены по радиусам к стволу $S_a=0$.

Ранний линейный режим течения

Ранний линейный режим характеризует движение флюида к стволу вдоль горизонтальных границ в отсутствие существенного искажающего влияния потоков в начале и конце горизонтального ствола. В этом случае влияние скважины эквивалентно воздействию вертикальной щели с длиной, равной длине ствола, а высотой – мощности пласта $h_{раб}$. Формула для оценки давления в скважине применительно к данному случаю аналогична соотношению (4.3.2.7), используемому для трещины неограниченной проводимости

$$\begin{aligned} P_c &= P_{пл} - \frac{2 \cdot q \cdot \mu}{k_y \cdot h_{раб}} \sqrt{\frac{\chi \Delta t_{раб}}{\pi}} + \frac{q\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{yz}} s_c = \\ &= P_{пл} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{Q}{h_{раб} L_{скв}} \sqrt{\frac{\mu}{k_y \cdot \beta}} \sqrt{\Delta t_{раб}} + \frac{Q\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{yz} L_{скв}} s_t. \quad (4.6.1.5) \end{aligned}$$

В соотношении (4.6.1.5) учтено, что величина q представляет собой расход на единицу длины горизонтального ствола скважины $Q=q/L_{скв}$. Массоперенос контролируется проницаемостью k_y в направлении, перпендикулярном ориентации ствола.

Еще одним существенным отличием соотношения (4.6.1.5) от аналогичной формулы, описывающей поведение трещины (4.3.2.7), является специфический способ определения скин-фактора. Интегральный скин-фактор s_m , входящий в соотношение (4.6.1.5), не адекватен своему аналогу для раннего радиального и полурадального режимов течения. Этот параметр характеризует несовершенство скважины при линейной геометрии потока.

Он имеет специфическую (геометрическую) составляющую, связанную с искривлением линий тока вблизи ствола, и рассчитывается следующим образом:

$$S_c = \frac{\pi \cdot r_c}{h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_z}{k_x} \sin \frac{\pi d}{h}} \right) \quad (4.6.1.6)$$

Разность $s_a = s_m - s_c$ характеризует воздействие прочих причин, основной из которых является несовершенство вскрытия скважины (кольматация призабойной зоны, влияние подземного оборудования, частичное вскрытие и пр.).

Поздний линейный режим течения

Поздний линейный режим характеризуется движением флюида к стволу вдоль всех продольных границ (как горизонтальных, так и вертикальных) в отсутствие существенного искажающего влияния потоков в начале и конце горизонтального ствола. В этом случае влияние скважины эквивалентно воздействию вертикальной щели с шириной, равной ширине пласта L_y , а высотой – мощности пласта $h_{раб}$. Формула для оценки давления в скважине применительно к данному случаю аналогична соотношению (4.6.1.5)

$$P_c = P_{пл} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{Q}{h_{раб} L_y} \sqrt{\frac{\mu}{k_x \cdot \beta}} \sqrt{\Delta t} + \frac{Q\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{xz} L_{скв}} s_t \quad (4.6.1.7)$$

Массоперенос контролируется проницаемостью k_x в направлении, перпендикулярном ориентации ствола.

Интегральный скин-фактор, как и в предыдущем случае, содержит геометрическую составляющую, определяемую по формуле (4.6.1.6). Величина $s_a = L_{скв} (s_m - s_c) / L_y$ характеризует несовершенство вскрытия скважины.

Псевдорадальный режим течения

Псевдорадальный режим течения характеризуется отсутствием влияния на течение флюида всех поперечных границ пласта. В этом случае давление в скважине контролируется горизонтальной проницаемостью пласта

$$P_c = P_{пл} - \frac{Q\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{xy} h_{раб}} \left\{ \ln \left(\frac{2.25 \cdot k_{xy} \Delta t_{раб}}{\mu \beta L_{скв}^2} \right) + 2s \right\} .$$

Интегральный скин-фактор включает геометрическую составляющую, рассчитываемую по формуле (4.6.1.6).

4.6.1.2. Особенности поведения логарифмической производной

В зависимости от конкретных условий (длины горизонтального ствола, размеров пласта, положения скважины относительно границ) некоторые из перечисленных режимов могут проявиться четко. Влияние других может быть незначительным или вовсе отсутствовать.

Рис. 4.6.1.6 иллюстрирует поведение давления и его логарифмической производной в «LOG-LOG» координатах в случае малой (порядка десятков метров) длины горизонтального ствола и отсутствия существенного влияния поперечных границ пласта. В этом случае преобладает влияние радиальных режимов течения. Сразу по окончании послепритока (интервал «Q» на рис. 4.6.1.6) могут наблюдаться ранний радиальный и полураддиальный режимы течения (интервалы «ER₁» и «ER₂»). На заключительной стадии исследования наблюдается псевдораддиальное течение (интервал «R»). В данных условиях его влияние является доминирующим.

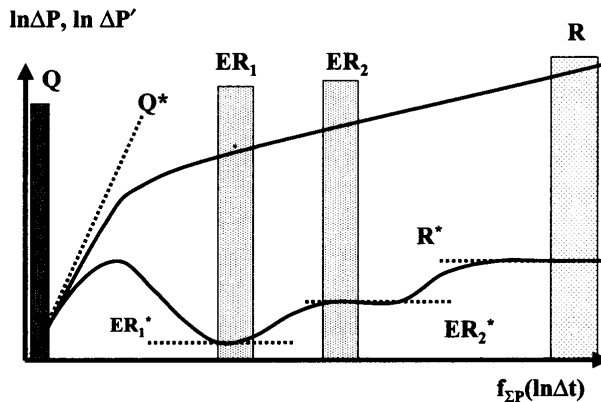


Рис. 4.6.1.6. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика горизонтальной скважины в неограниченном по простиранию пласте). В интервалах послепритока «Q», раннего радиального «ER₁», полураддиального «ER₂» и псевдораддиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (Q^* , ER_1^* , ER_2^* , и R^*) с угловым коэффициентом «0», в интервале послепритока «Q» – с угловым коэффициентом «1». Сразу после полураддиального режима течения скважина выходит на псевдораддиальный режим. Ввиду малой длины ствола ранний линейный режим не фиксируется.

При длине ствола порядка нескольких сотен метров его влияние более существенно и на логарифмической производной ярко выражен интервал раннего линейного течения (интервал «L» на рис. 4.6.1.7), который, если длительность исследования достаточно, переходит в псевдо радиальный (рис. 4.6.1.7.6).

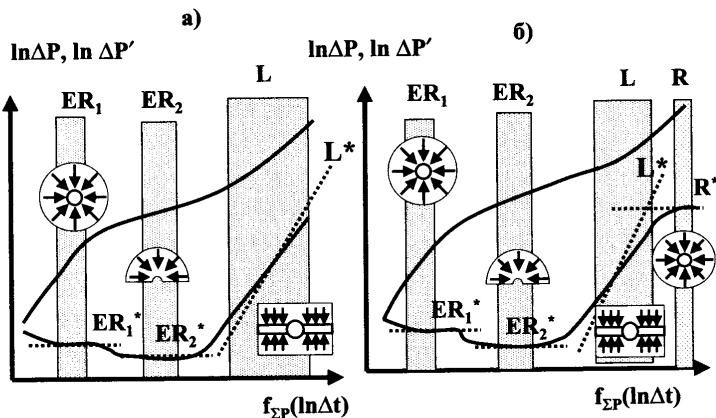


Рис. 4.6.1.7. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в «LOG-LOG» координатах (диагностика режимов течения в горизонтальной скважине в неограниченном по простираюнию пласте) при длине горизонтального ствола 800 (а) и 400 (б) м. В интервалах раннего радиального «ER₁», полурадиального «ER₂» и псевдо радиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER₁^{*}, ER₂^{*}, и R^{*}) с угловым коэффициентом «0», в интервале раннего линейного притока (L^{*}) – с угловым коэффициентом «0.5». При уменьшении длины горизонтального ствола (б) менее ярко выражен линейный режим, но наблюдается псевдо радиальный.

Рис. 4.6.1.8.а более подробно характеризует влияние на логарифмическую производную длины ствола при его одинаковом удалении от горизонтальных границ. Полурадиальный режим в этом случае не проявляется. Четкость фиксации раннего радиального и линейного режима зависит от длины ствола. Чем длиннее ствол, тем рельефнее проявляются названные режимы. Линейный режим при этом становится более продолжительным.

Рис. 4.6.1.8.б иллюстрирует влияние относительного положения ствола насчет горизонтальных границ. Чем ближе скважина к одной из границ, тем более отчетливо проявляется полурадиальный режим. Понятно, что пласт для этого должен быть достаточно мощным, а искажающее влияние послепритока невелико.

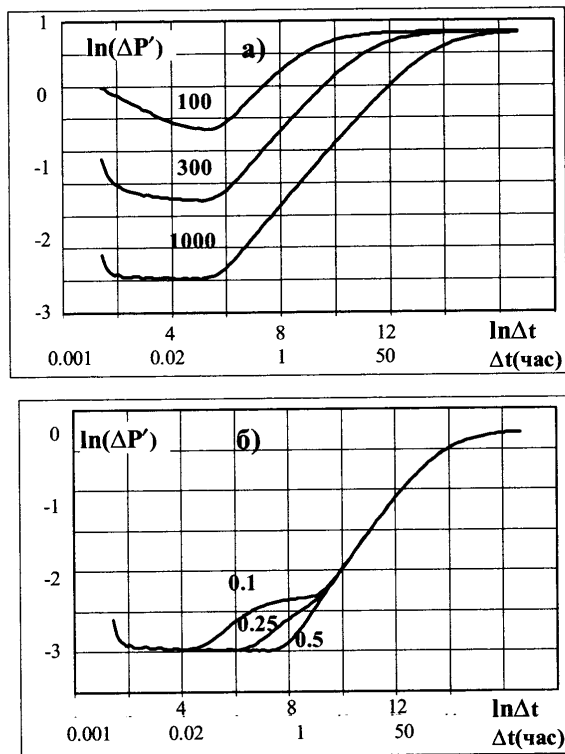


Рис. 4.6.1.8. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД горизонтальной скважины: а) при расположении ствола на одинаковом расстоянии от горизонтальных границ, длине горизонтального ствола 100, 300 и 1000 м (шифр кривых), мощности пласта 10 м, б) при длине горизонтального ствола 1000 м, мощности пласта 30 м, относительном расстоянии до ближайшей горизонтальной границы 0.1, 0.25 и 0.5 (шифр кривых). Коэффициент послепритока 0.005 м³/МПа, скин-фактор +4, проницаемость пласта по горизонтали 30 мД, по вертикали 6 мД.

4.6.2. Модели межскважинного взаимодействия

В предыдущих разделах рассматривалось поведение давления в скважине при ее взаимодействии с пластом. Цель данного раздела состоит в анализе изменения давления в самом дренируемом скважиной пласте. Этот вопрос крайне важен для обоснования технологии ГДИС с целью межскважинных исследований – гидропрослушивания (ГДП).

Сущность технологии гидропрослушивания состоит в воздействии на поле давления в пласте путем изменения дебита возмущающей скважины [2, 27, 34–37 и др.] (рис. 4.6.2.1). По влиянию этого изменения на давление в удаленной (реагирующей) скважине судят о гидродинамических свойствах межскважинной среды.

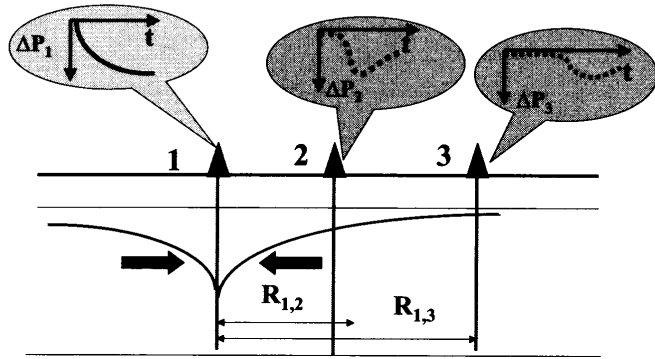


Рис. 4.6.2.1. Сущность технологии гидропрослушивания. 1 – возмущающая скважина; 2 и 3 – реагирующие скважины; $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ – схемы изменения давления во времени в скважине (1, 2, 3).

Подходы к теоретическому анализу поля давлений в скважине и в межскважинном пространстве ничем не отличаются друг от друга. Фактически это одна и та же задача (и по постановке, и по используемому математическому аппарату, и по способам анализа получаемых результатов).

Для приближенной оценки аномалии давления в пласте при запуске возмущающей скважины с постоянным дебитом обычно используют соотношение (3.5.3.1). Для этого в качестве значения радиуса (r) в эту формулу вводят расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами $r=R$

$$P_{пл} - P_c = \Delta P = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \left[-Ei \left(-\frac{R^2}{4 \cdot \chi \cdot t_{раб}} \right) \right], \quad (4.6.2.1)$$

где ε, χ – гидропроводность и пьезопроводность пласта.

График функции $\Delta P = f(t_{раб})$ для пласта с условными единичными параметрами:

$$\frac{R^2}{\chi} = 1, \quad \frac{q}{4\pi\varepsilon} = 1, \quad (4.6.2.2)$$

используют в качестве эталонной кривой для условий пуска в работу возмущающей скважины [34]. Формула для построения эталонной кривой имеет вид:

$$\Delta P = -Ei \left(-\frac{1}{4t_{раб}} \right). \quad (4.6.2.3)$$

Графическая интерпретация этой формулы такова, что все графики изменения давления во времени, рассчитанные с помощью уравнения (4.6.2.1) и построенные в координатах $\ln(\Delta p), \ln(t_{раб})$, имеют такую же форму, что и график, рассчитанный с помощью (4.6.2.3). В случае изменения параметра $q/4\pi\varepsilon$

при неизменном параметре R^2/χ кривые будут смещены одна относительно другой только по оси ординат. Действительно:

$$\ln(\Delta P) = \ln \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} + \varphi \cdot \left(\frac{R^2}{4 \cdot \chi \cdot t_{\text{раб}}} \right),$$

где $\varphi(x) = \ln(-Ei(-x))$.

В обратном случае кривые смещаются только по оси абсцисс. При одновременном изменении этих параметров кривые смещаются относительно друг друга как вдоль оси абсцисс, так и вдоль оси ординат.

Основываясь на основных положениях теории упругого режима, нетрудно получить расчетные зависимости для более сложных условий исследований.

Так, остановку добывающей скважины в неограниченной среде можно по аналогии с разд. 3.5.3.2 рассматривать как вступление в работу в момент остановки дополнительной нагнетательной скважины с тем же дебитом.

Тогда формула для расчета давления в реагирующей скважине принимает вид:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{R^2}{4 \cdot \chi \cdot (t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}})} \right) \right] + \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{R^2}{4 \cdot \chi \cdot t_{\text{ост}}} \right) \right]. \quad (4.6.2.4)$$

Отклик от пуска добывающей скважины при наличии непроницаемой границы по аналогии с разд. 4.5.1 можно рассматривать как суммарную работу существующей и дополнительной скважины, причем дополнительная скважина расположена зеркально от существующей относительно границы.

Поскольку расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, как правило, превышает несколько сотен метров, эффект реагирования выражен очень слабо. Порядок величин наблюдаемых аномалий иллюстрируют рис.4.6.2.2 и 4.6.2.3.

На рис. 4.6.2.2 представлен эффект реагирования при работе возмущающей скважины в циклическом режиме. Аномалия, обусловленная пуском и последующей остановкой возмущающей скважины, существенно зависит от расстояния между скважинами.

Основным фактором, определяющим интенсивность взаимодействия скважин, является размер зоны дренирования пласта. При большей проницаемости при одном и том же дебите возмущающей скважины этот размер меньше. Соответственно меньше и эффект гидропрослушивания.

В газоносном пласте при прочих равных условиях аномалия давления существенно меньше, чем в нефтеносном (рис. 4.6.2.3) вследствие более высокой сжимаемости газа.

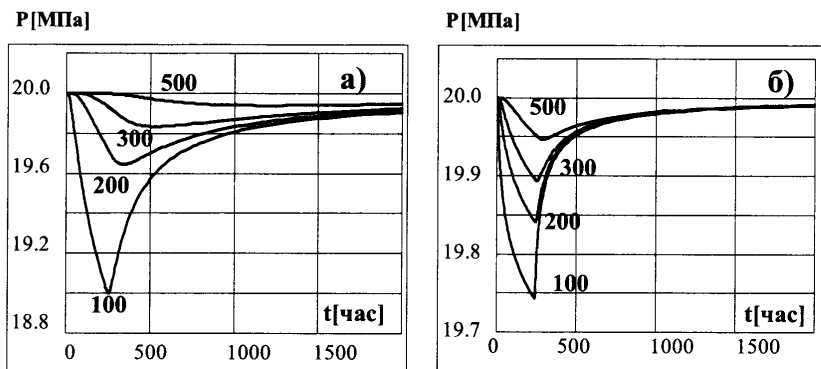


Рис. 4.6.2.2. Результаты численного моделирования эффекта гидропрослушивания в нефтяном пласте. Проницаемость пласта 10 мД (а) и 100 мД (б), мощность пласта 10 м, дизайн исследования включает цикл работы скважины длительностью 240 часов с дебитом 30 м³/сут и последующую длительную остановку. Шифр кривых – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами.

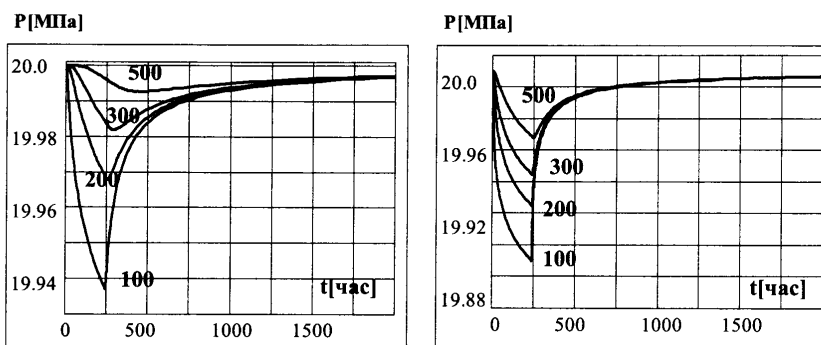


Рис. 4.6.2.3. Результаты численного моделирования эффекта гидропрослушивания в газовом пласте. Проницаемость пласта 10 мД (а) и 100 мД (б), мощность пласта 10 м, дизайн исследования включает цикл работы скважины длительностью 240 час. с дебитом 30000 н.м³/сут. и последующую длительную остановку. Шифр кривых – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами.

Не следует забывать, что данные сопоставления несколько условны, поскольку получены при жестких ограничениях. Эффект гидропрослушивания в высокопроницаемом пласте обычно выше, поскольку он может работать с существенно меньшим дебитом, чем низкопроницаемый. Дебит газоносного пласта с хорошими коллекторскими свойствами также может быть на несколько порядков больше, чем нефтеносного, что обеспечивает успех гидропрослушивания и в этом случае. Оценить порядок ожидаемого эффекта взаимодействия скважин для конкретного пласта – задача планирования исследования.

4.7. Межпластовые перетоки

4.7.1. Модель заколонного перетока

Перетоки флюида из неперфорированных пластов в эксплуатационных скважинах связаны с двумя основными причинами:

- негерметичностью цементного камня в заколонном пространстве скважины;
- связью пластов по трещине, возникающей в процессе гидроразрыва.

Представленный ниже материал является оригинальным, был ранее частично рассмотрен в работах авторов [38, 39] и в полном виде публикуется впервые.

Рассмотрим модель перетока, включающую два однородных пласта, один из которых перфорирован. Пласты могут отличаться фильтрационными свойствами, совершенством вскрытия (скин-фактором) и соединяться цилиндрическим каналом с сечением в форме кольца (заколонным пространством скважины, рис. 4.7.1.1.а) в первом случае и в форме прямоугольника (трещиной гидроразрыва рис. 4.7.1.1.б) во втором случае. Основными влияющими факторами, которые необходимо учитывать при исследовании данной модели, являются пластовые давления, проницаемости сред и геометрические параметры пластов и канала перетока.

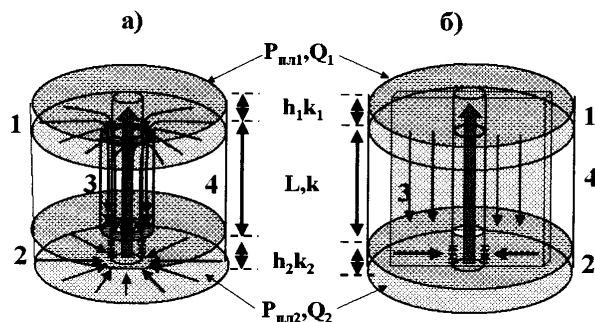


Рис. 4.7.1.1. Модель межпластового перетока: а) по негерметичному заколонному пространству, б) по трещине гидроразрыва. 1 – пласт-источник перетока, 2 – перфорированный пласт, 3 – канал перетока, 4 – непроницаемый пласт; L – длина канала перетока, k – проницаемость канала, P_{n1}, P_{n2} – пластовые давления, P_1, P_2 – давления на стенке скважины, Q_1, Q_2 – дебиты пластов, H_1, H_2 – эффективные работающие мощности, k_1, k_2 – проницаемости пластов. Стрелками обозначено направление движения флюида.

4.7.2. Результативность ГДИС при выявлении перетока по негерметичному цементному камню

Оценка результативности ГДИС выполнена на основе модели, представленной на рис. 4.7.1.1.а. Расчеты проведены для циклического исследования,

включающего периоды работы скважины с постоянным расходом и остановки. Для расчетов использовалось ПО Eclipse. В результате получены наборы типовых кривых логарифмической производной.

На рис. 4.7.2.1 приведены типовые кривые для одиночного пласта, соединенного с перфорацией каналом перетока (перфорированный пласт не работает). Движение флюида по заколонному пространству сопровождается появлением характерного экстремума на производной, величина которого закономерно растет с уменьшением проводимости канала. Количественно величину экстремума можно описать с помощью параметра скин-фактора. Величина скин-фактора характеризует в данном случае дополнительное фильтрационное сопротивление, которое создается каналом перетока. При больших временах наблюдается радиальный режим течения в пласте-источнике перетекающего флюида.

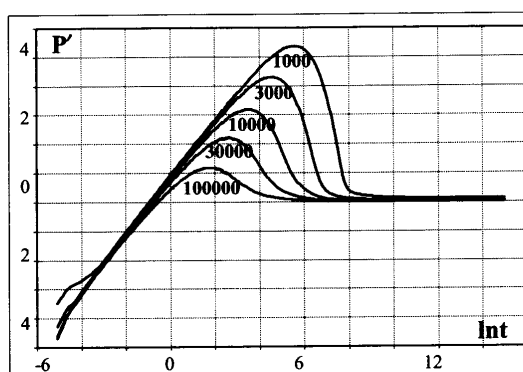


Рис. 4.7.2.1. Типовые кривые логарифмической производной для перетока по заколонному пространству при преимущественной работе неперфорированного пласта при различной проницаемости канала перетока – мД (шифр кривых). Проницаемость пласта 100 мД, длина канала перетока 1 м, мощность пласта 5 м.

На рис. 4.7.2.2 изображены типовые кривые для случая совместной работы перфорированного и неперфорированного пластов. Представленные кривые характеризуются локальным экстремумом и асимптотой, взаиморасположение которых зависит от соотношения проводимостей пластов и параметров канала перетока. Величина экстремума зависит в первую очередь от проводимости перфорированного пласта. Положение асимптоты относительно оси ординат определяется суммарной проводимостью работающих пластов.

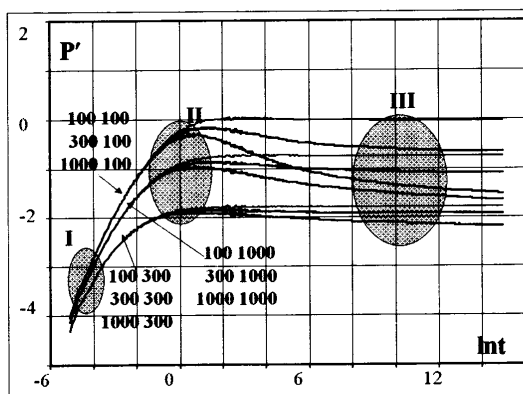


Рис. 4.7.2.2. Типовые кривые логарифмической производной для перетока по заколонному пространству при различных проницаемостях пластов отдающего и принимающего перетекающий флюид (шифр кривых). Проницаемость канала перетока 100 Д, длина канала перетока 1 м, мощности пластов 5 м, 1, 2 – зоны преимущественного влияния перфорации и перфорированного пласта, 3 – зона совокупного влияния двух пластов.

Анализируя поведение типовых кривых, можно сразу предположить, что при решении на их основе обратной задачи мы столкнемся с проблемой однозначности интерпретации. Аналогичные аномалии на логарифмической производной могут быть вполне объяснены не только заколонным перетоком, но и другими факторами.

4.7.3. Результативность ГДИС при выявлении перетоков по трещине гидроразрыва

При соединении пластов трещиной гидроразрыва, трещина является основным проводящим каналом перетекающего флюида. В этих условиях распределение давления описывается моделью, представленной на рис. 4.7.1.1.б. Основным фактором, который отражается на конфигурации производной давления (рис. 4.7.3.1 и 4.7.3.2), для данной модели является аномально большая величина проводимости трещины. Интегральный скин-фактор, вне зависимости от наличия заколонного движения, как правило, отрицательный.

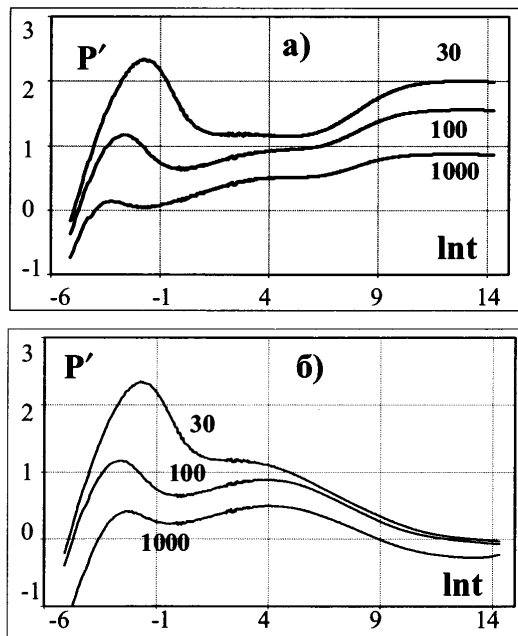


Рис. 4.7.3.1. Типовые кривые логарифмической производной для перетока по трещине гидроразрыва в нагнетательной скважине при различных проницаемостях перфорированного пласта (шифр кривых). Проницаемость неперфорированного пласта 100 мД (а) и 1000 мД (б), проницаемость заполнителя трещины 1Д. Длина канала перетока 1 м, мощности пластов 5 м.

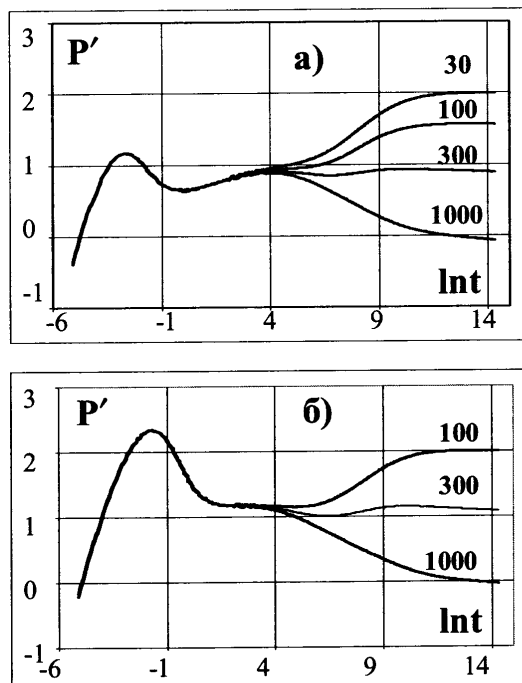


Рис. 4.7.3.2. Типовые кривые логарифмической производной для перетока по трещине гидроразрыва в нагнетательной скважине при различных проницаемостях неперфорированного пласта (шифр кривых). Проницаемость перфорированного пласта 100 мД (а) и 30 мД (б), проницаемость заполнителя трещины 1Д. Длина канала перетока 1 м, мощности пластов 5 м.

Основные диагностические признаки перетока определяются последовательностью влияния пластов, которые соединяются с помощью трещины. На начальном этапе исследования результат определяется свойствами преимущественно перфорированного пласта. Далее наблюдается влияние трещины, которое диагностируется по характерному наклону производной. В зависимости от проводимости трещины наклон меняется от $1/2$ (линейный режим течения) до $1/4$ (билинейный режим). При больших временах производная имеет горизонтальную асимптоту, положение которой определяется суммарной проводимостью перфорированного и неперфорированного пластов.

В большинстве случаев надежность заключения о наличии заколонного перетока по результатам одноциклических гидродинамических исследований невысока. Проблема заключается в сложности однозначного толкования результатов исследований. Описанное выше поведение логарифмической производной может соответствовать и другим моделям. В частности, при высокой проводимости канала переток ведет себя аналогично системе совместно вскрытых пластов, отличающихся фильтрационными свойствами и совершенством вскрытия.

4.7.4. Результативность ГДИС при выявлении перетоков по нестабильной трещине в нагнетательной скважине

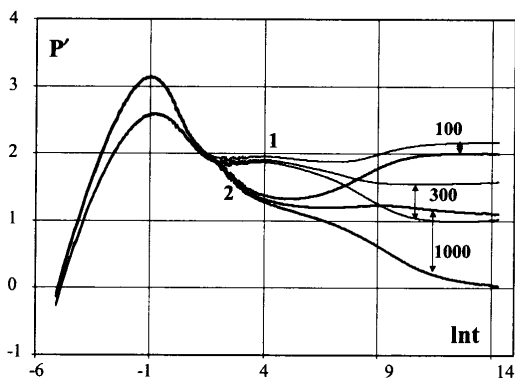
В нагнетательных скважинах каналом перетока может стать возникающая в режиме закачки динамическая трещина. Трещина появляется, если в режиме нагнетания превышено давление разрыва пласта, и смыкается при уменьшении интенсивности закачки или полной остановке скважины.

При обработке одноциклических исследований о появлении трещины можно судить по наличию на производной давления участка, соответствующего линейному режиму течения и отрицательному скин-фактору. По многоциклическим ГДИС можно проследить динамику развития трещины разрыва, являющейся каналом перетока. Для этого необходимо сопоставить результаты особенности поведения кривой стабилизации давления в цикле пуска или изменения расхода (КСД) и кривой падения давления (КПД) после остановки нагнетательной скважины. Проиллюстрируем эту возможность результатами моделирования двух последовательных циклов исследований – закачки воды в пласт и простоя скважины. Причем будем считать, что трещина существует на режиме закачки и исчезает в статике.

В разд. 4.3.2.6 мы уже касались особенностей влияния динамической трещины на результаты ГДИС. Тогда это касалось случая вскрытия трещиной одного пласта, когда никакого перетока нет (рис. 4.3.2.15). Напомним основную особенность представленных на данном рисунке типовых кривых. Влияние динамической трещины существенно лишь в начале цикла. Производные в динамике и статике имеют единую асимптоту, соответствующую фильтрационным свойствам пласта.

При работе системы пластов, соединенных нестабильной трещиной (рис. 4.7.4.1), различие в поведении логарифмической производной в действующей и остановленной скважине более существенно. Производные имеют разные горизонтальные асимптоты на больших временах исследования. Это объясняется тем, что во время нагнетания в работе скважины участвуют оба пласта, а после ее остановки – только перфорированный пласт.

Рис. 4.7.4.1. Влияние нестабильной трещины гидроразрыва в нагнетательной скважине при перетоке в процессе закачки (1) и после ее остановки (2) на поведение логарифмической производной. Проницаемость перфорированного пласта 30 мД, проницаемость заполнителя трещины 1Д. Длина канала перетока 1м, мощности пластов 5м, шифр кривых – проницаемость неперфорированного пласта.



Положение асимптоты производной давления на конечном участке отражает эффективную гидропроводность работающей системы. При подключении

по трещине разрыва дополнительных пластов гидропроводность меняется. Изменение тем существеннее, чем больше контраст в проводимости пластов (то есть как мощности, так и проницаемости).

4.8. Особенности восстановления давления при сложных режимах течения

В разд. 3.5.3 были рассмотрены специальные формы нормировки кривых «давление–время» при циклической работе скважины. Нормировка давления заключалась в расчете разности его текущего значения и значения в начале цикла. Нормировка времени для цикла пуска скважины состояла в его логарифмировании разности текущего и пластового давления. Нормировка времени для цикла остановки скважины после цикла стабильной работы состояла в расчете так называемого «обобщенного логарифмического масштаба» по формуле (3.5.3.10). Соотношение (3.5.3.16) обобщает описываемый подход для случая любого периода циклической работы скважины.

При подобной нормировке поведение давления в циклах КСД и КВД для радиального режима течения полностью идентично. Но подобные закономерности поведения давления не универсальны. Для нерадиальных режимов течения поведение давления во времени в действующей и остановленной скважине отличаются друг от друга. Для ряда моделей это отличие является несущественным и может быть минимизировано выбором оптимальной продолжительности цикла исследований скважин. Для некоторых моделей это различие является принципиальным и может рассматриваться как один из критериев при их диагностике.

Сравним особенности поведения давления для наиболее типичных моделей на примере технологии исследования, изображенной на рис. 4.1.2.1, включающий цикл пуска скважины со стабильным расходом (КСД) и цикл остановки скважины (КВД).

Ниже приведены результаты расчета давления в циклах КВД и КСД для модели двойной пористости (рис. 4.8.0.1) и трещины неограниченной проводимости (рис. 4.8.0.2) Условия расчета представлены на рисунках. Варианты расчета, отличаются временем цикла работы скважины. Чем меньше время работы, тем существеннее различия между циклами КСД и КСД. Различия при прочих равных условиях возрастает с увеличением времени простоя скважины. Так, при времени работы порядка 3 часов КВД и КСД практически идентичны для периода до 0.1 час после остановки скважины. При времени работы 10 часов граничное время увеличивается до 1 часа. Для времени работы порядка суток граничное время составляет уже десятки часов. Если время работы скважины превышает 3–5 суток, различия между КВД и КСД практически нет, даже если время восстановления давления превышает время работы скважины на порядок.

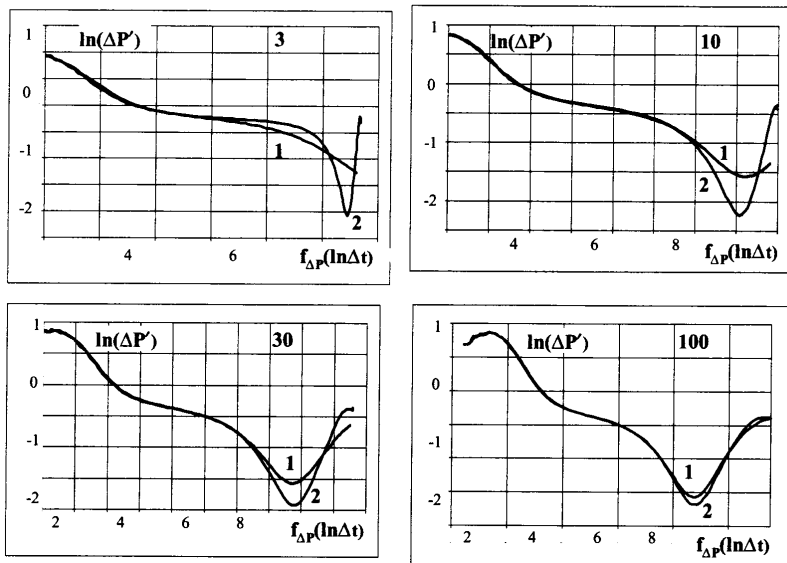


Рис. 4.8.0.1. Модель двойной пористости. Сопоставление логарифмической производной, рассчитанной в циклах КСД (1) и КВД (2) для времени работы скважины 3, 10, 30 и 100 час (шифр фрагментов). Расчеты выполнены для проницаемости пласта 100 мД при нулевом скин-факторе. Мощность пласта 10 м, коэффициент послепритока 0.005 м³/МПа, относительная упругость породы 0.1, коэффициент межпорового перетока 3 · 10⁻⁷.

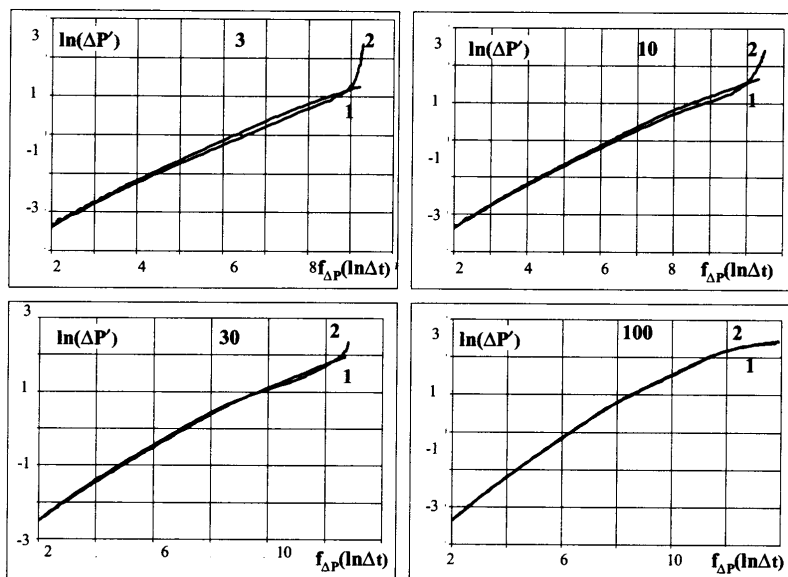


Рис. 4.8.0.2. Модель трещины неограниченной проводимости. Сопоставление логарифмической производной, рассчитанной в циклах КСД (1) и КВД (2) для времени работы скважины 3, 10, 30 и 100 час (шифр фрагментов). Расчеты выполнены для условий, принятых для рис. 4.8.0.1, полудлина трещины 100 м, скин-фактор трещины 0, однородный и изотропный пласт.

В ограниченном пласте описанные выше закономерности проявляются более рельефно, причем, чем больше влияние границ, тем больше различия в циклах пуска и остановки скважины (рис. 4.8.0.3, рис. 4.8.0.4).

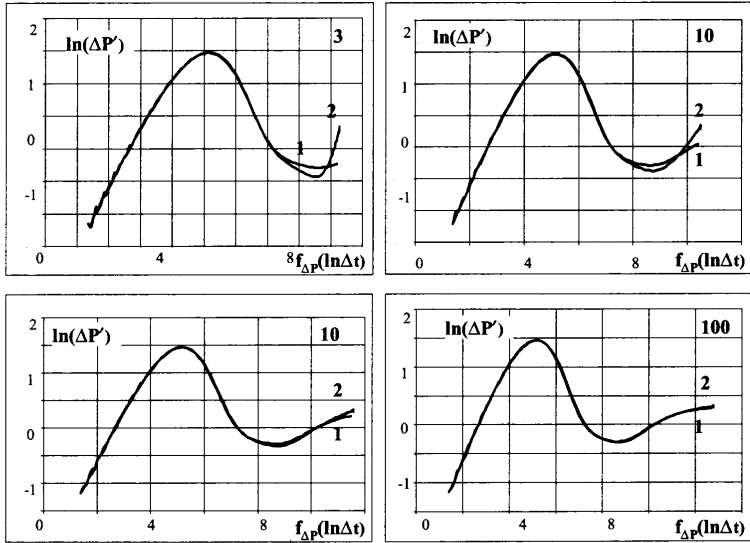


Рис. 4.8.0.3. Модель одиночной границы. Сопоставление логарифмической производной, рассчитанной в циклах КСД (1) и КВД (2) для времени работы скважины 3, 10, 30 и 100 час (шифр фрагментов), расстояние до границы 100 м, однородный и изотропный пласт (параметры пласта и пластового флюида аналогичны указанным в подписи к рис. 4.8.0.1).

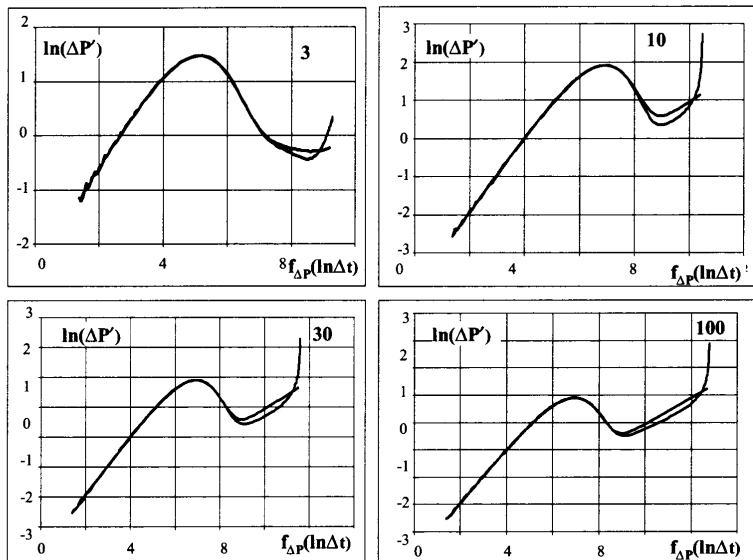


Рис. 4.8.0.4. Модель русловых отложений. Сопоставление логарифмической производной, рассчитанной в циклах КСД (1) и КВД (2) для времени работы скважины 3, 10, 30 и 100 час (шифр фрагментов), ширина русла 100 м, однородный и изотропный пласт (параметры пласта и пластового флюида аналогичны указанным в подписи к рис. 4.8.0.1).

В рассматриваемом ряду особое место занимает модель полностью ограниченного пласта. Для этой модели не удастся достигнуть идентичности КВД и КСД при увеличении длительности работы скважины (рис. 4.8.0.5).

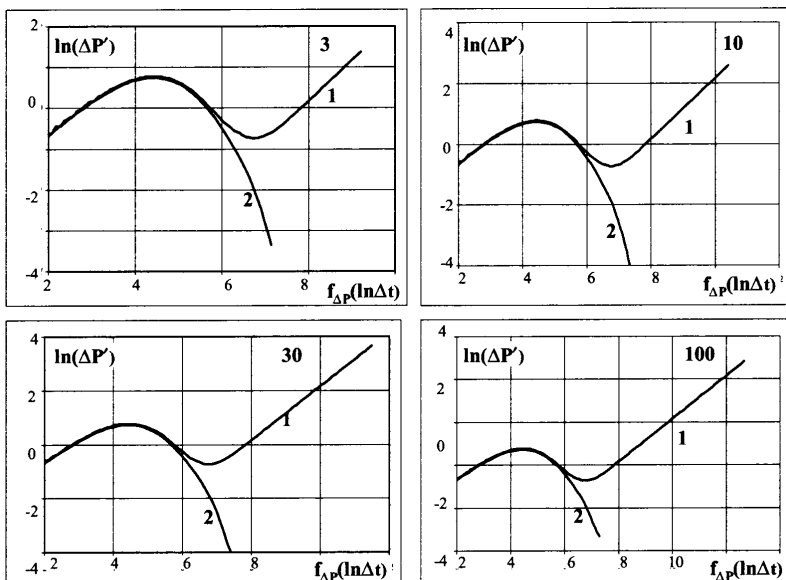


Рис. 4.8.0.5. Модель линзовых отложений. Сопоставление логарифмической производной, рассчитанной в циклах КСД (1) и КВД (2) для времени работы скважины 3, 10, 30 и 100 час (шифр фрагментов), размер линзы 100*100 м, однородный и изотропный пласт (параметры пласта и пластового флюида аналогичны указанным в подписи к рис. 4.8.0.1).

4.9. Влияние предыстории

Как известно, поведение давления в стволе действующей скважины существенно зависит от расхода флюида в продуктивных пластах. Причем влияет расход не только непосредственно в период проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС), но и в предшествующий период (данные об изменении расхода во времени в этот период называют *предысторией работы скважины*).

В идеальном случае для учета предыстории при интерпретации ГДИС необходимо иметь полную информацию о расходе за все время эксплуатации скважины. Понятно, что это нереально. Полные и подробные данные о предыстории длительно работающих скважин чаще всего отсутствуют. Но даже если известна подобная информация, ее скрупулезный учет существенно усложняет процедуру интерпретации.

При проведении практических расчетов способы учета предыстории должны быть упрощены. Интуитивно понятно, что наиболее полно и подробно

должна быть известна предыстория периода, непосредственно предшествующего циклу гидродинамических исследований. Дебит в более ранние периоды либо может не учитываться вообще, либо может быть усреднен.

Проиллюстрируем конкретным примером возможную ошибку интерпретации в случае, если мы полностью или частично пренебрежем этим фактором. Рассмотрим исследование, включающее длительный цикл (100 суток или 2400 часов) работы скважины и последующий цикл остановки. Представим себе, что при интерпретации мы ошиблись в длительности на два порядка и посчитали, что перед остановкой на КВД скважина работала только сутки.

На рис. 4.9.0.1 сопоставлено поведение логарифмической производной, построенной при правильном и ошибочном учете продолжительности цикла. Видно, что связанная с этим ошибка существенна только при больших временах простоя скважины.

Однако в случае высокого послепритока, как в рассматриваемом примере, ошибка в учете предыстории начинает сказываться раньше, чем снизится до допустимого искажающее влияние послепритока. Поэтому, ошибаясь в предыстории, мы совершим ошибку и в выделении интервала радиального притока, а значит, в проницаемости и скин-факторе пласта. Для представленного примера, если формально выделить интервал радиального притока по минимуму логарифмической производной, определенная в этом интервале проницаемость составит 52 мД (исходное реальное значение для данной модели – 100 мД).

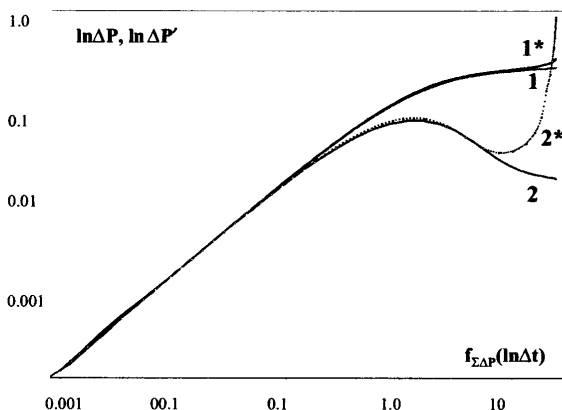


Рис. 4.9.0.1. Влияние неверного учета длительности (100 суток) предшествующей работы скважины на результаты КВД. 1, 2 – результаты обработки КВД (давление и логарифмическая производная) при правильном учете длительности, 1*, 2* – те же результаты, если учтенная длительность (1 сут.) меньше реальной в 100 раз.

При приближении длительности учитываемого интервала предыстории к реальному ошибка уменьшается (рис. 4.9.0.2), при интервале 120 часов до 75 мД, 480 часов до 88 мД, 1200 часов до 95 мД. Таким образом, ошибка высока, но не мешает оценке порядка проницаемости. Гораздо серьезнее опасность принять эффект неправильного учета предыстории за влияние сложного строения пласта. Логарифмическая производная при больших временах ведет себя так, как если бы пласт был ограничен.

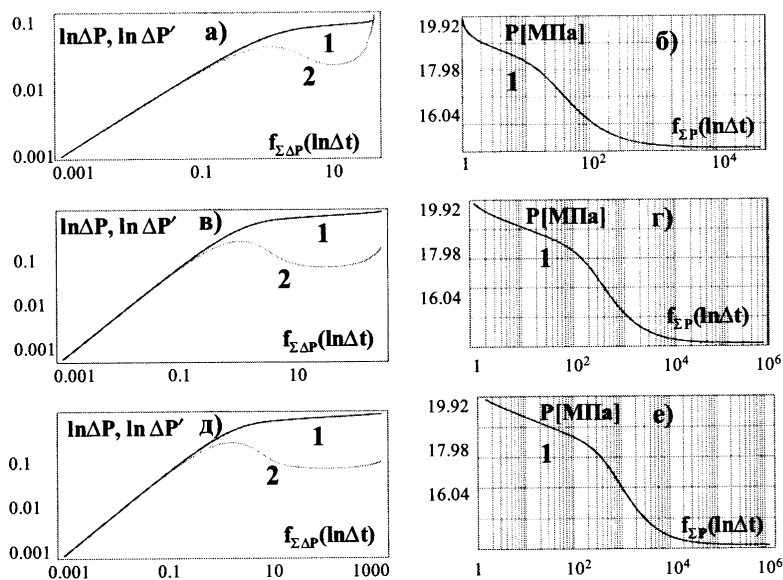


Рис. 4.9.0.2. Влияние неверного учета длительности (100 суток) предшествующей работы скважины на результаты КВД. а), б) – КВД в двойном логарифмическом масштабе и масштабе Хорнера при занижении длительности в 100 раз; в), г) в 5 раз; д), е) в два раза. 1 – кривая давления, 2 – логарифмическая производная.

Для более детальной оценки влияния длительной предыстории в работе [40] был выполнен анализ результатов долговременного исследования реальной нагнетательной скважины, где циклическая работа выражена наиболее ярко. Полученные выводы легко перенести на другие типы скважин механизированного фонда.

Чтобы произвести учет влияния предыстории работы скважины перед проведением гидродинамического исследования, предварительно в программном продукте «Eclipse» проводилось решение прямой задачи. Выполнены расчеты изменения давления во времени для различных вариантов работы скважины и последующей регистрации КВД. Основой расчетов являлись реальные данные месячного определения дебита в нагнетательной скважине за все время ее эксплуатации (около 15 лет).

На рис.4.9.0.3 отражена полная история работы скважины, используемая при моделировании.

В базовом варианте расчетов учитывались все без исключения циклы работы скважины. В серии вариантов приближенных расчетов циклическая работа скважины учитывалась только для ограниченного периода, перед ГДИС. Влияние предшествующих циклов либо исключалось, либо усреднялось. Таким образом, история работы скважины была разделена на два этапа: «ранний» и «поздний». Поздний этап непосредственно предшествует гидродинамическим исследованиям. Сравнение результатов приближенных расчетов с расчетами по базовому варианту позволяет понять степень влияния предыстории скважины и дать практические рекомендации по его учету при интерпретации ГДИС.

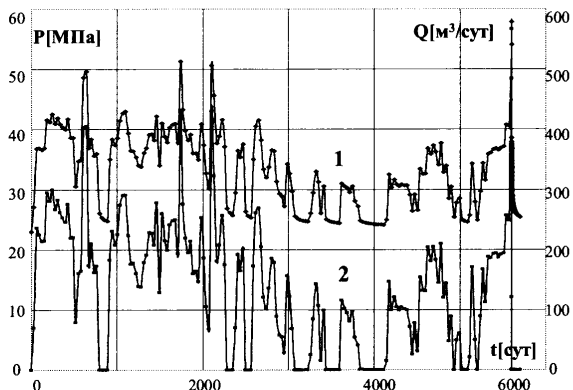


Рис. 4.9.0.3. История работы скважины: «1» – давление в скважине, «2» – дебит закачки.

Сначала были проведены несколько расчетов, в которых использовались реальные данные только о позднем этапе истории работы скважины. Длительность этого этапа для отдельных вариантов расчетов составляла 1, 3, 6 месяцев, 1, 2, 3, 5 лет. При этом считалось, что в предшествующий (ранний) период скважина не работала (рис. 4.9.0.4).

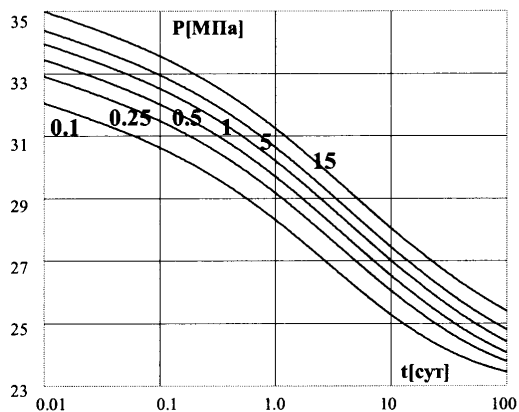


Рис. 4.9.0.4. Падение давления в скважине при различных продолжительностях предшествующей работы. Влияние раннего периода эксплуатации не учитывается. Шифр кривых – длительность учитываемого этапа предыстории (в годах).

Как видно из рисунка, результаты расчетов по всем вариантам существенно отличаются друг от друга. То есть напрашивается формальный вывод о необходимости учета всех циклов предыстории скважины. Более детальный анализ позволяет понять причины отличий и предложить способы их учета.

Прежде всего обращает на себя внимание тот факт, что если время работы скважины превышает время ее простоя в 2–3 раза и более, темп падения давления во времени перестает зависеть от раннего периода работы скважины. Известно, что темп падения давления определяет такие гидродинамические характеристики работы пласта, как гидропроводность и проницаемость.

Учитывая, что продолжительность регистрации КВД составляет от нескольких десятков часов до 1–2 недель можно сделать вывод, что для оценки перечисленных параметров достаточен учет предыстории в течение нескольких месяцев.

При указанном времени работы скважины влияние ранних (не учитываемых) циклов сводится к практически параллельному перемещению КПД по оси давления. То есть фактически результаты различаются величиной пластового давления, получившегося в результате нагнетания жидкости в пласт. Для уменьшения расхождений, связанных с этой причиной, давление было приведено к единому среднему (эффективному) значению для пласта в целом. Сущность введенной поправки сводится к следующему. Для каждого из выполненных вариантов расчетов с помощью сервисных средств программы «ECLIPSE» было определено среднее давление по пласту « P_{cp} », соответствующее окончанию раннего периода нагнетания. Далее результаты для всех вариантов расчетов были приведены к единой величине P_{cp} . Полученные результаты приведены на рис. 4.9.0.5.

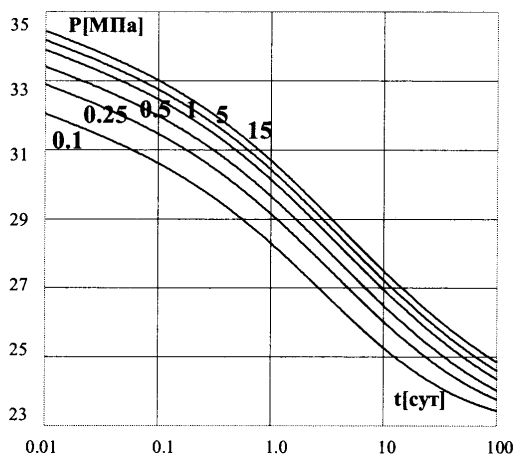


Рис. 4.9.0.5. Падение давления в скважине при различных продолжительностях предыстории работы. Влияние раннего периода истории эксплуатации скважины учитывается величиной среднего пластового давления. Шифр кривых – длительность позднего этапа (полностью учитываемого) предыстории, учитываемого этапа предыстории (в годах).

Видно, что хотя результаты расчетов по рассматриваемым вариантам значительно сблизились, различие между сравниваемыми вариантами расчетов достаточно велико. Это означает, что при формальном введении в расчеты осредненного пластового давления в качестве известного мы можем совершить ошибку, а значит, будем иметь проблемы при определении величины скин-фактора.

Возможным выходом из создавшейся ситуации является ввод пластового давления в число неизвестных параметров (наряду с гидропроводностью пласта, скин-фактором, геометрическими характеристиками пласта) и определение названных параметров методом совмещения.

Но данный способ не является универсальным. В сложных случаях (при сложной геометрии пласта, наличии отражающих границ и пр.) все же желательно заранее знать пластовое давление и не увеличивать за его счет количество неизвестных параметров. В этом случае задача учета предшествующей предыстории (более чем за полгода до начала ГДИС) остается актуальной.

Наиболее простой способ учета названного периода предыстории состоит в использовании среднего значения расхода за все ранние периоды работы скважины. Результаты приведены на рис. 4.9.0.6.

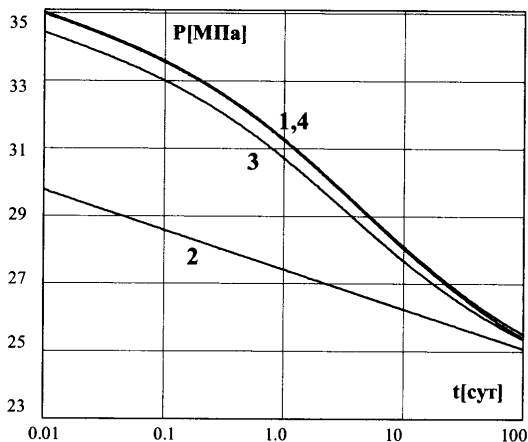


Рис. 4.9.0.6. Падение давления в скважине при комбинированном учете предыстории эксплуатации: «1»-скважина в течение 15 лет работает с реальным циклически меняющимся дебитом; «2» – дебит скважины за весь 15-летний период работы заменяется средним; «3» – дебит скважины за 15-летний период заменяется средним за исключением последнего месяца, в котором скважина работает с реальным дебитом; «4» – дебит скважины заменяется средним за исключением последних трех месяцев, в которых скважина работает с реальным дебитом.

Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что для интерпретации гидродинамических исследований нам достаточно знать точный дебит скважины на протяжении нескольких последних месяцев и средний дебит за остальное предшествующее время ее работы.

Но при этом не следует забывать, что расчеты выполнены для одиночной скважины и практически неограниченного пласта. Влияние соседних скважин может свести на нет все преимущества подобного способа вычислений. Для оценки скин-фактора при длительной разработке месторождения с частой сеткой скважин с практической точки зрения вместо неоправданного увеличения времени измерений предпочтительнее специализированные исследования. Технология исследований может быть следующей. Скважина останавливается на длительный период. Последующий этап исследований может быть различным. Проще всего запустить скважину в эксплуатацию и регистрировать кривую КСД. Можно провести измерения на нескольких циклах работы скважины. Главное, что суммарная продолжительность всех циклов исследований была, как минимум,

меньше цикла предшествующего простоя. Тогда влияние предыстории существенно нивелируется, а в качестве эффективного пластового давления можно использовать замер давления непосредственно перед началом ГДИС.

Для проверки данного утверждения были проведены расчеты с регистрацией кривой КСД после остановки скважины. Длительность остановки была различной: от 1 до 50 суток. После периода простоя скважина включалась в работу с дебитом, равным среднему до остановки ($135 \text{ м}^3/\text{сутки}$). Результаты расчетов прямой задачи приводятся на рис. 4.9.0.7 и 4.9.0.8.

На рис. 4.9.0.7 результаты расчетов представлены в реальном масштабе времени. Этот рисунок наглядно иллюстрирует характер протекающих в скважине и пласте процессов. Видно, что все изменения давления происходят на фоне постепенной стабилизации аномалии, образовавшейся вследствие закачки большой интенсивности в предшествующий период (под воздействием названного фактора давление монотонно падает). По этой причине рост давления после пуска скважины наблюдается только сразу после начала новой закачки. Затем, после того как темп роста закономерно снижается, обусловленное предысторией падение давления начинает превалировать.

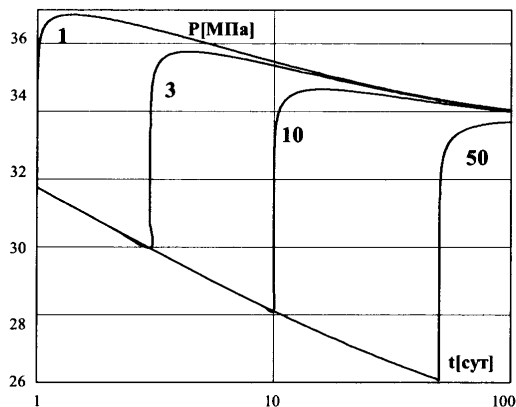


Рис. 4.9.0.7. Давление при пуске скважины, шифр кривых — время предшествующего простоя скважины в днях.

На рис. 4.9.0.8 полученные результаты изображены в относительном времени. Нулевое значение относительного времени соответствует пуску скважины. Влияние нового цикла пуска максимально в начальный период. Далее в течение некоторого времени темп роста давления сохраняется. Изменение давления в логарифмическом масштабе близко к линейному. Протяженность линейного участка примерно соответствует интервалу, где по наклону кривой стабилизации давления можно оценить параметры ближней зоны пласта (в том числе — скин-эффекта) без учета предыстории работы скважины. Для однодневной остановки этот интервал составляет всего несколько часов. При 3–10-дневной предшествующей остановке скважины протяженность интервала увеличивается до 10–15 часов. Дальнейшее увеличение времен простоя и пуска скважины целесообразно лишь при необходимости точной оценки свойств дальней зоны и геометрии пласта.

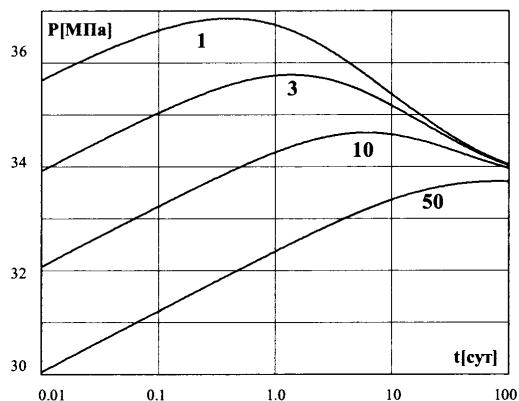


Рис. 4.9.0.8. Давление при пуске скважины, шифр кривых – время предшествующего простоя скважины в днях.

Информативность описанной технологии измерений для оценки скин-эффекта дополнительно иллюстрирует рис. 4.9.0.9.

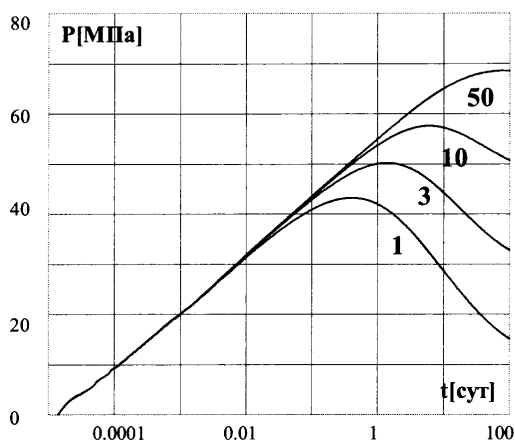


Рис. 4.9.0.9. Разность текущего и первоначального давлений при пуске скважины, шифр кривых – время предшествующего простоя скважины в днях.

На этом рисунке изображены кривые изменения во времени разности текущего давления в скважине и первоначального давления в момент пуска скважины. В начальный период пуска поведение давления не зависит от предыстории. При однодневном простое скважины продолжительность этого периода составляет несколько часов. При увеличении времени простоя до 3–10 суток продолжительность названного периода увеличивается до 10–15 часов. То есть мы получаем аналогичные предыдущим оценки оптимального времени простоя скважины и продолжительности регистрации КСД.

Таким образом, предыстория эксплуатации скважины является одним из наиболее важных факторов, определяющих информативность гидродинамических исследований.

Для достоверной оценки гидропроводности пласта и производных параметров необходимы данные о режиме работы скважин за предшествующий исследованию период продолжительностью, как минимум, несколько месяцев.

Для оценки скин-фактора необходим учет более ранних периодов эксплуатации, причем совокупное влияние этих периодов может быть усреднено. Однако подобное осреднение эффективно лишь в случае отсутствия работающих скважин в непосредственной близости от исследуемой скважины, а также при отсутствии резких колебаний дебита соседних скважин.

В противном случае возможна оценка фильтрационных свойств пласта и ближней зоны при вводе осредненного (эффективного) пластового давления в число определяемых при интерпретации параметров. Однако введение дополнительного неизвестного параметра может существенно снизить достоверность количественной интерпретации результатов ГДИС.

Поэтому радикальным средством оценки скин-фактора является выполнение исследований по специальной технологии, которая предусматривает цикл длительной остановки скважины и последующую серию кратковременных циклов резкого изменения режима ее работы. Тогда в качестве пластового (точнее – первоначального) давления можно использовать замер давления непосредственно перед началом ГДИС.

4.10. Поле давления в условиях длительной выработки запасов

Идее получения информации о пласте при долговременном анализе темпа падения добычи уже достаточно много лет. В одной из первых работ в этом направлении [41] на основе анализа промысловых данных была предложена эмпирическая зависимость для расчета падения во времени дебита в скважине, дренирующей ограниченную залежь вида – рис. 4.10.0.1:

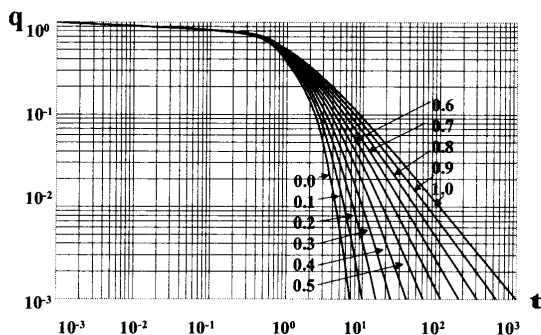


Рис. 4.10.0.1. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт, рассчитанные по уравнению (4.10.0.1). Шифр кривых – значение параметра b (пояснения в тексте).

$$\bar{q} = \frac{q(t)}{q(0)} = \{1 + b \cdot D_i t\}^{-1/b} = \{1 + b \cdot \bar{t}\}^{-1/b} \text{ при } b \neq 0,$$

$$\bar{q} = \frac{q(t)}{q(0)} = e^{-D_i t} = e^{-\bar{t}} \text{ при } b = 0, \quad (4.10.0.1)$$

где $q(t)$ – текущий дебит, как функция времени t ; $q(0)$ – дебит, соответствующий начальному времени $t=0$; D_i и b – эмпирические коэффициенты; \bar{q} – безразмерный дебит, $\bar{t}=D_i t$ – безразмерное время.

Естественно, что формальная аппроксимация результатов измерений дебита, не опирающаяся на конкретную модель происходящих в пласте процессов, может использоваться в весьма ограниченных случаях. В частности, применяя данное соотношение для прогноза дальнейшего поведения пласта, мы должны быть, как минимум, уверены, что условия притока неизменны в течение всего анализируемого периода работы скважины.

В более поздней работе [42] приведено похожее соотношение, но уже базирующееся на связи дебита в ограниченной залежи с темпом выработки запасов в предположении, что на стенке скважины поддерживается постоянное давление $P_c = \text{const}$:

$$\frac{q(t)}{q(0)} = e^{-\left\{ \frac{q(0)t}{\left(1 - \frac{P_c}{P_{nl}}\right) N_p} \right\}}, \quad (4.10.0.2)$$

где N_p – запасы нефти в залежи, приведенные к условиям устья; P_{nl} – начальное давление в залежи.

Легко видеть, что данное уравнение эквивалентно уравнению (4.10.0.1), если принять в последнем $b=0$; при этом параметр D_i определяется соотношением:

$$D_i = \frac{q(0)}{N_p}. \quad (4.10.0.3)$$

Автор работы [43] также использовал при численной оценке дебита допущение о поддержании на стенке скважины постоянного давления. Для этих условий было получено точное решение уравнения пьезопроводности в предположении, что стенка скважины и залежь представляют собой вертикальные коаксиальные цилиндрические поверхности радиусов соответственно r_c и r_e . Результаты этого расчета представлены на рис. 4.10.0.2 в следующих безразмерных параметрах:

$$t_D = \chi \cdot t / r_c^2;$$

$$q_D = \frac{q(t) \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)}, \quad (4.10.0.4)$$

где μ – динамическая вязкость притекающего флюида, χ – пьезопроводность пород, h – эффективная толщина пласта, P_{nl} – первоначальное пластовое давление.

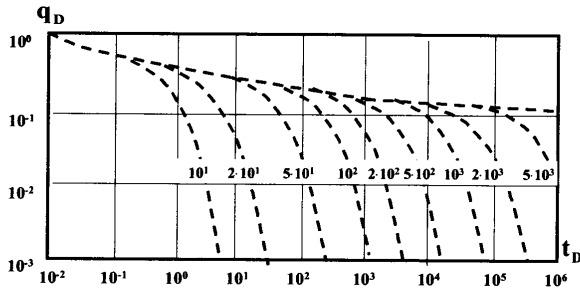


Рис. 4.10.0.2. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт при поддержании на стенке скважины постоянного давления. Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины.

Безразмерные дебит и время, используемые в соотношениях (4.10.0.1), (4.10.0.2) $\{q, \bar{t}\}$ и определяемые формулой (4.10.0.4) $\{q_D, t_D\}$, нетрудно увязать друг с другом, если учесть, что:

1) дебит в скважине в начальный момент времени можно определить с помощью уравнения Дюпюи (3.3.3.3), заменив в нем радиус контура питания $r_{кп}$ радиусом залежи r_e :

$$q(0) = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)}{\mu \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_c} \right]} ; \quad (4.10.0.5)$$

2) начальные запасы в ограниченной залежи можно рассчитать по формуле:

$$Np = \pi \cdot (r_e^2 - r_c^2) \cdot K_{п} \cdot \beta \cdot h \cdot P_{nl} . \quad (4.10.0.6)$$

Тогда:

$$\bar{q} = \frac{q(t)}{q(0)} = \frac{q(t) \cdot \mu \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_c} \right]}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{nl} - P_c)} = q_D \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_c} \right] , \quad (4.10.0.7)$$

$$\bar{t} = D_i \cdot t = \frac{q(0)}{N_p} \cdot t = \frac{k \cdot t}{K_{п} \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{r_e^2}{r_c^2} - 1 \right] \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_c} \right] . \quad (4.10.0.8)$$

Кривые, представленные выше (рис. 4.10.0.2), в координатах $\{\bar{q}, \bar{t}\}$ изображены на рис. 4.10.0.3.

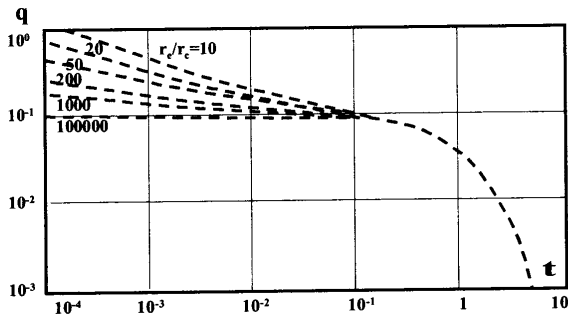


Рис. 4.10.0.3. Кривые падения дебита в скважине, дренирующей ограниченный пласт при поддержании на стенке скважины постоянного давления. Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины.

Все приведенные выкладки применимы и для несовершенной скважины. В этом случае необходимо использовать вместо значения радиуса скважины r_c величину приведенного радиуса r_{c_np} .

Объединенный график зависимостей, представленных на рис. 4.10.0.1 и 4.10.0.3, известен, как палетка Фетковича [44] (рис. 4.10.0.4). Ее левая часть определяет закономерности начального этапа формирования давления в ограниченной залежи, когда влияние границы минимально. В этом временном интервале по темпу оценки дебита можно оценить как проницаемость пласта, так и скин-фактор. Правая часть палетки описывает процесс истощения залежи при достижении воронкой депрессии границы пласта. Если исследования ограничены этим временным интервалом, разделить влияние на полученный результат свойств пласта и призабойной зоны невозможно.

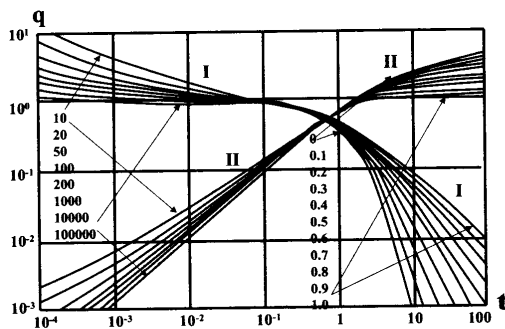


Рис. 4.10.0.4. Палетка Фетковича для обработки кривых падения дебита (I) и накопленной добычи (II) в скважине. Шифр кривых для левой части палетки – отношение радиуса залежи к приведенному радиусу скважины. Шифр кривых для правой части палетки – значение параметра b .

Рассмотренный способ описания поля давления имеет существенное ограничение, поскольку предполагает постоянство давления во время дрени-

рования. Тем не менее подобный приближенный подход вполне правомерен, учитывая, что в реальных условиях скважины давление во многих случаях меняется очень медленно. В этих условиях преимущество подобного экспрессного метода очевидно. Для описания процесса истощения залежи достаточно знать данные только об изменении дебита во времени.

В противном случае используются более сложные подходы, учитывающие одновременное изменение давления и дебита. Здесь для описания процесса истощения пласта нужно иметь информацию не только об изменении дебита скважины, но и давления на забое. Для решения данной задачи используются преимущественно численные методы. Исходные результаты могут быть представлены в виде палеток (типовых кривых), использующих функциональные шкалы.

В практике ГДИС используются несколько методов, основанных на применении функциональных шкал. Наиболее известны методы Блассингейма [45, 46], Агарвала–Гарднера [47], а также так называемый метод «NPI» (normalized pressure integral) [48]. Все названные методы основаны на единых принципах и отличаются лишь способами предварительной обработки и графического представления исходных данных.

По оси абсцисс (для всех перечисленных методов) откладывается так называемая «функция времени материального баланса», рассчитываемая по формуле:

$$\tilde{t} = \frac{Np}{q_{\Sigma}}, \quad (4.10.0.9)$$

где q_{Σ} – накопленный дебит.

$$q_{\Sigma}(\tilde{t}) = \int_0^{\tilde{t}} q(\tau) \cdot d\tau. \quad (4.10.0.10)$$

В случае фильтрации газа вместо функции времени \tilde{t} используется функция \tilde{t}_g , рассчитываемая по формуле:

$$\tilde{t}_g = \frac{N_p \mu_z(0) z_z(0)}{q_{\Sigma}(t)} \int_0^t \frac{q_{\Sigma}(\tau)}{\mu_z(\tau) z_z(\tau)} d\tau, \quad (4.10.0.11)$$

где $\mu_z(0)$, $Z_z(0)$, $\mu_z(t)$, $Z_z(t)$ – динамическая вязкость и сверхсжимаемость газа в начальный и текущий моменты времени.

По оси ординат откладывается функция давления и дебита, способы расчёта которой определяются конкретной модификацией типовых кривых.

Накопленный дебит, приведенный к текущей депрессии:

$$\Psi_1(\tilde{t}) = \frac{q_{\Sigma}(\tilde{t})}{P_{nl} - P_c(\tilde{t})}. \quad (4.10.0.12)$$

В частности типовые кривые Блассингейма (рис. 4.10.0.5) используют следующие функции:

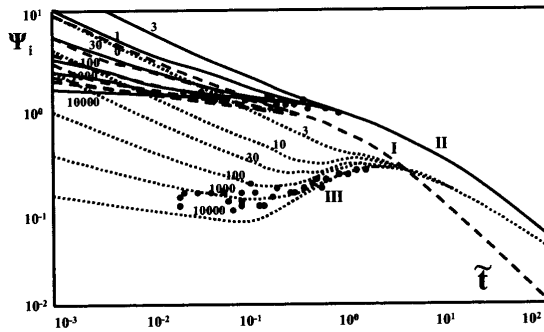


Рис. 4.10.0.5. Типовые кривые Блассингейма, описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения функции накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии (кривые I), интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины. Точками нанесены результаты скважинных измерений.

Интегральная функция накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии:

$$\Psi_2(\tilde{t}) = \frac{1}{\tilde{t}} \int_0^{\tilde{t}} \frac{q(\tau)}{P_{nl} - P_c(\tau)} d\tau. \quad (4.10.0.13)$$

Дифференциальная функция накопленного дебита:

$$\Psi_3(\tilde{t}) = -\frac{d\Psi_2(\tilde{t})}{d \ln \tilde{t}} = -\tilde{t} \frac{d\Psi_2(\tilde{t})}{d\tilde{t}}. \quad (4.10.0.14)$$

Типовые кривые Агарвала–Гарднера (рис. 4.10.0.6) используют вместо функции 4.10.0.14 соотношение:

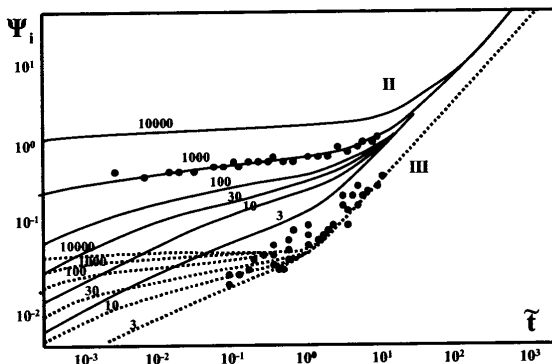


Рис. 4.10.0.6. Типовые кривые Агарвала–Гарднера, описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины. Точками нанесены результаты скважинных измерений.

$$\Psi_3(\tilde{t}) = -\frac{d\left\{\frac{P_{nl} - P_c(\tilde{t})}{q(\tilde{t})}\right\}}{d \ln \tilde{t}} = \tilde{t} \frac{d\left\{\frac{P_{nl} - P_c(\tilde{t})}{q(\tilde{t})}\right\}}{d\tilde{t}}. \quad (4.10.0.15)$$

И, наконец, метод «NPI» (рис. 4.10.0.7) использует вместо функции (4.10.0.13) соотношение:

$$\Psi_2(\tilde{t}) = \frac{1}{\tilde{t}} \int_0^{\tilde{t}} \frac{P_{nl} - P_c(\tau)}{q_\Sigma(\tau)} d\tau. \quad (4.10.0.16)$$

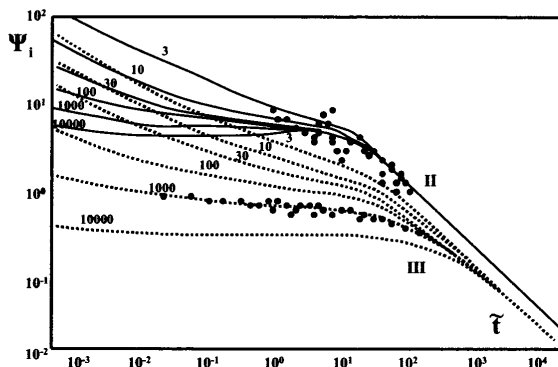


Рис. 4.10.0.7. Типовые кривые «NPI», описывающие истощение ограниченной залежи. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые II и III). Шифр кривых – отношение радиуса залежи к радиусу скважины.

Преимуществом подобных способов нормировки является большая устойчивость к флуктуациям забойного давления и дебита, что особенно важно при исследовании скважин по технологии КСД.

При этом следует иметь в виду, что описанные выше дифференциальные функции не столь наглядны при идентификации режима течения флюида, как стандартная логарифмическая производная для циклов стабильной работы или закрытия скважины.

К настоящему времени аналогичные типовые кривые получены для большинства используемых в практике ГДИС моделей системы «скважина–пласт» (особенностях вскрытия пласта, геометрии залежи и пр.) [49–51].

Так, на рис. 4.10.0.8 приведены типовые кривые для истощения ограниченной залежи, дренируемой трещиной ограниченной проводимости. Рис. 4.10.0.9 описывает этот же процесс в условиях естественной трещиноватости пласта (модель двойной пористости).

Нужно особо подчеркнуть, что область применения рассмотренного подхода не ограничивается анализом кривых продуктивности в ограниченных

залежах. Фактически реализована возможность совместного анализа результатов синхронных измерений давления и дебита при произвольном характере изменения названных параметров во времени. То есть фактически рассматриваемый подход является обобщением рассмотренного в разд. 3.5.3.5 способа описания результатов гидродинамических исследований нестабильно работающих скважин.

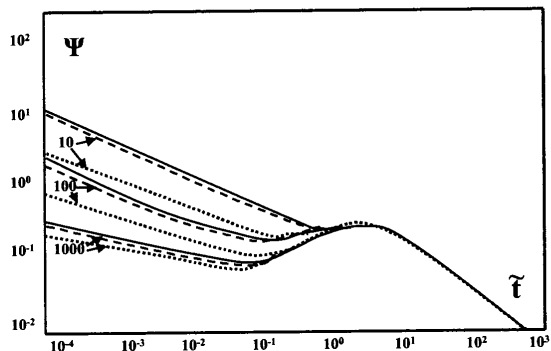


Рис. 4.10.0.8. Типовые кривые Бласингейма, описывающие истощение ограниченной залежи, дренируемой трещиной ограниченной проводимости. По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения дифференциальной функции накопленного дебита. Шифр кривых – относительная проводимость трещины F_{CD} .

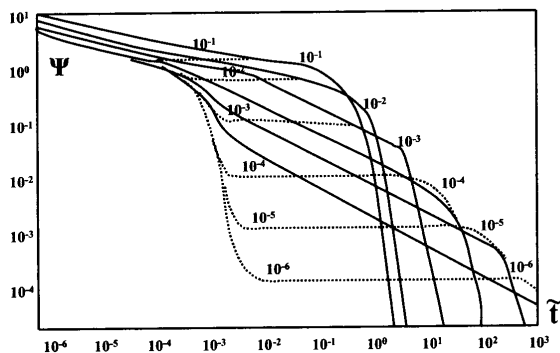


Рис. 4.10.0.9. Типовые кривые Бласингейма при истощении ограниченной залежи естественной системой трещин (модель двойной пористости). По оси абсцисс – функция времени материального баланса. По оси ординат – значения дифференциальной функции накопленного дебита. Отношение радиуса залежи к радиусу скважины =10, относительная упругость =0.001. Шифр кривых – значения коэффициента межпорового перетока. Расчеты выполнены для различной формы блоков матрицы кубической формы (пунктирные кривые) и формы вертикальных призм (сплошные кривые).

Литература к главе 4

1. Кулагина Т.Е., Камартидинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин. Томск 2004, 340 с.
2. Эрлагер.Р Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского. М., 2007, 512 с.
3. Bourdet D. A new set of Type curves simplifies well test Analysis. World Oil. 1983. May, p.95–106.
4. Bourdet D.P., Auoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. Paper SPE, 12777, 1984.
5. Gringarten A.C., Bourdet D.P., Landel P.A., Kniazeff V.J. A comparison between different skin and wellbore storage type curves for early-time transient analysis. Paper SPE 8205, 1979.
6. Eclig-Economides C.A. Use of pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior. JPT, Oct.1988, p.1280–1282.
7. Eclig-Economides C.A, Hegeman P., Vik S. Guidelines simplify well test interpretation. OGJ. 1994. № 29, P 33–40.
8. Oliver House, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Foundation Pressure Transient Analysis (Dynamic Flow Analysis, Part 1, Кappa, 1988–2007.
9. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа, М.: Недра, 1972, 288с.
10. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963, 369с.
11. Gringarten A.C., Ramey H.J. Raghavan R. Rressure Analysis in Fractured Wells, Paper SPE 4051 Presented at the SPE AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Oct. 8–11.
12. Earlougher R.S. Advances in well test. Monogr. Ser. Society Petroleum Engineers, Dallas, 1977, Vol. 5, p.264.
13. Cinco-ley H., Samaniego F. Transient pressure analysis for fractured wells. JPT. 1981, Sept. P 1749–1766
14. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. М.: Нефть и газ, 1995. Ч.1, 586 с., Ч.2, 493с.
15. Gringarden A., Ramey J. An Approximate Infinite Conductivity Solution for a Partially Penetrating Line–Source Well, SPE Journal, April 1975, p 140–148/
16. Culham W.E. Pressure buildup equation for spherical flow regime probltms. SPEJ. 1974. Vol.14, № 6. P545–555
17. Raghavan R., Clark K.K. Vertical permeability from limited entry flow tests in thick formations. SPEJ. 1975. Feb. P 65–73
18. Ambastha A.K., Mc.Leroy P.G., Sageev A. Effects of Partially Communicating Fault in a Composite Reservoir on Transient Pressure Testing. Paper SPE 16764, 1987.
19. Olarewaju J.S. An Analytical Model for Composite Reservoirs, produced at Either Constant Bottom hole Pressure or Constant Rate. Paper SPE, 16763.
20. Bourdet D., Gringarten A.C. Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type Curve Analysis. Paper SPE, 9293.
21. Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Use of Production Data Inversion to Evaluate Performance of Naturally Fractured Reservoirs. Parer SPE 90013, p.1–10, November, 2004.
22. Olarewaju J.S., Lee W.J. Pressure Behavior of layered and dual–porosity reservoirs in the presence of wellbore effects. SPE FE. 1989, Sept. p.397–405.
23. Warren J.E, Root P.J. Discussion of Unsteady–State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, SPEJ, March 1965, 64–65, Trans ASME, 234.

24. Bourdet D., Pressure Behavior of Layered Reservoirs with Cross flow. Paper SPE 13628, 1985.
25. Collins, Royal Eugene: Flow of Fluids Through Porous Materials, Reinhold Publishing Corp, New York (1961), 108–123
26. Earlouger R.C., Ramey H.J., Miller F.G., Mueller T.D. Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs, JPT, Feb. 1968, 199–208; Trans AIME, 243.
27. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974, 200с.
28. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998, 304с
29. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells. Paper SPE, 15735, 1986.
30. Kuchlic F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells. JPT, Jan. 1995, p. 36–41.
31. Lichtenberger C.J. Data acquisition and interpretation of horizontal well pressure transient tests. JPT, Febr. 1994, p. 157–162.
32. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure drawdown and buildup analysis. SPE FE. 1990, Mar., p. 7–15.
33. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД: М.: Наука, 1998, 304с
34. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1973, 246с.
35. Humphreus H., Interference test verify reservoir continuity, OGI. 1997, Nov. 3 P. 75–80
36. Khamis A., Ozkan E., Raghavan R. Analysis of Interference Tests With Horizontal Wells Paper SPE № 84292-PA, August 2005, pp 337–347
37. Kamal M.M. Interference and Pulse testing, a review JPT, 1983, Dec P. 2257–2270.
38. Кременецкий М.И., Кокурина В.В., Информативные возможности ГДИС при наличии заколонных перетоков, материалы 6-й научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». Томск, 22–25 мая 2007г.
39. М.И.Кременецкий, В.В.Кокурина, Информативные возможности гидродинамических исследований при выявлении заколонных перетоков в нагнетательных скважинах, материалы 7-й научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». Томск, 13–15 мая 2008г.
40. Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И. Информативность гидродинамических исследований нестабильно и циклически работающих скважин. Геофизический вестник, ЕАГО № 9, 2002, с.14–20.
41. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. Trans AIME (1945) 160, p. 228–247
42. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. Paper SPE 4629, 1980.
43. Hurst R., Unsteady flow of Fluids in Oil Reservoirs. Physics (Jan, 1934) 5, 20.
44. Fetkovich M.J., Vienot M.E., Bradley M.D., Kiesov U.G. Decline Curve Analysis Using Type Curves– Case Histories. Paper SPE 13169, 1987.
45. Blassingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable Rate Case: A New Approach. Paper SPE № 17052, p. 273–280, June, 1979.
46. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using material Balance Time. Paper SPE 28688, p. 1–23, October 1994.
47. Agarval R.G., Gardner D.C., Kleinsterber S.W., Fussel D.D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curves and Decline Curve Concepts». Paper

SPE, presented at the 1998 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27–30 September.

48. Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type–Curve Analysis Using the Pressure Integral Method, Paper SPE 18799, Presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakersfield, April 5–7, 1989

49. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. Mattar E, Anderson D.M., Society of Petroleum Engineers Inc, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 5 – 8 October 2003.

50. Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Use of Production Data Inversion to Evaluate Performance of Naturally Fractured Reservoirs. Paper SPE 90013, p. 1–10, November, 2004.

51. Pratikno H., Rushing J.A., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves– Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves – Evaluation of Well Performance Behavior in a Multiwell Reservoir System. Paper SPE № 71517, p.1–15, October, 2001. Fractured Wells. Paper SPE 84287, p. 1–14, October 2003.

ГЛАВА 5

ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАК ОСНОВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС

Основы промыслово-технологических исследований (ТИ) были рассмотрены в разд. 1. Нетрудно видеть, что данный тип исследований близок к гидродинамическим (ГДИС) по составу измеряемых параметров и решаемым задачам. Фактически эти две группы методов представляют собой гармонично дополняющие друг друга части единой системы исследований. В этой системе ТИ можно рассматривать, как поставщика оперативных и массовых данных о режиме работы пласта, а ГДИС – как инструмент более глубокого анализа, призванного в конечном итоге оценить текущее состояние и потенциал пласта. Рассмотрим с этой точки зрения основные информативные возможности геолого-технологических исследований.

5.1. Определение забойного давления

Основным и наиболее достоверным способом оценки забойного давления является его непосредственное измерение глубинным манометром на необходимой глубине (пласта, конкретного элемента оборудования скважины и пр.) Часто по условиям эксплуатации скважины скважинный прибор не может быть помещен на необходимую глубину. Нередки случаи, когда измерения можно вести только на устье. В этом случае давление на нужной глубине рассчитывается по приближенным аналитическим зависимостям на основе измеренного давления [1–10].

Ввиду значительной погрешности подобная оценка не всегда адекватна непосредственным измерениям давления на забое скважины. Тем не менее в ряде случаев она является весьма полезной. Ее несомненным преимуществом является простота организации измерений, а значит, возможность обеспечить при сравнительно небольших затратах требуемый охват исследованиями экс-

платационного фонда скважин. Но при практическом использовании подобной информации нужно в каждом конкретном случае учитывать ее достоверность.

5.1.1. Пересчет измеренного забойного давления на характерные глубины

В стабильно работающей или простаивающей скважине при известном составе заполнителя ствола измеренное давление $P_{пл\ изм}$ пересчитывается на характерные глубины (кровлю перфорации H_K , ВНК или ГVK по объектам разработки, глубину приема насоса $H_{НКТ}$) [1–4 и др.].

Подобный пересчет (рис. 5.1.1.1) необходим, чтобы оценить забойное давление для опорных глубин, наиболее важных с точки зрения характеристики состояния и технологического режима работы скважины (например, на глубины $H_{НКТ}$, H_K).

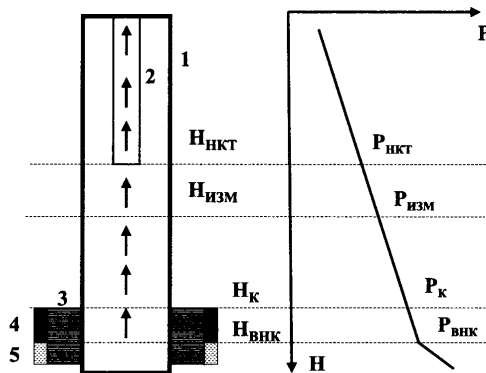


Рис. 5.1.1.1. К пересчету давления, замеренного на забое скважины на заданную глубину. 1 – эксплуатационная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – перфорация; 4 – нефтенасыщенный (газонасыщенный) интервал пласта, 5 – водонасыщенный интервал пласта, $H_{НКТ}$, H_K , $H_{ВНК}$ ($H_{ГVK}$) – глубины башмака НКТ, кровли перфорации, водонефтяного (газоводяного) контакта, $H_{изм}$ – глубина измерения давления), $P_{НКТ}$, P_K , $P_{ВНК}$ ($P_{ГVK}$), $P_{изм}$ – давления на названных глубинах).

Пересчет на абсолютную отметку контакта ВНК, ГVK ($H_{ВНК}$, $H_{ГVK}$) делает более удобным сопоставление результатов измерений в различных скважинах.

Пересчет выполняют исходя из предположения, что плотность заполнителя ствола не меняется по глубине. Это допустимо, поскольку интервал пересчета, как правило, невелик.

Для пересчета на глубину кровли перфорации или приема насоса в добывающей скважине используют формулу:

$$P_K = P_{изм} + \gamma_{ств} g [H_K - Udl(H_i) - (H_{изм} - Udl(H_{изм}))], \quad (5.1.1.1)$$

где H_i – характерная глубина ($H_i = H_k$ при пересчете на кровлю перфорации, $H_i = H_{НКТ}$ при пересчете на прием насоса), $H_{ИЗМ}$ – глубина измерения давления, $\gamma_{СТВ}$ – плотность заполнителя ствола, $g=9.81$ м/с², $Udl(H_i)$ – удлинение на характерной глубине, $Udl(H_{ИЗМ})$ – удлинение на глубине измерения давления.

Для пересчета на глубину контакта (ВНК, ГВК) используют формулу

$$P_i = P_{ИЗМ} + \gamma_{СТВ} g [H_{ВНК} - (H_{ИЗМ} - Udl(H_{ИЗМ}))]. \quad (5.1.1.2)$$

Условные обозначения, использованные в данном соотношении, аналогичны принятым выше. Роль характерной глубины H_i играет абсолютная отметка ВНК или ГВК.

5.1.2. Расчет давления на забое нагнетательной скважины по величине измеренного устьевого давления

Особенность методики оценки давления $P_{Заб}$ на забое $H_{Заб}$ (в том числе на глубине кровли перфорации) *работающей нагнетательной скважины* состоит в том, что плотность заполнителя ствола (воды) известна и практически не меняется по глубине. Поэтому расчеты ведутся на основе измеренного устьевого давления. В принципе расчеты могут быть проведены как по величине буферного $P_{буф}$ (устьевого для НКТ) так и затрубного $P_{затр}$ (устьевого для межтрубья НКТ и обсадной колонны) давления. Последнее наиболее предпочтительно, поскольку скважина, как правило, эксплуатируется по НКТ. Тогда, при расчете давления на забое по буферному давлению, помимо веса столба жидкости необходимо учитывать влияние гидравлических потерь. Жидкость в затрубном пространстве находится в статическом состоянии. Поэтому данная поправка не нужна. Соответственно исключается большая погрешность, которая всегда связана с подобным расчетом. Давление на забое скважины по статическому столбу жидкости в затрубье выполняется по формуле:

$$P_{Заб} = P_{Затр} + \lambda_{вг} g [H_{Заб} - Udl(H_{Заб})], \quad (5.1.2.1)$$

где $\lambda_{вг}$ – плотность заполнителя ствола (воды).

При большой вероятности поглощения закачиваемой воды *в статике* расчет забойного давления в этих условиях должен быть выполнен с учетом глубины уровня в затрубном пространстве $H_{СТ}$ на момент исследования скважины

$$P_{Заб} = P_{Затр} + \lambda_{вг} g [H_{Заб} - Udl(H_{Заб}) - H_{СТ} + Udl(H_{СТ})]. \quad (5.1.2.2)$$

5.1.3 Расчет давления на забое остановленной газовой скважины по величине устьевого давления

Приближенная оценка забойного давления измерениям затрубного давления и уровня раздела фаз в межтрубном пространстве может проводиться в *добывающей* скважине. Но это делается в исключительных случаях (при невозможности проведения прямых измерений). Одной из основных причин большой погрешности подобных оценок являются ошибки в оценке плотности заполнителя ствола.

В *добывающей газовой скважине* необходимо учитывать изменения плотности с глубиной, которые происходят даже при неизменном составе газа вследствие влияния термобарических условий. В *простаивающей скважине* расчет проводится на основе соотношения [6–8]:

$$P_{ЗАБ} = P_{УСТ} + \Delta P ,$$

$$\Delta P = P_{УСТ} e^S ,$$

$$S = \frac{0.03415 \gamma_{ОТН} (H_{ЗАБ} + Udl (H_{ЗАБ}))}{zT} , \quad (5.1.3.1)$$

где $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху, T – средняя для интервала расчета температура в затрубье (град. С), z – коэффициент сверхсжимаемости при средних температуре и давлении.

Данная формула учитывает изменение плотности газа с глубиной. При этом в первом приближении полагают, что температура и коэффициент сверхсжимаемости газа не изменяется с глубиной, причем величина этого коэффициента рассчитывается для средних по интервалу значений давления и температуры.

При пересчете существенны следующие особенности конструкции и способа эксплуатации скважины: скважина эксплуатируется по НКТ, затрубье открыто (рис. 5.1.3.1.а), скважина эксплуатируется по НКТ, затрубье перекрыто пакером (рис. 5.1.3.1.б).

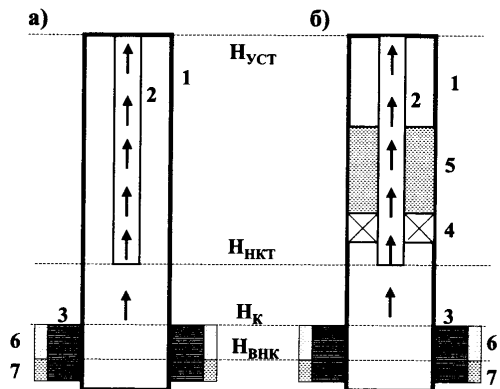


Рис. 5.1.3.1. К пересчету давления, замеренного на забое газовой скважины на заданную глубину. 1 – эксплуатационная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – перфорация; 4 – пакер, 5 – жидкость над пакером, 6 – газонасыщенный интервал пласта, 7 – водонасыщенный интервал пласта, $H_{НКТ}$, $H_к$, $H_{ВНК}$ – глубины башмака НКТ, кровли перфорации, водонефтяного контакта, $H_{УСТ} = 0$ – глубина устья.

В первом случае пересчет возможен как по величине буферного ($P_{УСТ} = P_{БУФ}$), так и по величине затрубного давления ($P_{УСТ} = P_{ЗАТ}$), во втором случае – только по величине затрубного давления. По точности данные варианты расчета равноправны.

В действующей газовой скважине пересчет проводится на основе соотношения

$$P_{ЗАБ} = P_{УСТ} + \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (5.3.1.2)$$

где ΔP_1 – перепад давления от устья до глубины башмака НКТ ($H_{НКТ}$), ΔP_2 – перепад давления от глубины башмака НКТ до заданной глубины пересчета ($H_{ЗАБ}$).

При свободном затрубье (рис. 5.3.1.1.а) принципиально возможен пересчет как по буферному $P_{УСТ} = P_{БУФ}$, так и по затрубному $P_{УСТ} = P_{ЗАТ}$ давлениям. Однако расчет на основе затрубного давления более достоверен, поскольку величина ΔP_1 оценивается по весу столба газа в статическом состоянии,

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= P_{НКТ} - P_{БУФ} = P_{ЗАТ} e^{S_1}, \\ S_1 &= \frac{0.03415 \gamma_{ОТН} (H_{НКТ} + Udl(H_{НКТ}))}{zT}, \end{aligned} \quad (5.3.1.3)$$

При расчете значения ΔP_2 должны быть дополнительно учтены гидравлические потери при движении газа по колонне. Для этого может быть использована известная формула Адамова:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= P_{ЗАБ} - P_{НКТ} = P_{НКТ} - \sqrt{P_{НКТ}^2 e^{2S_2} + 1.377 \lambda \frac{z^2 T^2}{D^5} (e^{2S_2} - 1) Q^2}, \\ S_2 &= \frac{0.03415 \gamma_{ОТН} (H - H_{НКТ} + Udl(H) - Udl(H_{НКТ}))}{zT}, \end{aligned} \quad (5.3.1.4)$$

где D – диаметр потока (в данном случае внутренний диаметр колонны), λ – гидравлическое сопротивление труб, зависящее от их шероховатости и скорости потока.

Ввиду необходимости учета структуры потока и шероховатости труб при расчете возможны существенные погрешности. Но из-за того, что НКТ, как правило, расположены близко от кровли пласта, роль данной поправки невелика.

Если затрубье перекрыто пакером (рис. 5.1.3.1.б), расчет может вестись только на основе буферного давления с учетом гидравлических потерь в НКТ.

В данном случае формула Адамова используется для расчета величин как ΔP_1 , так и ΔP_2

$$\Delta P_1 = P_{\text{НКТ}} - P_{\text{БУФ}} = P_{\text{БУФ}} - \sqrt{P_{\text{БУФ}}^2 e^{2S_1} + 1.377\lambda \frac{z^2 T^2}{d^5} (e^{2S_1} - 1) Q^2},$$

$$\Delta P_2 = P_{\text{ЗАБ}} - P_{\text{НКТ}} = P_{\text{НКТ}} - \sqrt{P_{\text{НКТ}}^2 e^{2S_2} + 1.377\lambda \frac{z^2 T^2}{d^5} (e^{2S_2} - 1) Q^2},$$

$$S_1 = \frac{0.03415 \gamma_{\text{ОТН}} (H_{\text{НКТ}} + Udl(H_{\text{НКТ}}))}{zT},$$

$$S_2 = \frac{0.03415 \gamma_{\text{ОТН}} (H - H_{\text{НКТ}} + Udl(H) - Udl(H_{\text{НКТ}}))}{zT}. \quad (5.3.1.5)$$

5.1.4. Расчет давления на забое скважины механизированного фонда, работающей водонефтяной смесью

Наряду со случаем, рассмотренным в п. 5.1.3, возможен еще один тип скважин, для которого приемлемы приближенные оценки подобного типа. Это эксплуатационные скважины механизированного фонда, работающие водонефтяной смесью с низким газовым фактором или высокой обводненностью продукции [1, 2, 9, 10 и др.]. Причины названных ограничений в следующем. Во-первых, в названных случаях можно с приемлемой точностью оценить плотность заполнителя ствола. Во-вторых, можно более или менее уверенно определить необходимую для расчетов высоту уровня раздела фаз в затрубном пространстве.

Рассмотрим данный случай более подробно. Пластовое давление в объектах, эксплуатируемых скважинами механизированного фонда, ниже гидростатического, а межтрубное пространство между эксплуатационной обсадной колонной и НКТ чаще всего свободно. В этих условиях в межтрубном пространстве формируется столб жидкости, уравнивающий давление на забое. В простаивающей скважине высота столба максимальна. В этих условиях уровень раздела «жидкость–газ» (так называемый «статический уровень») расположен ближе всего к устью скважины (рис. 5.1.4.1.6). В стабильно работающей скважине газожидкостный уровень (динамический) опускается (рис. 5.1.4.1.а), причем тем сильнее, чем больше депрессия на пласт.

Если скважина длительное время работает со стабильным расходом водонефтяной смеси, то в межтрубном пространстве ниже динамического уровня скапливается практически чистая нефть (рис. 5.1.4.1.а). Вода, являющаяся наиболее тяжелой фазой, оседает на забое и частично выносится потоком. Таким образом, забойное давление уравнивает суммарный столб: газа в межтрубном пространстве выше динамического уровня ($0 < H < H_{\text{дин}}$), нефти в межтрубном пространстве ниже динамического уровня ($H_{\text{дин}} < H < H_{\text{НКТ}}$),

водонефтяной смеси в непрерывном НКТ интервале обсадной колонны ($H_{\text{НКТ}} < H < H_{\text{ЗАБ}}$). Равновесие описывается следующим соотношением.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ЗАБ}} &= P_{\text{ЗАТ}} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3, \\
 \Delta P_1 &= P_{\text{ДИН}} - P_{\text{ЗАТ}} = P_{\text{ЗАТ}} e^{S_1}, \\
 S_1 &= \frac{0.03415 \gamma_{\text{ОТН}} (H_{\text{ДИН}} + \text{Udl}(H_{\text{ДИН}}))}{zT}, \\
 \Delta P_2 &= P_{\text{НКТ}} - P_{\text{ДИН}} = \gamma_{\text{Н}} g [H_{\text{НКТ}} - \text{Udl}(H_{\text{НКТ}}) - (H_{\text{ДИН}} - \text{Udl}(H_{\text{ДИН}}))], \\
 \Delta P_3 &= P_{\text{ЗАБ}} - P_{\text{НКТ}} = \gamma_{\text{СТВ}} g [H_{\text{ЗАБ}} - \text{Udl}(H_{\text{ЗАБ}}) - (H_{\text{НКТ}} - \text{Udl}(H_{\text{НКТ}}))],
 \end{aligned}
 \tag{5.1.4.1}$$

где $\gamma_{\text{СТВ}}$ – плотность заполнителя ствола рассчитываемая по формуле $\gamma_{\text{СТВ}} = \gamma_{\text{В}}(1 - \phi_{\text{В}}) + \gamma_{\text{Н}}\phi_{\text{В}}$, $\gamma_{\text{В}}$ – плотность воды, $\phi_{\text{В}}$ – обводненность заполнителя ствола на забое скважины, $H_{\text{ЗАБ}}$ – глубина в скважине, для которой рассчитывается давление, $H_{\text{НКТ}}$ – глубина башмака НКТ, $\text{Udl}(H_{\text{НКТ}})$ – удлинение на глубине башмака НКТ, $H_{\text{ДИН}}$ – глубина динамического уровня, $\text{Udl}(H_{\text{ДИН}})$ – удлинение на глубине динамического уровня, $\gamma_{\text{ОТН}}$ – относительная плотность газа по воздуху, T – средняя для интервала расчета температура в затрубье (град С), z – коэффициент сверхсжимаемости при средних температуре и давлении.

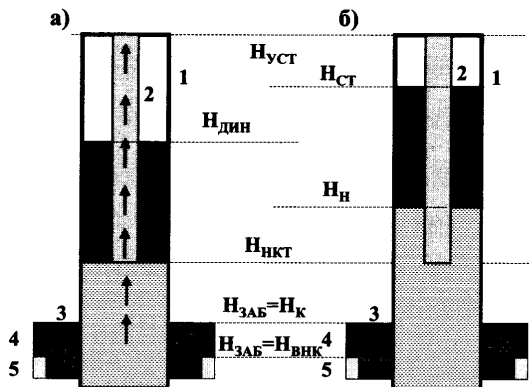


Рис. 5.1.4.1. К расчету забойного давления в водонефтяной скважине по давлению на устье и глубине динамического (а) и статического (б) уровней. 1 – эксплуатационная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – перфорация; 4 – нефтенасыщенный интервал пласта, 5 – водонасыщенный интервал пласта, $H_{\text{НКТ}}$, $H_{\text{К}}$, $H_{\text{ВНК}}$ – глубины башмака НКТ, кровли перфорации, водонефтяного контакта, $H_{\text{СТ}}$, $H_{\text{ДИН}}$ – глубины статического и динамического уровней, $H_{\text{УСТ}} = 0$ – глубина устья.

После остановки скважины ствол начинает заполняться жидкостью и давление растет. При этом столб нефти в межтрубном пространстве поднимается вверх, практически не меняя размеров, а оставшееся пространство заполняется газожидкостной смесью с забоя скважины. Столб нефти в затрубном про-

пространстве работающей скважины ограничен глубинами $H_{\text{дин}} < H < H_{\text{нкТ}}$ и имеет длину $H_{\text{нкТ}} - H_{\text{дин}}$. В статике длина столба остается неизменной, а его верхняя граница становится равной $H_{\text{ст}}$. Соответственно глубина нижней границы (то есть границы раздела нефти и водонефтяной смеси в затрубном пространстве) $H_{\text{н}} = H_{\text{ст}} - H_{\text{нкТ}} + H_{\text{дин}}$.

Таким образом, забойное давление уравнивает столб газа в межтрубном пространстве выше статического уровня ($0 < H < H_{\text{ст}}$), а также столбы: нефти ($H_{\text{ст}} < H < H_{\text{н}}$) и водонефтяной смеси ($H_{\text{н}} < H < H_{\text{нкТ}}$) в межтрубном пространстве ниже статического уровня, водонефтяной смеси в непокрытом НКТ интервале обсадной колонны ($H_{\text{нкТ}} < H < H_{\text{заБ}}$).

$$P_{\text{заБ}} = P_{\text{заТ}} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4,$$

$$\Delta P_1 = P_{\text{ст}} - P_{\text{заТ}} = P_{\text{заТ}} e^{\delta_1},$$

$$S_1 = \frac{0.03415 \gamma_{\text{отН}} (H_{\text{ст}} + Udl(H_{\text{ст}}))}{zT},$$

$$\Delta P_2 = P_{\text{н}} - P_{\text{ст}} = \gamma_{\text{н}} g [H_{\text{н}} - Udl(H_{\text{н}}) - (H_{\text{ст}} - Udl(H_{\text{ст}}))],$$

$$\Delta P_3 = P_{\text{нкТ}} - P_{\text{н}} = \gamma_{\text{стВ}} g [H_{\text{нкТ}} - Udl(H_{\text{нкТ}}) - (H_{\text{н}} - Udl(H_{\text{н}}))],$$

$$\Delta P_4 = P_{\text{заБ}} - P_{\text{нкТ}} = \gamma_{\text{стВ}} g [H_{\text{заБ}} - Udl(H_{\text{заБ}}) - (H_{\text{нкТ}} - Udl(H_{\text{нкТ}}))],$$

$$H_{\text{н}} = H_{\text{ст}} - H_{\text{нкТ}} + H_{\text{дин}}. \quad (5.1.4.2.)$$

5.1.5. Определение забойного давления

в добывающих нефтяных скважинах механизированного фонда с большим газосодержанием продукции

В скважинах, работающих нефтью с большим газосодержанием, вследствие неравномерного по глубине выделения растворенного газа трудности с оценкой плотности заполнителя ствола существенно возрастают. Не меньшая погрешность связана с тем, что вследствие наличия в продукции скважины газа, как правило, не наблюдается четкий уровень раздела фаз. При измерениях эхолотом фиксируется уровень пены, с плотностью в несколько раз меньшей, чем заполняющей затрубье жидкости. Слой пены может иметь протяженность по глубине от нескольких десятков до нескольких сотен метров.

В данных условиях оценки забойного давления выполняются с помощью специализированных алгоритмов на основе эмпирических зависимостей, учитывающих различие в расходных содержаниях газовой и жидкой компонент (эффект проскальзывания легкой фазы [11, 12]).

Основной недостаток подобных алгоритмов состоит в том, что в них в качестве входных данных присутствуют параметры, достоверной информации о которых, как правило, нет. Существуют методики «обучения» расчетных

зависимостей, позволяющие определить неизвестные параметры путем сравнения результатов прямых измерений и расчетов в контрольных скважинах. Но даже при этом не всегда удается добиться приемлемой точности расчетов. То есть необходимо в ответственных случаях отказываться от косвенных оценок забойного давления по уровню в пользу их непосредственного измерения. В случае же использования замеров уровней нужно четко понимать, что достоверность подобных расчетов при сложном составе продукции скважины, как правило, невысока.

Наиболее распространенный на практике способ расчета забойного давления применительно к данному случаю использует эмпирические связи, учитывающие зависимость плотности смеси от газосодержания.

5.2. Экспресс-оценка расхода по замерам давления и динамического уровня

Наряду с прямыми и глубинными методами определения расхода, рассмотренными в разд. 1, в практике ТИ-ГДИС используются приближенные косвенные оценки данного параметра. Рассмотрим основные из них.

5.2.1. Связь значений давления и расхода с динамическим уровнем

Малодебитные скважины с пластовым давлением ниже гидростатического исследуются в процессе притока жидкости после снижения уровня в стволе. Рост давления в процессе притока отражает как гидродинамические параметры пласта, так и интенсивность притока (дебит пласта). Поведение давления и дебита подчиняется следующим закономерностям.

Пусть dP – изменение давления на фиксированной глубине ниже уровня за время dt , dH – изменение отметки уровня за это же время. Тогда:

$$\begin{aligned} dP &= \gamma \cdot g \cdot dH, \\ dH &= w \cdot dt, \\ w &= \frac{Q}{S}, \end{aligned} \quad (5.2.1.1)$$

где w – скорость перемещения уровня, q – дебит, S – площадь сечения потока (внутреннего сечения колонны), γ – плотность флюида.

Из (5.2.1.1) следует:

$$dP = \gamma \cdot g \cdot w \cdot dt = \frac{\gamma \cdot g \cdot Q \cdot dt}{S}$$

или

$$\frac{dP}{dt} = \frac{\gamma \cdot g \cdot Q}{S} \quad (5.2.1.2)$$

Преобразуем это дифференциальное уравнение следующим образом:

$$\frac{dP}{P_{nl} - P} = \frac{\gamma \cdot g \cdot Q}{S \cdot (P_{nl} - P)} = \frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт}}{S} \quad (5.2.1.3)$$

где коэффициент продуктивности $K_{факт}$ будем считать постоянным: $K_{факт} = const$,

$$\ln(P_{nl} - P) = -\frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт} \cdot t}{S} + C \quad (5.2.1.4)$$

или

$$P_{nl} - P = C \cdot \exp\left(-\frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт} \cdot t}{S}\right) \quad (5.2.1.5)$$

Величину коэффициента C можно определить из условия: при $t=0$; $P=P_{с.нач}$. Отсюда следует $C=P_{nl} - P_{с.нач}$ (где $P_{с.нач}$ – давление на забое скважины в момент начала подъема уровня). Итак, окончательно:

$$\frac{P_{nl} - P}{P_{nl} - P_{с.нач}} = \exp(-\xi \cdot t),$$

$$\xi = \frac{\gamma \cdot g \cdot K_{факт}}{S} \quad (5.2.1.6)$$

Это соотношение известно, как формула Маскета (Яковлева) и широко используется при обработке КВУ [5, 13, 14]. Следует еще раз подчеркнуть, что в его основе лежит допущение о постоянной величине коэффициента продуктивности, которое соблюдается лишь приближенно. Чем меньше изменение давления (дебита) во времени, тем точнее это приближение. На начальной стадии восстановления уровня непосредственно после резкого изменения депрессии на пласт использование подобных соотношений чаще всего недопустимо.

5.2.2. Экспресс-оценка расхода по разновременным замерам динамического уровня

На основе соотношения (5.2.1.2) можно получить формулы для расчета среднего объемного дебита (в НКТ – $q_{нкт}$, в затрубном пространстве – $q_{зат}$ и общего – q_v) по двум разновременным замерам динамического уровня:

$$Q_{зат} = \frac{(H_{зат1} - H_{зат2})}{t_2 - t_1} S_{зат},$$

$$Q_{нкт} = \frac{(H_{нкт1} - H_{нкт2})}{t_2 - t_1} S_{нкт},$$

$$Q_y = Q_{нкт} + Q_{зат}, \quad (5.2.2.1)$$

где $H_{зат1}, H_{зат2}$ – уровни в затрубном пространстве, $H_{нкт1}, H_{нкт2}$ – уровни в НКТ, $S_{нкт}, S_{зат}$ – площади сечения внутреннего пространства НКТ и затрубья.

Основными недостатками данного способа расчета является малая точность отбивки уровня эхолотом за счет выделения газа из нефти. Если замеряется уровень только в затрубном пространстве, следует также иметь в виду ошибки в оценке дебита за счет того, что уровень может меняться не только вследствие притока в ствол новых порций жидкости, но и вследствие перетока жидкости между НКТ и затрубьем.

5.2.3. Экспресс-оценка дебитов по темпу изменения забойного давления во времени

Для расчета дебита по темпу изменения забойного давления применяется соотношение (5.2.1.2). Формула используется с параметрами НКТ или затрубья в зависимости от того, по какому пространству рассчитывается дебит в конкретной скважине.

Достоверной оценки, как правило, удается добиться, если сжимаемость флюида невелика и этим параметром можно пренебречь. Еще один недостаток указанного способа расчетов состоит в том, что необходимо знать величину плотности поступающей в ствол смеси. Достоверные данные о плотности удается получить лишь в скважинах, работающих однофазной продукцией (чистой водой или чистой нефтью с небольшим газовым фактором).

При притоке в ствол водонефтяной смеси точность оценки дебита снижается вследствие того, что из-за малодобитности таких скважин смесь флюидов в стволе имеет пробковую структуру потока. В этом случае скорости движения фаз отличаются друг от друга, плотность заполнителя ствола сильно меняется по глубине и перестает соответствовать плотности поступающей в ствол продукции.

Наличие в продукции газа усиливает названный эффект. Кроме того, начинает сказываться изменение по глубине и во времени сжимаемости заполнителя ствола. В этом случае достоверность количественной оценки дебита не высока.

5.2.4. Особенности оценки расхода при вызове притока свабиrowанием

Рассмотрим более детально изменение давления на забое скважины при свабиrowании (рис. 5.2.4.1). Свабиrowание, как правило, включает несколько рейсов сваба. Каждый рейс сваба можно условно разделить на два временных цикла. В первом (циклы 1 на рис. 5.2.4.1) происходит резкое падение давления, связанное с отчерпыванием части жидкости в стволе и началом движения сваба вверх. Далее (циклы 2 на рис. 5.1.4.1) сваб движется вверх, и затем снова вниз за новой порцией жидкости. В этот период давление в стволе растет в основном вследствие роста динамического уровня, связанного с притоком жидкости из пласта.

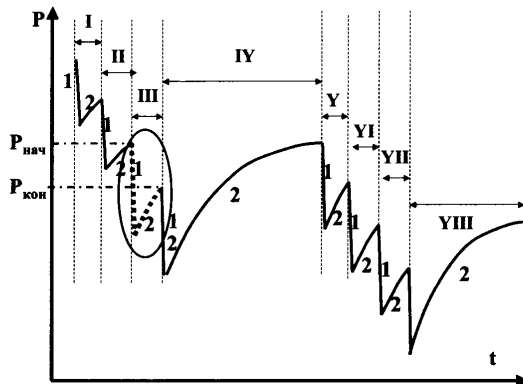


Рис. 5.2.4.1. К расчету дебита пласта при свабиrowании.

Цикл свабиrowания изображенный на рис. 5.2.4.1 включает восемь рейсов сваба (I–YIII). Каждый рейс включает период падения (1) и последующего роста. $P_{нач}$, $P_{кон}$ – начальное и конечное давления для одного из рейсов (III).

Основой оценки расхода при вызове притока в данном случае является анализ динамики роста давления в циклах восстановления уровня. Если длительность этих циклов существенно больше, чем время движения сваба к поверхности (как, например, в рейсах сваба IV и YIII на рис. 5.2.4.1), расход можно оценить по темпу изменения забойного давления – соотношение (5.2.1.2). Однако формальное использование этого способа для кратковременных циклов приводит к существенным ошибкам. Ошибки обусловлены возможной негерметичностью сваба.

В этом случае уровень жидкости в стволе растет не только за счет притока из пласта, но и за счет подтекания негерметичного сваба. Если воздействие названных факторов сравнимо, формальная оценка дебита любым способом, учитывающим лишь изменения количества жидкости в стволе, обречена на неудачу.

Точность оценки дебита в данном случае существенно возрастает, если в расчетах учтено количество жидкости, вынесенной на поверхность рейсом сваба.

В этом случае оценка расхода для одного рейса сваба (например, III на рис. 5.2.4.1) производится в следующей последовательности.

По разности давления на забое в начале ($P_{нач}$) и конце ($P_{кон}$) одного рейса сваба оценивается изменение количества жидкости в стволе для рейса Q_1

$$Q_1 = \frac{(P_{кон} - P_{нач}) S}{\gamma g} . \quad (5.2.4.1)$$

Количество поступившей из пласта за рейс жидкости Q определяется по формуле

$$Q = Q_2 - Q_1 , \quad (5.2.4.2)$$

где Q_2 – количество добытой за рейс сваба жидкости.

При таком способе расчета потери жидкости вследствие негерметичности сваба уже не влияют на точность расчета, но необходимы измерения объема жидкости, выносимой на поверхность при свабировании.

Средний за рейс объемный расход определяется как отношение величины Q к длительности рейса.

Подобным способом могут быть обработаны результаты измерения давления для интервала свабирования, состоящего из нескольких рейсов. Причем опыт авторов показывает, что нет нужды суммировать результаты по отдельным рейсам. Вполне достаточно выполнить подробные расчеты для всего интервала в целом на основе начального и конечного давления и цикла и суммарного количества добытой в интервале жидкости.

5.3. Определение плотности заполняющего ствол и притекающего флюида

5.3.1. Оценка расходной плотности по кривым изменения во времени забойного давления и динамического уровня

Итак, возможны количественные оценки параметров состояния скважины как по величине забойного давления, так и по величине динамических уровней.

Результаты совместных (синхронных) замеров забойного давления и положения уровня могут быть полезны для приближенной оценки плотности и состава притекающего флюида. Исходные данные в этом случае обрабатываются следующим образом [15].

- Определяется темп изменения давления во времени по формуле:

$$\Delta P_t = \frac{\partial(P_c - P_{зам})}{\partial t} . \quad (5.3.1.1)$$

• В том же временном интервале определяется темп изменения абсолютной отметки уровня во времени по формуле:

$$\Delta H_{abc_t} = \frac{\partial H_{abc}}{\partial t} . \quad (5.3.1.2)$$

• Оценивается расходная плотность смеси притекающих флюидов по формуле:

$$\gamma_{см} = \frac{\Delta P_t}{g \cdot \Delta H_{abc_t}} , \quad (5.3.1.3)$$

где g – ускорение свободного падения.

• Оцениваются дебиты по компонентам (вода, нефть):
– дебит воды

$$Q_v = Q_{см} \cdot \frac{\gamma_v - \gamma_{см}}{\gamma_v - \gamma_n} , \quad (5.3.1.4)$$

– дебит нефти

$$Q_n = Q_{см} \cdot \frac{\gamma_{см} - \gamma_n}{\gamma_v - \gamma_n} . \quad (5.3.1.5)$$

5.3.2. Оценка плотности и состава заполнителя скважины по градиенту давления в стволе по глубине

Плотность заполнителя ствола (γ) рассчитывают по градиенту давления в стволе ($gradP$), определяемому по серии дискретных измерений давления на фиксированных глубинах:

$$\gamma = \frac{gradP}{g} , \quad (5.3.2.1)$$

где $g=9.81$ м/с² – ускорение свободного падения.

Состав заполнителя ствола (смеси продукции в стволе) определяют по результатам определения параметров состава (плотности, влажности) в стволе скважины выше продуктивных пластов.

Состав заполнителя ствола и состав притока стабильно работающих скважин оценивают по данным устьевых измерений фазовых расходов и параметров состава.

Плотность притекающего флюида и состав притока нестабильно работающих скважин (при подъеме динамического уровня) оценивают по результатам синхронных измерений забойного ($P_{зab}$), затрубного ($P_{зат}$) давления и динамического уровня ($H_{дин}$) в затрубном пространстве по формуле:

$$\rho = \frac{1}{g} \frac{d(P_{\text{ЗАБ}} - P_{\text{ЗАТ}}) / dt}{dH_{\text{ДИН}} / dt}, \quad (5.3.2.2)$$

где $d(P_{\text{ЗАБ}} - P_{\text{ЗАТ}}) / dt$ – скорость изменения давления, $dH_{\text{ДИН}} / dt$ – скорость изменения абсолютной отметки уровня.

5.4. Оценка восстановленного и пластового давления и продуктивности пласта

При остановке скважины происходит расформирование аномалии давления, обусловленное циклами предшествующей эксплуатации скважины. Если длительность остановки достаточно, для того, чтобы влиянием предшествующей эксплуатацией можно было пренебречь, то давление в стволе называют восстановленным. Если скважина эксплуатирует один пласт, и глубина измерения соответствует глубине пласта, восстановленное давление соответствует текущему пластовому.

Таким образом, восстановленное давление в стволе на фиксированной глубине определяют прямыми измерениями автономным или дистанционным манометром в простаивающей скважине. В исключительных случаях (при невозможности проведения прямых измерений) восстановленное давление приближенно оценивается по измерениям затрубного давления и уровня раздела фаз в межтрубном пространстве способами, описанными в разд. 5.1.

Текущее пластовое давление измеряется в специально подготовленных наблюдательных скважинах (пъезометрах). К скважине-пъезометру предъявляются следующие требования: длительный (10 суток и более) простой скважины, вскрытие одиночного объекта (пласта), наличие гидродинамической связи ствола с пластом, отсутствие межпластовых заколонных перетоков.

В скважинах-пъезометрах проводится непрерывный мониторинг давления с помощью дистанционной или автономной глубинной аппаратуры или выполняются дискретные измерения, периодичность которых определяется действующими регламентами. При этом измерительный прибор располагается на глубине пласта.

Приближенная оценка текущего пластового давления в эксплуатируемых скважинах осуществляется пересчетом восстановленного давления (оцененного после достаточного периода простоя) на глубину кровли перфорации или ВНК (ГВК) объекта разработки с помощью соотношений разд. 5.1.

Фактической продуктивностью пласта, работающего жидкостью $K_{\text{ПРОД}}^{\text{ФАКТ}}$, называют отношение расхода в условиях забоя скважины $q_{\text{ПЛ}}$ на стабильном

(технологическом) режиме работы к депрессии на данном режиме (разности текущего пластового $P_{ПЛ_ТЕК}$ и забойного $P_{ЗАБ}$ давлений). При наличии измерений перечисленных параметров величина $K_{ПРОД}^{ФАКТ}$ определяется по формуле

$$K_{ПРОД}^{ФАКТ} = \frac{q_{ПЛ}/B_0}{P_{ПЛ_ТЕК} - P_{ЗАБ}}, \quad (5.4.0.1)$$

где B_0 – объемный коэффициент.

Величина $q_{ПЛ}/B_0$ представляет собой дебит в условиях поверхности.

5.5. Особенности непрерывного мониторинга технологических параметров стационарными системами измерения

Наиболее эффективным способом технологических исследований является непрерывный мониторинг эксплуатационных параметров в скважине с помощью стационарных систем, помещаемых в скважину на длительный срок (для освоения скважины, на межремонтный период) [15, 16]. Типы стационарных систем подробно рассмотрены в разд. 1.5.3. Практические аспекты использования подобных систем, способы интерпретации результатов и их информативность подробно рассмотрены в разд. 7.10.

Литература к главе 5

1. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/Под. ред. Муравьева И.М. – М.: Недра, 1970, 448с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти, М.: Нефть и газ, 1977, 826 с.
3. Сахаров В.А. Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках. М.: Нефть и газ, 2004, 391 с.
4. РД-39-0147035-212-87. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерения устьевого давления динамического и статического уровней и давления у приема насоса. – М., 1987.
5. РД 153-39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИ, 1990.
6. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин/Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. М.: Недра, 1980, 301с.
7. Аббасов З.Я. Методические указания по определению забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье. Баку, 1981, 99с.

8. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995, 522 с.
9. Каптелинин Н.Д., Литваков В.И., Юсупов К.С. Особенности промысловых исследований Самотлорского нефтяного месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
10. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.
11. Хасанов М., Булгакова Г., Мукминов И. Оценка добывных возможностей скважин по данным нормальной эксплуатации, Вестник инженерингового центра Юкос, № 2, 2001г., 17–21.
12. Jamos N, Augusto L, Kol.N.Huddleston, Fcoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure, Paper SPE № 14254.
13. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1973, 246 с.
14. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: РГУНГ, 628с., переиздание 2004 г.
15. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов, М., 2006.
16. Белоус В.Б., Мажар В.А., Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Новая технология мониторинга нефтяных скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов, Нефтяное хозяйство, № 12, 2006, с. 62–67.

ГЛАВА 6

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

6.1. Принципы интерпретации результатов ГДИС

Информативные возможности ГДИС значительны. Проведение гидродинамических исследований позволяет оценивать фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны, уточнять параметры трещин ГРП, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и пр. [1–6 и др.]. При этом подходы к интерпретации ГДИС полностью аналогичны используемым при интерпретации ГИС и ПГИ. В принципе ничто не мешает рассматривать ГДИС как один из полноправных геофизических методов [7, 8]. При этом его специфика (в основном связанная с используемыми технологиями измерений) – неоспорима.

На рис. 6.1.0.1 изображена схема этапов работы с информацией гидродинамических исследований при проведении процедур интерпретации.



Рис. 6.1.0.1. Этапы работы с информацией ГДИС при обработке и интерпретации.

Первой и очень важной ступенью интерпретации является *анализ качества результатов ГДИС*. При этом в первую очередь оценивается точность регистрации параметров ГДИС (давления, температуры, расхода). Не менее важен и контроль соблюдения технологии проведения исследований (соответствие плановым продолжительностям циклов работы и остановки скважины, а также контроль расхода в циклах). Требуется проанализировать синхронность характера поведения давления и дебита во времени, выявить, насколько существенно влияние послепритока и пр. При этом анализ поведения давления в скважине во времени в ряде случаев помогает восстановить последовательность технологических операций, производившихся в скважине в процессе ГДИС.

К анализу оценки качества ГДИС иногда приходится обращаться повторно на последующих этапах интерпретации, при проверке соответствия получаемых результатов (особенностей поведения диагностических графиков, величин рассчитанных параметров и пр.) начальным представлениям о скважине и пласте.

Предварительная обработка результатов измерений призвана сделать данные более наглядными и удобными для последующего анализа, а также очистить исходные материалы от заведомо некачественной информации. К числу стандартных операций подготовки данных относятся сглаживание и прореживание кривых давления и дебита, удаление выбросов и пр.

Количественной интерпретации результатов предшествует визуальный анализ графиков изменения давления во времени, их сопоставление с данными об изменении расхода и промысловой информацией о поведении скважины в процессе исследований (*этап качественной интерпретации*). Для наглядности такие графики строят в функциональных шкалах. Исходя из характерных особенностей поведения давления, выбирают наиболее вероятную модель скважины и пласта.

Далее проводится *количественная интерпретация*, при которой данные измерений сопоставляются с результатами теоретических расчетов в рамках выбранной для интерпретации модели.

Методы количественной интерпретации результатов измерений, оценки информативности полученных результатов и их последующего анализа зависят от типа определяемого параметра и способа его определения. Эти вопросы рассматриваются в разд. 7 на примере конкретных результатов исследований.

6.2. Достоверность оценки пластового давления по результатам ГДИС

Прежде чем начать анализ информативности результатов гидродинамических исследований, предлагается обсудить вопрос о возможности этой группы методов при оценке наиболее важного параметра, характеризующего энергетику пласта – пластового давления $P_{пл}$.

Достаточно простая на первый взгляд проблема оценки пластового давления по ГДИС на самом деле не столь очевидна. Содержание, которое обычно вкладывается в этот параметр, и соответственно способы его оценки, существенно зависят от того, изучаем ли мы начальное состояние или этап длительной разработки залежи. Это различие отражается в терминах «первоначальное» и «текущее» пластовое давление. Важно также, насколько сильно влияет на состояние пласта режим работы конкретной исследуемой скважины.

Вопрос о существовании этого параметра с точки зрения ГДИС очевиден лишь для идеализированного случая работы одиночной скважины в неограниченном пласте (рис. 6.2.0.1).

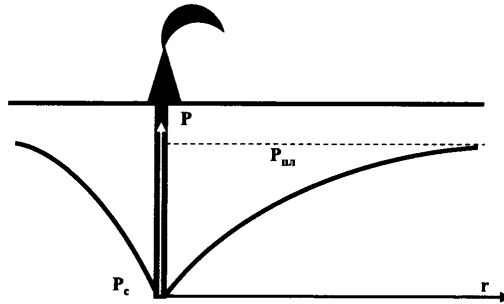


Рис. 6.2.0.1. К оценке пластового давления и коэффициента продуктивности в одиночной скважине.

Тогда пластовое давление соответствует начальному давлению, которое существовало в залежи до начала работы скважины. Его можно оценить с любой степенью приближения, остановив скважину и наблюдая за расформированием воронки депрессии, созданной в процессе предшествующей работы пласта. При длительной и стабильной работе такой скважины в стволе и окружающих породах формируется квазистационарное поле дебитов и давлений. Оно с достаточной для практических целей точностью описывается уравнениями массопереноса – как при допущении о работе скважины с постоянным расходом $Q=const$, так и при постоянной депрессии $P_{пл} - P_c = const$. Добычные возможности пласта характеризуются коэффициентом продуктивности, определяемой соотношением (3.4.5.1).

Ситуация является кардинально другой, если рассматривать более реальные в практике ГДИС случаи ограниченности залежи и влияния соседних скважин (рис.6.2.0.2).

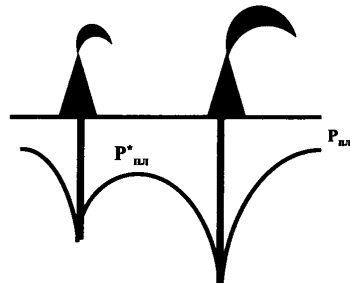


Рис. 6.2.0.2. К оценке пластового давления и коэффициента продуктивности при влиянии работы соседних скважин.

В этих условиях давление во всех точках залежи непрерывно меняется. Непонятно, к какой точке пласта, к какому времени необходимо приурочить оцениваемое по ГДИС значение пластового давления. Можно было бы подразумевать под пластовым давлением текущее давление в залежи, как значение непрерывной функции времени и координат. С этой точки зрения давление на забое в действующей скважине тоже является пластовым.

Такой подход, естественно, совершенно неприемлем с точки зрения инженерной практики описания текущей энергетики пласта. Необходимо разделять, с одной стороны – текущее поле давления в скважине и околоскважинном пространстве, а с другой стороны – осредненные параметры фонового поля пласта, созданного в результате обработки месторождения в целом. Проводя такое разделение, считаем, что в реальных условиях темп создания и релаксации поля в исследуемой скважине существенно выше, чем у фонового поля. Хотя в условиях долговременных исследований (в частности, при измерениях давления датчиком под приемом насоса, функционирующим весь межремонтный период) это может быть и не так. Особенно, если исследуются залежи малых размеров (линзы, русловые отложения).

В любом случае, определяя по ГДИС среднее пластовое давление, нужно понимать некоторую условность введения этого параметра и его зависимость от конкретного способа определения. В частности, пластовое давление, которое определяется по КВД в простаивающей скважине, фактически является некоторым гипотетическим параметром, который возможно наблюдать в скважине, если она никогда не запускалась в работу.

Значение пластового давления, получаемое при исследовании скважин методом индикаторных диаграмм – это среднее давление на условном контуре питания.

Имея в виду перечисленные допущения, можно распространить соотношение (3.4.5.1) на любую стабильно работающую скважину.

6.3. Методы интерпретации ГДИС

6.3.1. Интерпретация ГДИС при установившихся режимах работы пласта жидкостью

В данном разделе рассматриваются методы интерпретации ГДИС, предназначенные для пластов, способных к стабильной работе жидкостью. Штатным объектом их применения являются фонтанирующие разведочные и эксплуатационные нефтяные скважины, нагнетательные скважины, а также скважины механизированного фонда. Возможно их использование и при освоении скважин со статическим уровнем в процессе строительства и капитального ремонта, но лишь в случае, если возможен устойчивый приток в период исследований

(при освоении струйным насосом, реже – при свабивании). Естественно, что критерии стабильной работы скважины при ГДИС несколько условны. Речь идет о допустимых в процессе исследований колебаниях расхода, обеспечивающих необходимую точность интерпретации. Если интерпретируются циклы работы скважины, существующие регламенты допускают колебания расхода порядка 10%. При этом его резкие скачки абсолютно неприемлемы. Требования к циклам предыстории не столь жесткие, что, в частности, позволяет использовать рассматриваемые в данном разделе методы интерпретации для циклов КВД после вызова притока испытателем пластов или свабиванием. При этом для расчетов используется средний расход при притоке.

6.3.1.1. Оценка пластового давления и продуктивности

Для расчета фактической продуктивности по формуле (3.4.5.1) необходимы данные о расходе Q_{cm} и забойном давлении P_c при стабильной работе скважины. Нужно также априори знать пластовое давление P_{nl} , что не всегда возможно, особенно при интенсивной работе соседних скважин.

Для оценки продуктивности в отсутствие данных о величине P_{nl} используется метод индикаторной линии (ИД) [1, 9]. Его сущность состоит в синхронных измерениях давления на забое скважины P_{c_i} и расхода Q_{cm_i} на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся депрессией на пласты. Основой количественной обработки полученных результатов является соотношение (3.4.4.3) – линейный закон фильтрации.

Интерпретация результатов измерений состоит в аппроксимации массива значений $\{P_{c_i}, Q_{cm_i}\}$ линейной зависимостью. Свободный член данной зависимости равен пластовому давлению P_{nl} , а угловой коэффициент определяет фильтрационное сопротивление пласта A . Величиной, обратной фильтрационному сопротивлению, является продуктивность.

$$K_{факт} = \frac{1}{A}. \quad (6.3.1.1)$$

Условный дебит, определенный по уравнению фильтрации (3.4.4.3) при работе скважины на приток при давлении, равном 0.10103 МПа, называют *абсолютно свободным*.

Описанный метод интерпретации носит название *линейной анаморфозы*. Графический вариант его реализации предполагает нанесение на планшет точек с координатами $\{P_{c_i}, Q_{cm_i}\}$. Линию, соединяющую точки, называют *индикаторной*. При линейном законе фильтрации индикаторная линия – это прямая. Координата точки пересечения индикаторной линии с осью абсцисс соответствует пластовому давлению (рис.6.3.1.1), тангенс угла наклона – фильтрационному сопротивлению пласта.

Определенная методом ИД продуктивность более достоверна, чем рассчитанная по одиночному режиму. Это связано с несколькими причинами. Во-первых, из расчетов исключается величина пластового давления. Во-вторых,

можно контролировать качество исходной информации по форме индикаторной диаграммы. В-третьих, по искажению индикаторной диаграммы можно судить о нарушении линейности фильтрации (вследствие сложной структуры коллектора, при многофазном притоке, подключении при увеличении депрессии новых работающих толщин и пр.) – см. разд. 6.3.1.4.

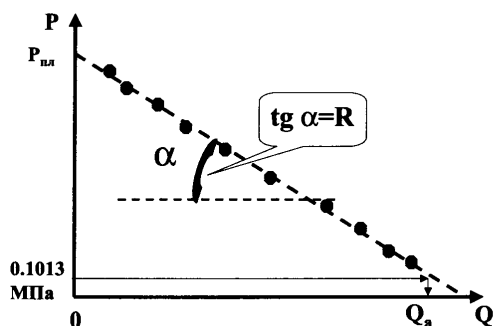


Рис. 6.3.1.1. Обработка результатов измерений давления и дебита на серии стабильных режимов в скважине, работающей жидкостью методом ИД.

6.3.1.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров пласта по величине фильтрационного сопротивления

В скважинах, работающих жидкостью, где вероятность появления большого по абсолютной величине положительного или отрицательного скин-фактора заведомо невелика, по величине фактического коэффициента продуктивности возможна оценка проницаемости. Для этого используется соотношение (3.3.3.3), из которого следует:

$$k = \frac{K_{\text{факт}} \cdot \mu \cdot \ln(r_{\text{КП}} / r_c)}{2 \cdot \pi \cdot h} = \frac{q \cdot \mu \cdot \ln(r_{\text{КП}} / r_c)}{2 \cdot \pi \cdot h (P_{\text{пл}} - P_c)} \quad (6.3.1.2)$$

По величине проницаемости в соответствии со схемой рис.6.3.1.2, определяют другие фильтрационные параметры пласта.

В несовершенной по характеру вскрытия скважине на продуктивность существенно влияют свойства как призабойной, так и дальней зон пласта. Поэтому раздельное изучение пласта и ближней зоны невозможно. Это ограничивает применение данной методики при неизвестном скин-факторе.

По результатам одновременных определений продуктивности можно судить о динамике изменения скин-фактора во времени.

$$\frac{K_{\text{факт-1}}}{K_{\text{факт-2}}} = \frac{\ln(r_{\text{КП}} / r_c) + s_1}{\ln(r_{\text{КП}} / r_c) + s_2} \quad (6.3.1.3)$$

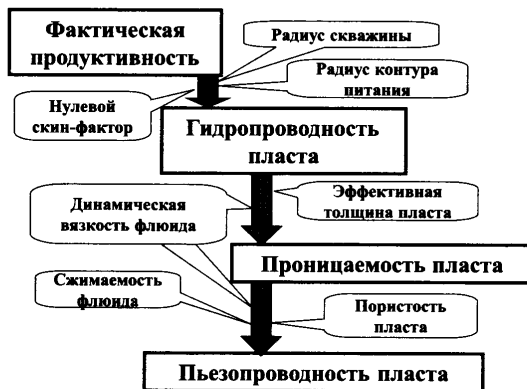


Рис. 6.3.1.2. Оценка фильтрационных параметров пласта по величине фактического коэффициента продуктивности.

В данном соотношении индексами «1» и «2» помечены разновременные значения продуктивности и соответствующие значения проницаемости.

6.3.1.4. Общий подход к анализу нелинейных индикаторных диаграмм

При анализе результатов исследований методом ИД нужно быть готовым к тому, что форма индикаторной диаграммы будет отличаться от классической, описанной выше. Наиболее частая и банальная причина состоит в том, что при построении индикаторной диаграммы игнорируется давно известный факт – влияние предшествующих циклов работы скважины на более поздние. Наиболее радикальный способ устранения этого недостатка состоит в использовании изохронных методов исследования (п. 1.4.2), сущность которых состоит в чередовании циклов работы скважины циклами простоя.

Существуют и более серьезные причины нелинейности, не связанные с нарушениями технологии измерений. Они связаны с изменением состояния пласта в зависимости от режима его работы.

Одна из таких причин уже была рассмотрена в разд. 3.3.5. Это изменение фазовой проницаемости в призабойной зоне при больших депрессиях, связанных с разгазированием нефти. Аналогичные эффекты могут быть связаны при появлении в продукции скважины воды. Нередки случаи, когда с изменением депрессии (репрессии) на пласт меняется эффективная работающая толщина пласта. В трещиноватом пласте дополнительно сказывается изменение параметров трещин в зависимости от давления на забое. Влияние нестабильных трещин особенно ярко проявляется в нагнетательной скважине, когда давление нагнетания превышает давление разрыва пласта. Можно назвать множество других причин нелинейности индикаторных диаграмм [1, 4, 9–12 и др.].

Если кривизна индикаторной диаграммы существенна и явно связана не с недочетами технологии исследований или ошибками измерений, а с процессами в пласте, то необходимо вводить в расчеты факторы, учитывающие

нелинейность фильтрации, или ограничивать интерпретацию участками, где влияние нелинейности невелико.

В подобных условиях очень важно правильно выбрать участок индикаторной линии для количественной интерпретации. Для этого необходимо привлечь всю априори известную информацию о скважине и пласте (результаты технологических исследований, о режиме работы скважины и фазовом составе притока, результаты ПГИ об изменении работающих толщин в зависимости от депрессии на пласт, данные о динамике формирования трещин и пр.).

Наиболее типичная ситуация, связанная с учетом существенной нелинейности фильтрации – обработка методом ИД результатов ГДИС в газоносном пласте (разд. 6.3.6.1).

И все же вся совокупность рассмотренных проблем вызывает недоверие к методу ИД в его классическом варианте, когда сравниваются между собой и обрабатываются совместно лишь одиночные дискретные замеры давления и расхода при различной депрессии (репрессии) на пласт. Поэтому в практике ГДИС такие работы все чаще заменяются исследованиями по технологии «ИД-КСД», которая предусматривает запись непрерывной кривой изменения давления на забое в течение всех циклов работы скважины.

6.3.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения переходных процессов в стабильно работающих жидкостью скважинах

В данную группу объединяются исследования по технологиям, предполагающим остановку стабильно работающей скважины (КВД, КПД) ее пуск или изменение расхода (КСД), а также комбинации перечисленных элементов.

Методы интерпретации результатов подобных исследований во многом сходны, поскольку характеризуются общими особенностями поведения давления в типовых масштабах и единой системой математических моделей движения флюида в скважине и пласте.

В соответствии с принципами, изложенными в разд. 6.1, интерпретацию начинают с выбора наиболее вероятной модели строения исследуемого пласта. Для этого используются характеристические графики в функциональных шкалах.

Одним из наиболее эффективных способов обоснования модели является анализ графиков давления и его логарифмической производной в двойных логарифмических («LOG-LOG») координатах (п. 4.1.2, 4.1.3). Основой анализа является диагностика режимов течения флюида в пласте (радиального, билинейного, линейного и пр.).

Для каждой модели известна физически обоснованная схема смены режимов во времени. Чем рельефнее выражены на результатах ГДИС характерные режимы, тем больше уверенность, что модель выбрана правильно и параметры пласта будут оценены корректно.

Одной из основных проблем интерпретации является неоднозначность результатов, обусловленная тем, что с точностью погрешности измерений одну и

ту же кривую давления можно описать несколькими моделями. Поэтому при выборе модели необходимо максимально учитывать конкретную геолого-промысловую обстановку (технические мероприятия, выполнявшиеся в интервале пласта, геологическое строение залежи, ее размеры, удаленность исследуемой скважины от границ пласта и соседних скважин).

Смысл количественной интерпретации состоит в том, чтобы на основе выбранной модели сопоставить данные измерений с результатами теоретических расчетов и определить параметры скважины и пласта.

Основными в практике интерпретации результатов ГДИС являются методы линейной анаморфозы, типовых кривых и совмещения.

6.3.2.1. Метод линейной анаморфозы

Основы метода

Каждому из известных режимов течения присущ характеристический масштаб времени, в котором поведение давления можно приближенно описать линейной зависимостью, которую называют *линейной анаморфозой*. Коэффициенты данной зависимости определяются параметрами скважины и пласта (фильтрационными свойствами коллектора, характеристиками несовершенства вскрытия, геометрическими размерами пласта и пр.).

При пуске скважины со стабильным расходом в качестве характеристического для радиального режима течения выступает логарифмический масштаб « $\Delta P, \lg(t)$ ». Для линейного, билинейного, сферического режимов течения характеристическими являются степенные масштабы (соответственно « $\sqrt[2]{t}$ », « $\sqrt[4]{t}$ », « $0.5\sqrt[3]{t}$ »). Для режима истощения давление меняется по линейному закону в декартовых координатах времени « t ».

При анализе результатов исследований скважин со сложной предысторией используются обобщенные логарифмический $\{P, f_{\Delta P}(\ln \Delta t)\}$ и степенные $\{\Delta P, F_{\Sigma \Delta P}(\Delta t^n)\}$ масштабы (п. 4.1.2, 4.1.3) Они являются линейной комбинацией масштабов, характеризующих одиночный цикл пуска скважины.

В цикле КВД дополнительно с целью оценки пластового давления применяются обобщенные масштабы Хорнера, логарифмический $\{P, f_{\Sigma P}(\ln_{\Delta} t)\}$ или степенные $\{P, F_{\Sigma P}(\Delta t^n)\}$.

Таким образом, метод линейной анаморфозы предполагает следующие этапы интерпретации результатов ГДИС:

- диагностику модели и выделение интервалов характерных режимов течения,
- аппроксимацию кривой изменения давления в характеристическом масштабе времени во временном интервале конкретного режима течения линейной зависимостью и определение ее коэффициентов,
- расчет на основе найденных характеристик параметров модели.

Рассмотрим несколько типичных подходов к интерпретации.

Оценка параметров пласта при радиальном режиме течения

Сущность интерпретации КВД для радиального режима рассмотрим на примере фильтрации жидкости в однородном пласте при влиянии скин-факто-

ра. В этом случае значения логарифмической производной аппроксимируются линейной асимптотой, параллельной оси абсцисс (рис. 4.1.2.2.6). Нулевой угловой коэффициент данной асимптоты – один из основных диагностических признаков радиального режима течения.

Как следует из расчетных соотношений разд. 3.5.3, угловые коэффициенты асимптот к кривой давления в обобщенном логарифмическом масштабе ($\Psi_{\Sigma P}, \Psi_{\Sigma \Delta P}$) и масштабе Хорнера совпадают по модулю и зависят от гидропроводности пласта.

Свободный член уравнения асимптоты в масштабе Хорнера $\Phi_{\Sigma P}$ определяется пластовым давлением, а в обобщенном логарифмическом масштабе $\Phi_{\Sigma \Delta P}$ – совокупным влиянием гидропроводности ϵ и относительной пьезопроводности пласта $\theta = \chi / r_c^2$ (отношением пьезопроводности χ к квадрату приведенного радиуса r_{c_np}).

Исходя из вышесказанного, схема интерпретации результатов ГДИС при радиальном режиме выглядит следующим образом. Сначала на основе значения $\Psi_{\Sigma P}$ или $\Psi_{\Sigma \Delta P}$ оценивается величина ϵ .

Затем с использованием данных об эффективной работающей толщине пласта и динамической вязкости флюида оценивается проницаемость пласта.

$$k = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \epsilon}, \quad (6.3.2.1)$$

По величине проницаемости с использованием данных о вязкости флюида и интегральной сжимаемости пласта определяется пьезопроводность χ .

Далее по величине $\Phi_{\Sigma P}$ с учетом определенной ранее гидропроводности оценивается относительная пьезопроводность θ . Зная значения χ и θ , можно рассчитать приведенный радиус скважины и скин-фактор

$$r_{c_np} = \sqrt{\frac{\chi}{\theta}},$$

$$s = \ln \frac{r_c}{r_{c_np}}. \quad (6.3.2.2)$$

Описанная схема вычислений представлена на рис. 6.3.2.1.



Рис. 6.3.2.1. Оценка фильтрационных параметров пласта при обработке КВД (КСД) асимптотическим методом.

Оценка параметров пласта, вскрытого трещиной гидроразрыва

Для трещины гидроразрыва *неограниченной проводимости* характерна последовательная смена линейного и псевдорadiaльного режимов течения (см. разд. 4.3.2.3).

При интерпретации кривой давления в интервале псевдорadiaльного режима определяется тот же набор параметров, что и для радиального. Отличие только в том, что величина интегрального скин-фактора s будет в этом случае зависеть главным образом от длины трещины. Определить длину можно, обработав кривую давления в интервале линейного режима с помощью соотношения (4.3.2.9), воспользовавшись оцененной по радиальному режиму величиной проницаемости.

Если для трещины ограниченной проводимости диагностируются псевдорadiaльный, линейный и билинейный режимы течения, то по первым двум, по алгоритму, описанному выше, можно определить фильтрационные параметры пласта и полудлину трещины. Используя эти данные, по формуле (4.3.2.15) оценивают относительную проводимость трещины F_{CD} в интервале билинейного режима

Но если выход кривой давления на псевдорadiaльный режим не был достигнут и раздельное определение параметров пласта и трещины невозможно, то проницаемость пласта можно оценить только в случае, если параметры трещины априори известны.

6.3.2.2. Метод типовых кривых

Сущность метода типовых кривых состоит в расчете (на основании выбранной модели массопереноса) серии теоретических кривых изменения давления во времени в диапазоне возможного изменения параметров модели. При интерпретации осуществляется совмещение измеренных кривых давления (интерактивно или автоматически) с теоретическими по критерию наилучшего совпадения. Затем сравниваются между собой шифры и отношения координат совпавших точек теоретической и измеренной кривой. Эти данные определяют параметры исследуемого пласта.

При совмещении семейство графиков давления используется вместе с соответствующими кривыми логарифмической производной.

Традиционная классическая реализация метода типовых кривых предполагает их хранение в памяти компьютера в виде заранее рассчитанных массивов и выполнение совмещения с реально измеренными кривыми в интерактивном полуавтоматическом режиме.

Наиболее широко используемая на практике модификация метода типовых кривых основана на базовой модели нестационарной фильтрации, описанной в п. 3.5.2. В качестве типовых в этом случае используются универсальные теоретические кривые радиального режима фильтрации, изображенные выше на рис. 3.5.2.2. На рис. 6.3.2.2 эти зависимости изображены вместе с соответствующими кривыми логарифмической производной.

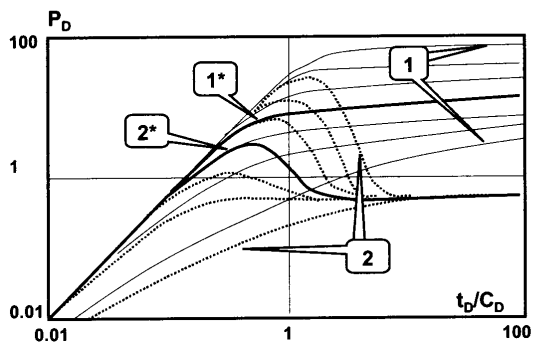


Рис. 6.3.2.2. Оценка параметров пласта при радиальном течении флюида с помощью типовых кривых давления (1) и логарифмической производной (2) в координатах «безразмерное давление – безразмерное время» $\{P_D - C_D\}$; шифр кривых $C_D e^{2s}$ (s – скин-фактор). $1^*, 2^*$ – результаты ГДИС в координатах «давление–время» (P, t).

Данные типовые кривые определены в двойных логарифмических координатах «безразмерное давление $\ln P_D$ – отношение безразмерных времени и коэффициента послепритока $\ln t_D / C_D$ ». Интерпретируемая кривая ГДИС построена в логарифмических координатах «давление–время».

Это позволяет реализовать следующий графический интерактивный режим совмещения типовых и интерпретируемой кривых.

Сначала подбирают типовую кривую, наилучшим образом соответствующую измеренной. Затем планшет с измеренной кривой ориентируют так, чтобы направление оси давления совпало с направлением оси безразмерного давления, а направление оси времени совпало с направлением оси безразмерного времени. Планшет перемещают, сохраняя ориентацию осей, добиваясь наилучшего совпадения измеренной кривой с одной из типовых. После выполнения этой операции отношение ординат любой из совпавших точек бланков с типовыми и измеренными кривыми определяют гидропроводность пласта

$$\ln P_D - \ln P = \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{Q \cdot \mu} = \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{Q}. \quad (6.3.2.3)$$

Соотношение абсцисс при известной гидропроводности позволяет определить коэффициент послепритока C

$$\ln \frac{t_D}{C_D} - \ln t = \ln \left[\frac{k \cdot t}{\beta \cdot \mu \cdot r_c^2} \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \beta \cdot h \cdot r_c^2}{C} \right] = \ln \left[\frac{2\pi}{C} \varepsilon \right]; \quad (6.3.2.4)$$

И, наконец, по шифру типовой кривой, совпавшей с измеренной, оценивается скин-фактор. Таким образом, определяется полный набор параметров, характеризующих рассматриваемую модель.

При ярко выраженных режимах течения, когда каждому из них соответствует четкая асимптота, интерпретация асимптотическим методом и с помо-

стью типовых кривых дает аналогичные результаты. Если какой либо режим выражен нечетко (например, линейный и билинейный режимы при малой длине трещины), то метод типовых кривых, как правило, предпочтительнее. Однако при этом не следует забывать, что при нечетко выраженных асимптотах увеличивается вероятность неоднозначной интерпретации. С одной и той же измеренной кривой можно одинаково удачно совместить несколько теоретических.

В литературе можно найти типовые кривые практически для всех используемых в ГДИС моделей (за исключением самых сложных, многопараметровых, предполагающих численный расчет поведения давления в процессе интерпретации).

6.3.2.3. Метод совмещения

Метод совмещения является естественным развитием метода типовых кривых. Его смысл состоит в автоматизированном расчете в рамках выбранной модели типовой кривой давления, наилучшим образом совпадающей с измеренной. При решении этой задачи используют либо циклические расчеты давления на основе выбранной модели (меняя с заданным шагом значения параметров модели), либо специальные алгоритмы, ускоряющие поиск наилучшего решения. Данный метод используют на заключительном этапе интерпретации ГДИС, когда диагностирована модель и понятен диапазон изменения параметров, в пределах которого нужно искать точное решение задачи.

6.3.3. Циклическая смена нестационарных режимов

Исследования данного типа предусматривают непрерывную регистрацию кривых изменения давления во времени при циклическом изменении дебита скважины (пуске, остановке, изменении депрессии на пласт). Преимущества подобной технологии очевидны даже в том случае, когда параметры пласта не меняются от цикла к циклу. В этом случае последовательная индивидуальная обработка каждого цикла (согласно требованиям разд. 6.3.2) может быть дополнена совмещением результатов измерений и теоретических расчетов для всего интервала исследований.

Наибольший интерес такие исследования представляют при закономерном изменении параметров пласта от цикла к циклу. В первую очередь это касается интегрального скин-фактора. Возможности интерпретации циклических гидродинамических исследований подробно рассмотрены в разд. 7, посвященном практике интерпретации ГДИС.

6.3.4. Оценка расходных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем

6.3.4.1. Особенности исследований скважин с динамическим уровнем

Рассмотренные в предшествующих главах методы интерпретации ГДИС пригодны только для скважин с относительно малым послепритоком, существенным только на начальной стадии исследования (фонтанных, нагнетательных и пр.).

Формальное использование этих методов в скважинах с динамическим уровнем, исследуемых по технологии «КВУ» (непереливающих, эксплуатируемых насосным способом или осваиваемых свабированием, азотированием, компрессированием и пр.), может привести к ошибочным и противоречивым результатам.

Для подобных объектов используются специальные технологии проведения работ, уменьшающие влияние заполнения ствола. В этом случае оптимальны измерения при пуске или изменении режима, а при измерениях в статике необходимо закрывать скважину на забое. Если данные условия проведения исследований обеспечить невозможно, то для интерпретации результатов нужно применять специальные методические приемы. Рассмотрим наиболее распространенные из них.

6.3.4.2. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления

Метод псевдоиндикаторной (Маскета–Яковлева)

Исходными данными для метода Маскета–Яковлева являются кривые изменения во времени давления и расхода в процессе восстановления динамического уровня [13, 14]. Давление непосредственно измеряется датчиком на забое скважины (технология КВУз) или рассчитывается на основе измерений динамического уровня по формулам разд. 5.1 (технология КВУу). Расход рассчитывается по темпу изменения забойного давления (технология КВУз) или уровня (технология КВУу) во времени по формулам разд. 5.2.2.

Сущность метода Маскета–Яковлева состоит в том, что по кривым измененного забойного давления и рассчитанного по давлению расхода строится зависимость «давление–дебит» (так называемая «псевдоиндикаторная диаграмма»).

Основным определяемым параметром является коэффициент продуктивности, численно равный тангенсу угла наклона псевдоиндикаторной диаграммы. Точки пересечения индикаторной диаграммы с координатными осями определяют пластовое давление и абсолютно свободный дебит. По величине коэффициента продуктивности рассчитывают гидродинамические свойства пласта.

Ограничения метода связаны с тем, что даже в условиях, когда фильтрация подчиняется одночленному закону фильтрации (Дарси), такая диаграмма нелинейная. Причина нелинейности в том, что каждая точка диаграммы отражает нестабильный переходный процесс изменения давления и дебита во времени. Однако с течением времени темп изменения этих параметров снижается и после нескольких часов с момента начала восстановления уровня становится возможным аппроксимировать псевдоиндикаторную диаграмму линейной зависимостью и определить по этой зависимости коэффициент продуктивности и пластовое давление (рис. 6.3.4.1).

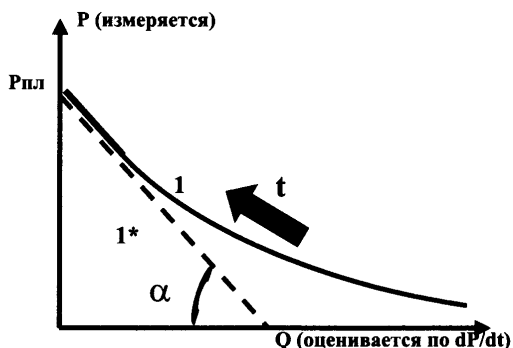


Рис. 6.3.4.1. *Обработка КВУ методом псевдоиндикаторной (Маскета–Яковлева). 1 – реальная кривая зависимости давления (P) от дебита; 1* – аппроксимация реальной кривой (линейной зависимостью при больших временах t); стрелкой изображается направление увеличения времени.*

Оптимальным для построения псевдоиндикаторной диаграммы в диапазоне наиболее вероятных фильтрационных свойств пластов залежей углеводородов является временной отрезок со следующими параметрами.

- Начало отрезка – первые 1–2 часа подъема уровня, конец отрезка – от 3–5 до 8–10 часов. При меньших временах диаграмма будет искажена вследствие интенсивного изменения дебита во времени. При больших временах из-за маленьких приращений давления недостаточно точно определяется дебит.

- Длительность временного интервала должна составлять, как минимум, несколько часов, чтобы наклон диаграммы был достаточно рельефным на фоне флуктуаций исходных параметров.

Критерием достоверности псевдоиндикаторной диаграммы является возможность ее аппроксимации линейной зависимостью с коэффициентом корреляции не хуже 0.7–0.8 и превышение диапазона изменения дебита над его флуктуациями во времени в 3–5 раз и более. Обработка диаграммы аналогична описанной в разд. 5.3.1.1.

Рис. 6.3.4.2 иллюстрирует случай, когда продолжительность простоя скважины недостаточна для оценки коэффициента продуктивности. В этом случае

при интерпретации занижается пластовое давление и завышается коэффициент продуктивности.

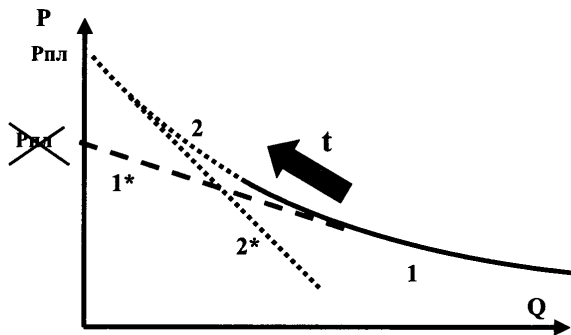


Рис. 6.3.4.2. *Обработка КВУ методом псевдоиндикаторной (Яковлева) при недостаточном времени выдержки скважины. 1, 1* — соответственно кривая зависимости давления (P) от дебита и ее аппроксимация линейной зависимостью при недостаточном времени КВУ; 2, 2* — то же при стабилизации в скважине квазистационарного режима притока; t — направление увеличения времени.*

Метод Муравьева–Крылова

Метод Муравьева–Крылова предназначен для обработки результатов исследований по технологии КВУз [15]. По существу ничем не отличается от рассмотренного выше метода Яковлева. Особенность метода Яковлева состоит в том, что сначала по величине приращения давления ΔP рассчитывается дебит, а затем путем сопоставления значений давления и дебита определяется продуктивность. В методе Муравьева–Крылова продуктивность определяется без промежуточной операции по расчету дебита путем непосредственного сравнения значений ΔP и P . При одних и тех же исходных данных результаты получаются полностью идентичными, т.е. перечисленные методы взаимозаменяемы.

Метод Маскета

В основе метода Маскета лежит соотношение (5.2.1.6), описывающее изменения давления во времени t в процессе роста динамического уровня по экспоненциальной функции [14]. Это соотношение можно преобразовать к виду:

$$P_c = P_{пл} - (P_{пл} - P_{с-нач}) \cdot e^{-K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S}, \quad (6.3.4.1)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, $P_{с-нач}$ — забойное давление в момент начала подъема динамического уровня (в начале КВУ), $K_{факт}$ — коэффициент продуктивности, γ — плотность заполнителя ствола, S — площадь сечения потока флюида, $g=9.81$ м/с².

Из (6.3.4.1) следует:

$$\ln(P_{пл} - P_c) = \ln(P_{пл} - P_{с-нач}) - (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S) \quad (6.3.4.2)$$

Обработка КВУ на основе этого результата реализуется следующим образом. Сначала определяется пластовое давление – для этого перебирают величину $P_{пл}$ в диапазоне его вероятного изменения. Для текущего значения $P_{пл}$ строится график зависимости параметров $\ln(P_{пл} - P_c)$ и времени t . Признаком того, что текущее значение пластового давления совпадает с истинным значением, является линейный характер данной зависимости.

Определив величину $P_{пл}$, находят коэффициент продуктивности как тангенс угла наклона полученной линейной зависимости.

По ординате пересечения этой прямой линии с осью ординат можно проконтролировать определенное ранее значение $P_{пл}$.

Реализацию метода иллюстрирует рис. 6.3.4.3.

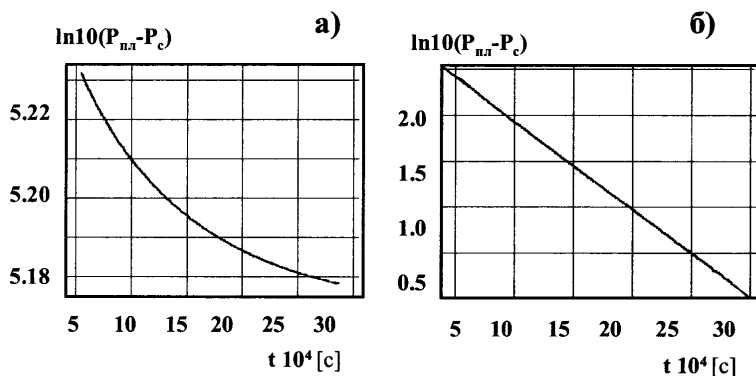


Рис. 6.3.4.3. Пример обработки КВУ методом Маскета, (а) – пластовое давление подобрано неверно; (б) – пластовое давление подобрано правильно.

Данный метод легко реализуется в дифференциальном варианте. Продифференцировав (6.3.4.2) по времени, получим:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = (P_{пл} - P_{с-нач}) \cdot (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g / S) \cdot e^{-K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S} \quad (6.3.4.3)$$

или

$$\ln \left\{ \frac{\partial P}{\partial t} \right\} = \ln \left\{ (P_{пл} - P_{с-нач}) \cdot (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g / S) \right\} - (K_{факт} \cdot \gamma \cdot g \cdot t / S) \quad (6.3.4.4)$$

Отсюда следует, что для определения значения $(K_{факт} \cdot \gamma \cdot g / S)$ достаточно перестроить исходные данные в координатах $\left[\ln \left\{ \frac{\partial P}{\partial t} \right\}, t \right]$.

Реализацию метода иллюстрирует рис. 6.3.4.4.

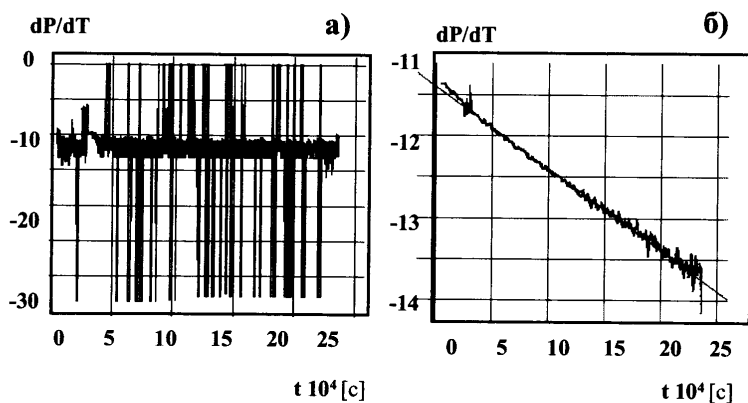


Рис. 6.3.4.4. Пример обработки КВУ дифференциальным методом Маскета. (а) – в отсутствие сглаживания; (б) – при сглаживании.

6.3.5. Оценка фильтрационных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем

6.3.5.1. Основные способы обработки и интерпретации ГДИС

При гидродинамических исследованиях в условиях восстановления динамического уровня неприменимы классические способы интерпретации результатов, описанные в разд. 6.3.4. Так, обработка КВУ в «LOG-LOG» масштабе, даже если нет влияния нерадиальных режимов течения в пласте, не позволяет однозначно оценить параметры пласта (рис. 6.3.5.1).

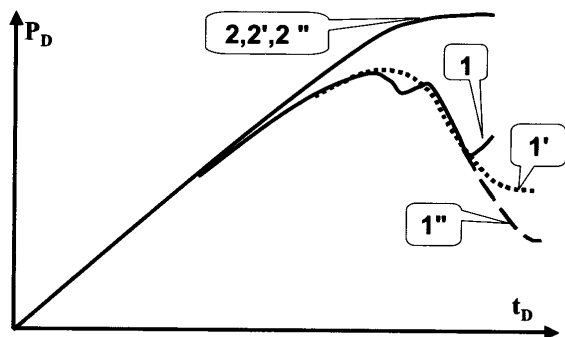


Рис. 6.3.5.1. Неоднозначность интерпретации КВУ методом совмещения в двойном логарифмическом масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1', 2 «1', 2» – рассчитанные кривые (индексы ', '' соответствуют двум вариантам совмещения).

Для этой цели необходимо использовать принципиально другой подход к учету послепритока. Его сущность состоит в расчете дебита послепритока как функции времени и учете этих данных в общем дебите скважины при интерпретации ГДИС. Трудность в реализации подобного подхода в том, что дебит послепритока очень сильно меняется со временем. Проблема решается применением для оценки давления в скважине расчетных соотношений, использующих интеграл свертки, приведенных в разд. 3.5.3.5. Известно несколько способов использования этого соотношения.

Во-первых, можно перед обработкой КВУ произвести специальное преобразование исходных данных (так называемую деконволюцию), позволяющее устранить влияние переменного дебита [16–19 и др.]. В результате исходная кривая принимает стандартный вид, описываемый соотношениями разд. 4.3 и 4.7 и для ее обработки становится применимым весь спектр стандартных приемов, описанный в названных разделах. Во-вторых, можно выполнить совмещение результатов измерений с результатами расчетов, проведенных для конкретной модели с помощью уравнения типа (3.5.3.18) [1, 2]. И, наконец, можно применить различные способы линейных анаморфоз с целью представления результатов измерений в виде линейной зависимости с коэффициентами, определяемыми параметрами пласта [1, 2].

6.3.5.2. Учет переменного дебита методом деконволюции

Сущность метода деконволюции состоит в расчете гипотетической кривой изменения давления в скважине во времени при условии, что дебит в цикле исследования не меняется. Если речь идет об интерпретации результатов измерений по технологии КВД, то давление рассчитывается для случая, когда послеприток в скважину полностью отсутствует.

Основой решения задачи является аналитическое соотношение, связывающее давления в стволе при постоянном и переменном дебите скважины с помощью интеграла свертки. Подобные аналитические решения для радиального режима фильтрации рассмотрены в разд. 3.5.3.5. Задача решается методом численного преобразования Лапласа.

На рис. 6.3.5.2 представлен пример практического применения способа деконволюции. На рис. 6.3.5.2.а изображены исходные кривые изменения давления дебита во времени. На рис. 6.3.5.2.б представлены в «LOG-LOG» координатах результаты формальной обработки кривой давления при пуске скважины (КСД) в предположении, что дебит скважины после пуска оставался стабильным. Неучет переменного дебита приводит к ошибочному выводу о существовании в пласте границы постоянного давления. На рис. 6.3.5.2.в приведена обработка методом деконволюции, иллюстрирующая, что реально в скважине происходит не осложненный нарушениями радиальный приток.

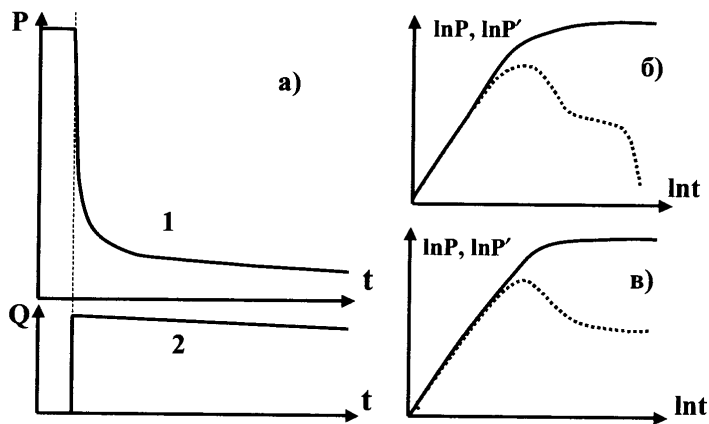


Рис. 6.3.5.2. Результаты ГДИС при переменном дебите. а) – исходные данные: 1 – кривая давления; 2 – кривая дебита; б, в) – кривая давления и логарифмическая производная в «LOG–LOG» масштабе без поправки (а) и с поправкой за переменный дебит.

6.3.5.3. Совместная обработка кривых давления и дебита методом совмещения

Метод совмещения использует в качестве исходных данных кривые изменения во времени давления и расхода. На основе этих данных рассчитывается теоретическая кривая давления для серии произвольно меняющихся параметров пласта и находятся значения параметров, при которых результаты измерений и расчетов совпадают наилучшим образом. Критерием совпадения измеренных и расчетных данных является минимум среднеквадратичного отклонения точек измеренной и рассчитанной кривой. Набор определяемых при этом параметров выражается принятой моделью пласта. Для упругой радиальной фильтрации в однородном неограниченном пласте с учетом скин-фактора, т. е. на базе соотношения (3.5.3.18), определяются параметры: гидропроводность пласта $\epsilon = k \cdot h_{\text{раб}}/m$, отношение $\chi/R_{c_np}^2$ пьезопроводности к квадрату приведенного радиуса скважины, пластовое давление $P_{\text{пл}}$.

В принципе, перебор возможен сразу по всем трем названным параметрам $\epsilon, \chi/R_{c_np}^2, P_{\text{пл}}$. Но чаще всего в целях наглядности проводят несколько серий расчетов. Для каждой серии фиксируется значение пластового давления и перебираются параметры ϵ , и χ/r_c^2 . При этом величина пластового давления $P_{\text{пл_пром}}$, известная по независимо полученным промышленным данным, является дополнительным критерием достоверности выполненных расчетов.

Определив описанным выше способом величины ϵ , и χ/r_c^2 , в соответствии со схемой на рис. 6.3.5.3, рассчитывают другие фильтрационные параметры пласта.

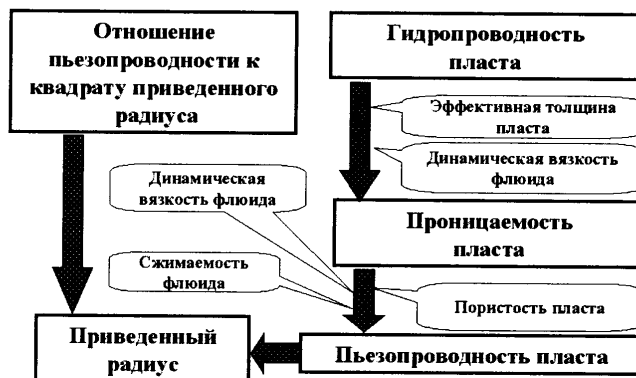


Рис. 6.3.5.3. Принцип количественной оценки фильтрационных параметров пласта при интерпретации КВУ методом совмещения при радиальном режиме течения.

6.3.5.4. Информативные возможности интерпретации скважин с нестабильным расходом

Как уже не раз отмечалось, достоверные данные о расходе являются неотъемлемым условием успешной интерпретации ГДИС. При этом в циклически работающих скважинах важно в первую очередь знать средний стабильный расход в каждом цикле. Особенности изменения расхода при переходе от цикла к циклу (послеприток) рассматриваются в качестве помехи, которую можно минимизировать, увеличивая интервал исследования.

В нестабильно работающих скважинах данные о расходе в интервалах его наиболее существенного изменения являются основополагающими. В таких скважинах послеприток как бы растягивается на весь период исследования.

В идеале скважина при начале таких исследований должна находиться в статическом состоянии. Далее фиксируются любые изменения давления и расхода в процессе последующих технологических операций.

Как правило, нестабильный расход связан с процессом восстановления динамического уровня в стволе. Он не может быть замерен на устье и чаще всего оценивается по темпу изменения забойного давления. Для этой цели необходимы данные о плотности и сжимаемости заполнителя ствола. При притоке малосжимаемого однокомпонентного флюида (воды, тяжелой нефти) эти параметры оцениваются достаточно надежно.

При притоке водонефтяной смеси точность оценки названных параметров резко падает даже в случае, если их значения для каждой из компонент в отдельности известны (сказывается эффект проскальзывания более легкой фазы, не позволяющий достоверно судить о свойствах притекающего из пласта флюида по данным отбора проб и ПГИ).

Наконец, оценки свойств часто недостоверны, если в ствол поступает флюид аномально высокой сжимаемости (например, нефть с высоким газовым фактором). В этих условиях формальное использование описываемых методов приводит к значительным ошибкам.

Еще одна проблема связана с многозначностью интерпретации, вероятность которой возрастает при малой длительности исследования. Многозначность связана с тем, что исходные данные для интерпретации (давление, и особенно расход) всегда определяются с некоторой погрешностью. Вследствие этого одинаково удачное совмещение может быть получено при разных сочетаниях гидропроводности и относительной пьезопроводности.

Вероятность неоднозначной интерпретации результатов увеличивается при малой продолжительности исследования и низкой интенсивности притока. Снижению неоднозначности способствует применение технологий исследования, использующих циклические режимы работы скважины, характеризующиеся резкими колебаниями расхода. В любом случае результаты оценки параметров пласта в нестабильно работающей скважине могут рассматриваться лишь как оценочные.

6.3.6. Интерпретация ГДИС при установившихся режимах работы пласта газом

Специфика интерпретации результатов ГДИС в данном случае определяется особенностями фильтрации газа в пористой среде. Основные из них – зависимость плотности газа от давления и нелинейность закона фильтрации. Значимым является также существенное влияние на физические свойства газа (в первую очередь динамической вязкости и сверхсжимаемости) термобарических условий [20,21].

6.3.6.1. Оценка интенсивности работы, пластового давления и фильтрационных сопротивлений в скважине, работающей со стабильным расходом

Фильтрация газа описывается двучленным законом фильтрации (3.3.3.14) и расход нелинейно зависит от депрессии. Поэтому, строго говоря, к газоносному пласту неприменимо понятие продуктивности. Физический смысл имеют лишь значения фильтрационных сопротивлений. Однако иногда этот параметр все же применяют для изучения характеристики интенсивности работы пласта, понимая под ним отношение расхода к депрессии при некотором фиксированном (эталонном) расходе. Естественно, что подобный расчет, по сути, имеет смысл только для конкретного одиночного режима работы скважины. Его уточнение по серии режимов, отличающихся расходом, исключено, а оценка возможна, только, если известно текущее пластовое давление.

Результаты измерений на режимах используют, чтобы изучить, как введенная таким способом продуктивность зависит от депрессии (репрессии) на пласт.

Если измерения проводятся при малых депрессиях и расходах, влиянием квадратичной составляющей в соотношении (3.3.3.14) можно пренебречь и оно приобретает вид:

$$P_{пл}^2 - P_{c_i}^2 = A \cdot Q_{cm-i} \quad (6.3.6.1)$$

В этом случае способ определения пластового давления и фильтрационных параметров пласта аналогичен используемому для жидкости, за исключением того, что линейной зависимостью аппроксимируется массив значений $\{P_{c_i}^2, Q_{cm-i}\}$.

Если исследование скважины при малых депрессиях невозможно, для оценки пластового давления результаты измерений методом ИД аппроксимируют параболической зависимостью, которую экстраполируют на нулевое значение расхода. Точность такой оценки, как правило, невысока.

Точность метода ИД в газовых скважинах возрастает, если есть достоверная, независимым путем полученная информация о пластовом давлении. Тогда интерпретацию можно ориентировать на оценку фильтрационных сопротивлений. Для этого соотношение (3.3.3.11) преобразовывают к виду:

$$\Delta P_i^2 = \frac{P_{пл}^2 - P_{c_i}^2}{Q_{cm-i}} = A + B \cdot Q_{cm-i} \quad (6.3.6.2)$$

То есть в координатах $\{\Delta P_i^2, Q_{cm-i}\}$ результаты измерений давления и расхода аппроксимируются линейной зависимостью с коэффициентами, численно равными фильтрационным параметрам A и B .

При графическом варианте интерпретации на кросс-плот наносятся точки с координатами $\{\Delta P_i^2, Q_{cm-i}\}$. Тангенс угла наклона построенной по этим точкам индикаторной линии (угловой коэффициент) численно равен значению фильтрационного сопротивления B (фильтрационному сопротивлению). Координата точки пересечения индикаторной линии с осью абсцисс соответствует фильтрационному сопротивлению A (рис. 6.3.6.1).

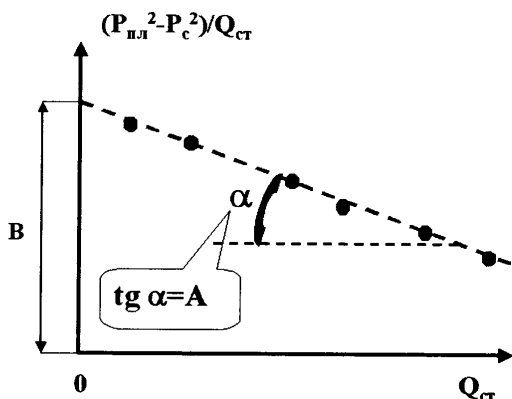


Рис. 6.3.6.1. Обработка результатов измерений давления и дебита на серии стабильных режимов скважины, работающей газом методом ИД.

Аналогом соотношения (6.3.1.2) для газоносного пласта является формула:

$$k = \frac{P_{cm} \cdot \mu \cdot z}{\pi \cdot Q_{cm} \cdot h_{раб}} \cdot \frac{\ln(r_{кп}/r_c)}{(P_{пл}^2 - P_c^2)} \quad (6.3.6.3)$$

6.3.6.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения нестационарного поля давления

В разд. 3.1.4.3 было показано, что введение функции псевдавления, а также осреднение свойств флюида в диапазоне возможного изменения термобарических условий позволяет обобщить аналитические зависимости, используемые для жидкости на условия газоносного пласта, а также использовать в газовых скважинах полный арсенал методических инструментов рассмотренный в разд. 6.3.2.

Если все же стоит задача более достоверного учета физических свойств газа давления и прязопрпроводность пласта нельзя считать константой, достоверная оценка параметров пласта возможна только методом совмещения на основе численной модели, описывающей фильтрационные процессы в коллекторе. Однако это не исключает полностью диагностики основных режимов течения и модели системы «скважина–пласт» с помощью логарифмической производной.

Для жидкости использование многоциклических исследований по технологии «ИД-КВД, ИД-КСД» являлось лишь дополнительным средством повышения надежности результатов. В газовых пластах использование подобных технологий является обязательным условием. Причиной необходимости совместного анализа результатов многоциклических исследований является нелинейность закона фильтрации, проявляющая себя как дополнительный скин-фактор. Этот вопрос подробно рассматривается в разд. 3.4.6, где показано, что интегральный скин-фактор в газовой скважине имеет дополнительную составляющую, пропорциональную расходу. Коэффициент пропорциональности известен как « D -фактор». Легко показать, что этот параметр с точностью до размерного коэффициента совпадает с фильтрационным сопротивлением B .

Для оценки величины D в нескольких циклах КСД, отличающихся расходом Q_{cmi} , определяется величина интегрального скин-фактора s_i . Точки с координатами $\{Q_{cmi}, s_i\}$ наносятся на кросс-плот и аппроксимируются линейной зависимостью. Тангенс угла наклона данной зависимости, как следует из (3.4.6.9), численно равен величине D .

Если величина D известна, фильтрационное сопротивление B может быть определено по формуле (3.4.6.8). Данный метод оценки надежнее, чем описанный в п. 6.3.1.2, поскольку менее чувствителен к предыстории работы скважины.

6.3.7. Особенности интерпретации ГДИС в скважинах, работающих многофазной продукцией

Пласт, работающий многокомпонентной продукцией – один из наиболее сложных объектов гидродинамических исследований. Модель интерпретации должна в этом случае учитывать различия в скоростях компонент, изменение в пространстве и времени насыщения пласта, зависимость проницаемости от насыщения, фазовые переходы.

Детальное описание подобных процессов возможно только на основе конечно-разностного численного решения уравнений фильтрации [16]. Современные вычислительные средства вполне позволяют реализовать такую возможность, численные расчеты становятся неотъемлемым атрибутом новых программных средств интерпретации результатов ГДИС.

И все же подобные методы имеют ограниченное применение. И основная проблема здесь не столько в сложности математического описания подобных процессов, сколько в достоверности необходимой для интерпретации сопутствующей информации. В первую очередь это касается данных о профиле и составе притока, текущей насыщенности коллекторов, а также зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности, которые нередко весьма скудны, а то и вовсе отсутствуют.

Очень важно выбрать при интерпретации такую модель, которая может быть обоснована имеющейся сопутствующей геолого-промысловой информацией. Ошибка нежелательна ни в сторону упрощения модели, ни в сторону ее усложнения. Слишком простое описание процессов в пласте грозит потерей информации. Слишком сложное описание, не подкрепленное необходимыми данными, не менее опасно, поскольку может привести к полному искажению реальной картины.

Именно в силу перечисленных причин одной из типовых в практике интерпретации ГДИС является модель Перина [22], являющаяся также и одной из наиболее простых (п. 3.1.5). Напомним, что модель описывает фильтрующийся флюид как однородную смесь со свойствами жидкости. Объемный расход смеси определяется как сумма расходов фильтрующихся компонент. На основе формально определенной по кривой давления подвижности пласта затем определяются подвижности и фазовые проницаемости отдельных компонент. При этом считается, что подвижность компоненты пропорциональна ее доле в суммарном объемном расходе смеси.

Более точной является оценка фазовых подвижностей на основе соотношений (3.1.5.11)–(3.1.5.13). Но их использование имеет смысл, только если достоверно известны присущие исследуемому коллектору зависимости фазовых проницаемостей от насыщения.

При использовании модели на основе псевдавления требования к точности фазовых проницаемостей являются еще более строгими, поскольку в отличие от рассмотренного способа они участвуют в расчете уже не на заключительном этапе расчетов, а с самого начала, при линеаризации исходных уравнений фильтрации.

6.3.8. Оценка фильтрационных параметров пластов по результатам гидропрослушивания

При интерпретации результатов гидропрослушивания (ГДП) применимы те же подходы, которые используются для ГДИС в целом [4, 5, 9 и др.]. Основная сложность интерпретации этого вида гидродинамических исследований заключается в том, что изменение давления в реагирующей скважине (аномалия ГДП) обычно невелико вследствие удаленности возмущающих скважин. Еще одна особенность, затрудняющая интерпретацию, состоит в том, что аномалию чаще всего приходится наблюдать на фоне общих изменений давлений, вызываемых разработкой части или даже всей залежи.

Обнаружение аномалии ГДП в реагирующей скважине свидетельствует о ее гидродинамической связи с возмущающей скважиной. Скорость нарастания и величина аномалии определяются параметрами исследуемого пласта. По результатам ГДП возможна раздельная (независимая) оценка средних значений гидропроводности и пьезопроводности пласта. Это позволяет рассчитать среднюю работающую толщину пласта – т. е. толщину, по которой происходит движение флюида по пласту на момент исследования. Это очень важная информативная возможность метода, отличающая его от других модификаций ГДИС (рис. 6.3.8.1).

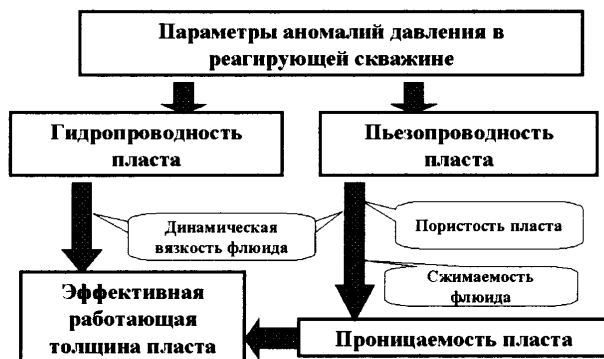


Рис. 6.3.8.1. Оценка проницаемости и эффективной работающей толщины пласта по результатам гидропрослушивания.

6.3.8.1. Методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания

Экспресс-обработка аномалий гидропрослушивания предполагает анализ аномалий на основе упрощенных моделей системы «скважина–пласт».

Все методы экспресс-обработки результатов ГДП делятся на две группы. Первая группа объединяет методы, основанные на использовании отдельных характерных точек, выделяемых на кривой реагирования. Точность результатов при определении параметров пластов этими методами зависит от точности

выделения характерных точек. На практических кривых выделить эти точки очень трудно, а иногда и вообще невозможно.

Вторая группа (методы интервальной обработки) объединяет методы, основанные на использовании всей фактической кривой или ее участка. Рассмотрим названные группы методов более подробно.

Методы характерных точек

Данные методы основаны на выделении ряда характерных точек кривой реагирования типа: точки перегиба, точки начала реагирования, точки касания, точки взаимосоответствия, точки пропорциональности, точки максимума. Особенности реализации каждого из перечисленных методов определяются конкретной технологией исследований.

В частности, если возмущающая скважина пущена в работу после длительного простоя или остановлена после длительной работы, то на кривой давления в реагирующей скважине будет фиксироваться аномалия, величина которой увеличивается во времени (рис. 6.3.8.2).

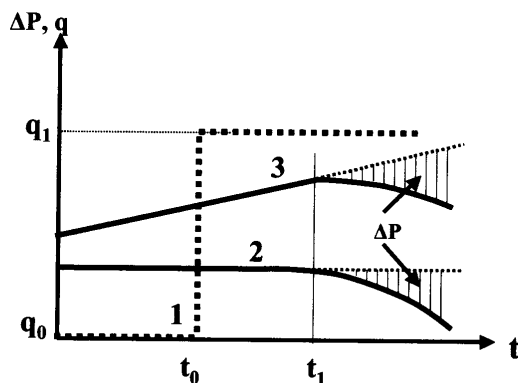


Рис. 6.3.8.2. Изменение давления в реагирующей скважине после пуска возмущающей скважины. 1 — изменение дебита в возмущающей скважине; 2, 3 — изменение давления в реагирующей скважине (2 — в неработающей, 3 — в временно простаивающей), t_1 — условная точка начала реагирования.

В частности, если возмущающая скважина работает в циклическом режиме, кривая давления в реагирующей скважине будет иметь экстремумы. Если возмущающая скважина до исследований простаивала, а затем была пущена в работу, а через некоторое время вновь остановлена, то в этом случае кривая изменения давления будет иметь минимум

Если же возмущающая скважина работала до исследования, а затем была остановлена и вновь пущена, кривая давления будет иметь максимум (рис. 6.3.8.3).

Если по кривой изменения давления, полученной в реагирующей скважине после остановки и последующего пуска возмущающей скважины, найти точку экстремума и соответствующее время t_2 , то, зная время остановки t_0 и пуска

t_1 , можно определить величину коэффициента пьезопроводности пласта по следующей формуле:

$$\alpha = \frac{r^2 \cdot \Delta t_1}{4 \cdot t_2 \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2)} \cdot \frac{1}{\ln \frac{q_1 \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2)}{q_0 \cdot \Delta t_2}}$$

$$\Delta t_1 = t_1 - t_0 ; \Delta t_2 = t_2 - t_0 \quad , (6.3.8.1)$$

где Q_0 – дебит возмущающей скважины до начала исследований, Q_1 – дебит возмущающей скважины после проведения исследований.

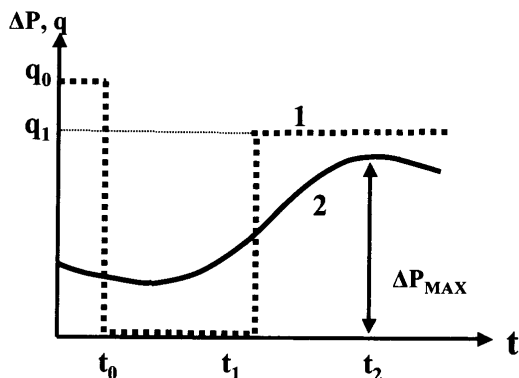


Рис. 6.3.8.3. Изменение давления в реагирующей скважине после остановки и последующего пуска возмущающей скважины. 1 – изменение дебита в возмущающей скважине; 2 – изменение давления в реагирующей скважине; t_2 – точка экстремума.

Методы интервальной обработки

Принципы, положенные в основу и классификация этих методов – аналогичны используемым при стандартных ГДИС. В частности, широко применяется метод эталонной кривой, в основе которого для одиночного цикла пуска скважины лежит соотношение (4.6.2.3).

Совмещая фактическую кривую и эталонную, определяют координаты на фактической кривой $\Delta p_{\text{факт}}$ и $t_{\text{факт}}$, соответствующие единичным координатам на эталонной кривой $\Delta p_o=1$ и $t_o=1$. Найдя $\Delta p_{\text{факт}}$ и $t_{\text{факт}}$, определяют параметры пласта (рис. 6.3.8.4)

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \Delta p_{\text{факт}}} \quad , (6.3.8.2)$$

$$\alpha = \frac{r^2}{t_{\text{факт}}} \quad , (6.3.8.3)$$

где r – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами.

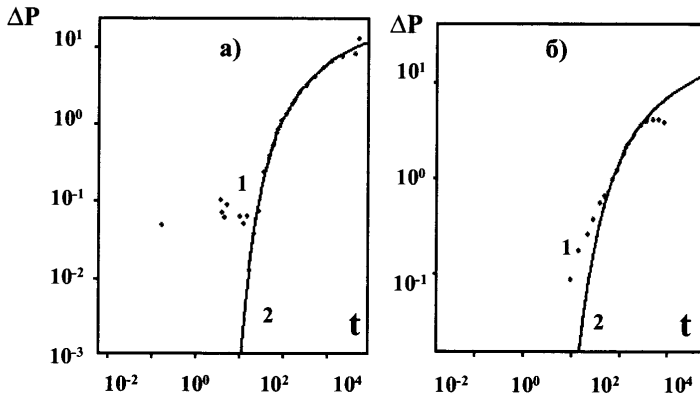


Рис. 6.3.8.4. а), б) примеры обработки результатов гидропрослушивания совмещением с эталонной кривой. 1 – исходные результаты измерения давления в реагирующей скважине; 2 – эталонная кривая.

Промысловые кривые часто не совпадают с эталонной кривой в начале и в конце. Несовпадение в конце кривых объясняется наличием неоднородностей в пласте.

Как и для стандартных ГДИС, при обработке кривых ГДП наряду с методом эталонной кривой используются и аналитические способы. В частности, дифференциальный метод для условий пуска возмущающей скважины с постоянным расходом после длительного простоя основан на использовании расчетного соотношения (4.6.2.1). Дифференцируя это соотношение, получим:

$$\frac{\partial p_c}{\partial t_{раб}} = - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot t_{раб}} e^{-\frac{r^2}{4 \alpha \cdot t_{раб}}} \quad (6.3.8.4)$$

Обозначая

$$\psi(t_{раб}) = -t_{раб} \frac{\partial p_c}{\partial t_{раб}}, \quad (6.3.8.5)$$

и логарифмируя, имеем:

$$\ln \psi(t_{раб}) = \ln \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} - \frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot t_{раб}} \quad (6.3.8.6)$$

Перестроив фактическую кривую в координатах $\{\ln \psi(t), 1/t\}$, имеем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Процесс обработки результатов гидропрослушивания с помощью метода графического дифференцирования сопряжен с неизбежными, а иногда и со значительными ошибками. Это обстоятельство особенно сильно сказывается при обработке шумных экспериментальных данных (например, при немоно-

тонном характере кривой). Поэтому такие кривые целесообразно обрабатывать методом графического интегрирования.

Представим формулу (6.3.8.4) в виде:

$$\frac{1}{t_{раб}} \frac{\partial P_c}{\partial t_{раб}} = - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot t_{раб}^2} e^{-\frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot t_{раб}}} \quad (6.3.8.7)$$

После интегрирования получим:

$$\ln \varphi(t_{раб}) = \ln \frac{q \cdot \alpha \cdot r^2}{\pi \cdot \varepsilon \cdot r^2} - \frac{r^2}{4 \alpha \cdot t_{раб}}$$

$$\varphi(t) = - \int_{P_c(0)}^{P_c(t_{раб})} \frac{dP_c}{t_{раб}} \quad (6.3.8.8)$$

Интеграл можно легко вычислить одним из методов численного интегрирования. Таким образом, перестраивая фактическую кривую, полученную в реагирующей скважине, в координатах $\{\ln \varphi(t_{раб}), 1/t_{раб}\}$, имеем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

Рассмотрим одну из модификаций асимптотического метода обработки результатов гидропрослушивания. Соотношение (6.3.8.1) для малых значений времени, прошедших после пуска возмущающей скважины, принимает вид:

$$P_{пл} - P_c = \frac{q \cdot \alpha \cdot t_{раб}}{\pi \cdot \varepsilon \cdot r^2} e^{-\frac{r^2}{4 \alpha \cdot t_{раб}}} \quad (6.3.8.9)$$

или

$$\ln \frac{P_{пл} - P_c}{t_{раб}} = \ln \frac{q \cdot \alpha}{\pi \cdot \varepsilon \cdot r^2} - \frac{r^2}{4 \alpha \cdot t_{раб}} \quad (6.3.8.10)$$

Таким образом, перестраивая фактическую кривую, полученную в реагирующей скважине, в координатах $\{\ln \frac{P_{пл} - P_c}{t_{раб}}, \frac{1}{t_{раб}}\}$, имеем прямую, по коэффициентам которой определяем пьезопроводность и гидропроводность пласта.

6.3.8.2. Методы фундаментальной обработки результатов гидропрослушивания

С развитием вычислительной техники при интерпретации результатов гидропрослушивания все шире используются сложные расчетные зависимости, максимально приближенные к реальным условиям пласта. Речь, в частнос-

ти, идет о расчетных зависимостях, учитывающих произвольно меняющийся дебит возмущающей скважины. Более сложные теоретические модели учитывают взаимодействие между скважинами, сложную геометрию пласта, наличие границ и пр. Современная концепция обработки подобной информации состоит в расчете теоретических кривых поведения давления во времени непосредственно в процессе работы с данными, а также в их сопоставлении с результатами измерений. Таким образом, реализуется метод совмещения в самой общей и полной постановке. При решении таких задач методы ГДИС фактически смыкаются с методами секторного моделирования. Видимо, по мере все более широкого использования результатов ГДИС при создании цифровых моделей залежи удельный вес подобных способов интерпретации данных будет возрастать.

6.3.9. Интерпретация кривых падения дебита

Анализ производительности скважин может быть осуществлен в двух принципиально различных ситуациях: при длительной эксплуатации со стабильным расходом и при устойчивом падении дебита.

Первая ситуация соответствует условиям, когда дренируемые скважиной запасы существенно больше добычи за время исследований. Тогда пластовое давление можно считать стабильным, а возможные изменения дебита скважины связаны с целенаправленным изменением давления на забое. В этом случае данные оценки дебита на технологическом режиме используются при стандартных оценках продуктивности пласта по формуле (3.4.5.1). Более детальная оценка добычных возможностей пласта допустима по результатам исследования скважин на нескольких стабильных режимах работы. Интерпретация полученных данных методом индикаторной диаграммы позволяет оценить продуктивность (или фильтрационные сопротивления) пласта и производные от нее параметры (см. разд. 6.3.1.1).

Принципиально отличной является ситуация, когда добыча за время исследований и дренируемые запасы сравнимы. Такая ситуация наиболее типична при долговременных исследованиях скважин, дренирующих залежи относительно малых размеров (как правило, линзового или руслового строения). Закономерности формирования поля давления в таких условиях подробно рассмотрены в разд. 4.10. Рассмотрим основные подходы к интерпретации результатов измерений давления и дебита.

6.3.9.1. Интерпретация кривых изменения дебита

Приведенные ниже материалы иллюстрируют возможности современного программного обеспечения при интерпретации кривых изменения дебита на примере одного из наиболее совершенных программных продуктов для решения подобных задач – комплекса «Topaze» (Production Analysis Software)

фирмы «Карра» [16]. На рис. 6.3.9.1 представлен общий вид рабочего окна программного комплекса. Рассмотрим на представленном примере основные возможности обработки исходных данных.

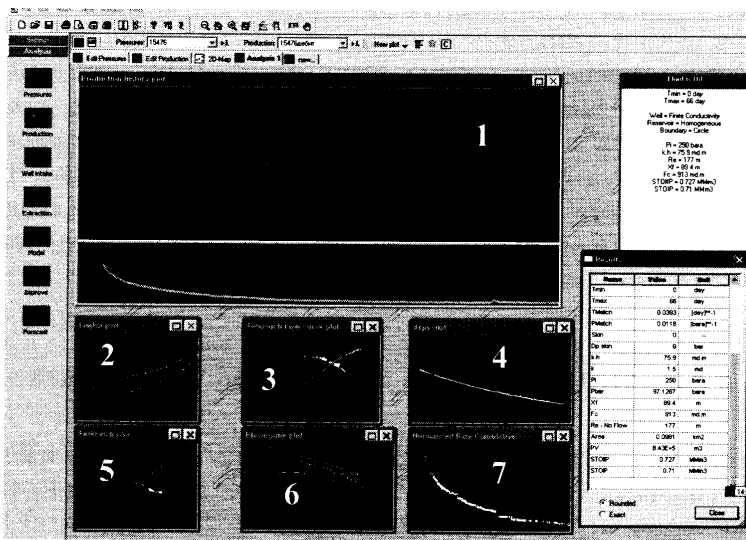


Рис. 6.3.9.1. Общий вид рабочего окна программы обработки результатов исследований методом падающей добычи (ПО «Торазе»). 1 – исходные кривые изменения дебита; 2–6 – результаты обработки (2 – в «LOG-LOG» координатах, 3 – с использованием типовых кривых Фетковича; 4 – методом Арпса; 5 – модифицированным методом Фетковича; 6 – по Блассингейму); 7 – зависимость количества добытой жидкости от текущего расхода.

На рис. 6.3.9.2 изображены измеренные и рассчитанные кривые дебита. Вид представленных данных типичен для ограниченной залежи.

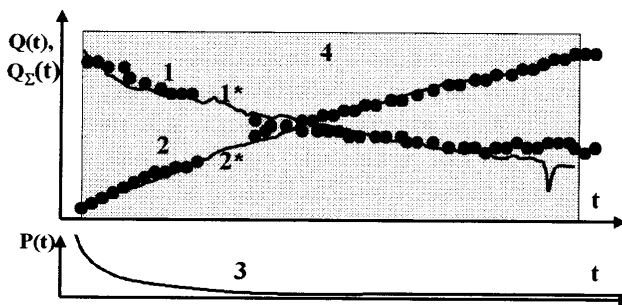


Рис. 6.3.9.2. Исходные результаты исследований по методу падения дебита. 1, 1* – текущий расход; 2, 2* – количество добытой жидкости (1, 2 – промысловые данные; 1*, 2* – результаты расчета); 3 – давление; 4 – интервал совмещения.

Соответствующая зависимость изменения количества добытой жидкости от ее текущего расхода представлена на рис. 6.3.9.3.

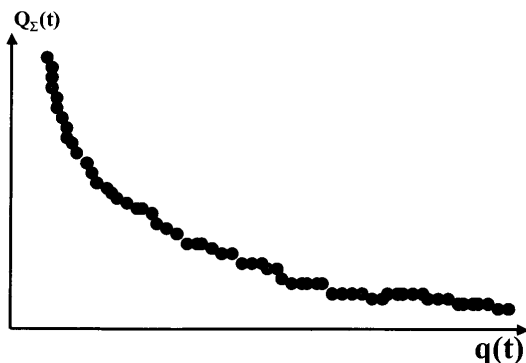


Рис. 6.3.9.3. Зависимость количества добытой жидкости от текущего расхода.

Самая простая обработка кривых изменения дебита состоит в их аппроксимации зависимостями Арпса – рис. 6.3.9.4, см. соотношение (4.10.0.1).

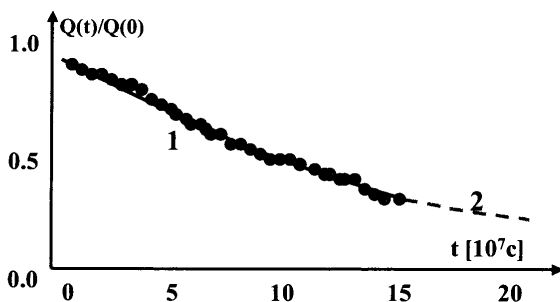


Рис. 6.3.9.4. Обработка результатов падения дебита во времени методом Арпса. 1 – аппроксимация результатов измерений дебита аналитической зависимостью (анализ), 2 – расчет дебита на основе найденной зависимости (прогноз).

Основная цель подобной аппроксимации состоит в том, чтобы получить представление о темпе падения дебита в ограниченной залежи и дать прогноз того, как будет меняться продуктивность залежи в будущем. Такой прогноз является весьма приближенным, поскольку предполагает, что существующие условия разработки залежи сохранятся и в дальнейшем.

Более сложная и приближенная к условиям реальной залежи обработка кривых падения дебита использует предположение, что в течение всего периода разработки залежи давление на забое скважины является неизменным. В этом случае в основе экспресс-обработки кривой изменения дебита при истощении залежи лежит метод типовых кривых, в качестве которых выступают так называемые кривые Фетковича (см. разд. 4.10, рис. 4.10.0.4).

Обработка проводится в следующей последовательности:

- по промышленным данным в двойном логарифмическом масштабе строится зависимость изменения дебита скважины во времени $q = q(t)$;
- указанная зависимость накладывается на палетку при условии наилучшего совмещения с одной из типовых кривых (рис. 6.3.9.2);

• как следует из выражений (4.10.0.7) и (4.10.0.8), отношение абсцисс и ординат совпавших точек измеренной и рассчитанной кривой определяется соотношениями:

$$\frac{\bar{t}}{t} = \frac{\frac{kt}{K_{II} \mu \beta_v r_{cnp}^2}}{\frac{1}{2} \left[\frac{r_e^2}{r_{cnp}^2} - 1 \right] \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_{cnp}} \right]}, \quad (6.3.9.1)$$

$$\frac{\bar{q}}{q} = \frac{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_{cnp}} \right]}{2\pi \cdot kh(P_{nl} - P_c)}, \quad (6.3.9.2)$$

где все условные соотношения аналогичны используемым в формулах (4.10.0.7), (4.10.0.8) и откуда при известном начальном пластовом давлении (P_{nl}), геометрических размерах пласта (r_e, h), свойствах пористой среды и пластового флюида (K_{II}, β_v, μ) можно оценить проницаемость пласта (k) и приведенный радиус скважины (r_{cnp}).

При использовании подобного способа обработки следует помнить, что скин-фактор может быть успешно определен лишь в случае, если реализовано совмещение в левой части палетки Фетковича (т. е. в начале дренирования залежи). Однако чаще всего реальные исследования выполняются при больших временах (как это изображено на рис. 6.3.9.5). В этих условиях при интерпретации данных возникает неоднозначность. Для оценки проницаемости пласта необходима априорная информация о скин-факторе (аналогично оценке параметров пласта по коэффициенту продуктивности на основе уравнения Дюпюи).

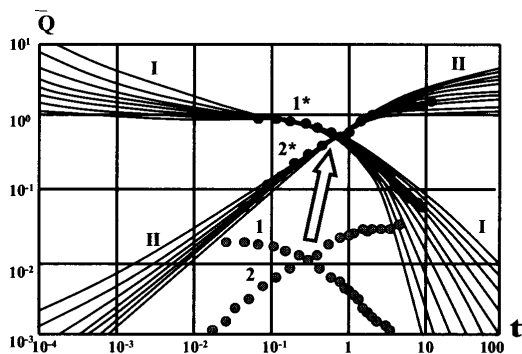


Рис. 6.3.9.5. Обработка результатов изменения дебита (I) и накопленной добычи (II) во времени с использованием типовых кривых Фетковича. 1, 2 – результаты измерений; 1*, 2* – то же после совмещения.

Итак, чтобы отдельно определить проницаемость пласта и скин-фактор, необходимо проводить исследования непосредственно после начала работы скважины. Но даже если обеспечена техническая возможность для проведения таких измерений, их интерпретация с помощью палетки Фетковича чаще всего затруднена из-за того, что в этом интервале редко с достаточной точностью выполняется условие стабильности во времени значений забойного давления. То есть, решая задачу одновременной оценки всего набора фильтрационных параметров пласта, необходимо снова вернуться к совместной обработке результатов изменения во времени давления и дебита (как и при использовании большинства технологий ГДИС).

6.3.9.2. Интерпретация кривых изменения давления и дебита

Подход к совместной интерпретации кривых давления и дебита в данном случае ничем не отличается от используемого в обычной практике ГДИС. В частности, на рис.6.3.9.6 представлены исходные результаты исследования скважины с переменным дебитом. Скважина исследовалась после гидроразрыва пласта в процессе запуска в работу с закрепленным под насосом датчиком давления и температуры (технология исследования КСД). Датчик находился под насосом до последующего планового ремонта.

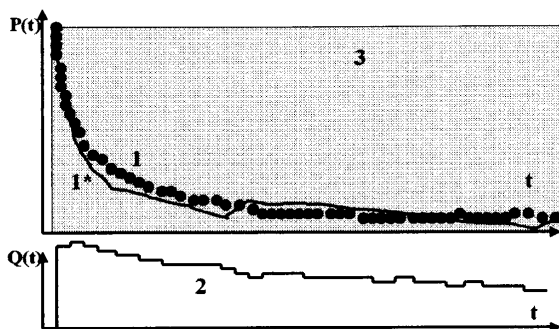


Рис. 6.3.9.6. Результаты ГДИС при переменном дебите в ограниченном пласте. 1, 1* – кривые давления (1 – промысловые данные, 1* – результат расчета); 2 – кривая дебита; 3 – интервал совмещения.

На рис. 6.3.9.7 и 6.3.9.8 приведены результаты сопоставления измеренной и расчетной кривых давления в полулогарифмических и двойных логарифмических координатах.

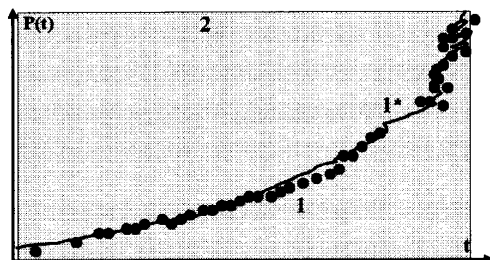


Рис. 6.3.9.7. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в полулогарифмических координатах. 1 – промысловые данные; 1* – результат расчета; 2 – интервал совмещения.

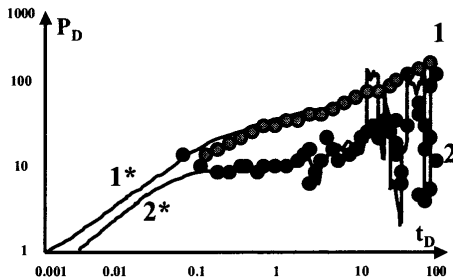


Рис. 6.3.9.8. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в двойных логарифмических координатах. 1, 1* – давление; 2, 2* – логарифмическая производная; 1, 2 – результаты измерений; 1*, 2* – результат совмещения.

Результаты количественной интерпретации ГДИС приведены в табл. 6.3.9.1. Как видно из таблицы, определен практически полный спектр гидродинамических параметров пласта.

Таблица 6.3.9.1

Результаты интерпретации ГДИС в ограниченной залежи

Название оцениваемого параметра	Значение	Единица измерения
Коэффициент продуктивности скважины	5.0	м ³ /сут атм
Коэффициент влияния ствола скважины	0.49	м ³ /атм
Скин-фактор кольматации трещины	0.03	–
Перепад давления на скин-факторе трещины	3.31	Атм
Полудлина трещины	160	М
Проводимость трещины	757	мД м
Пластовое давление на начало работы скважины	241.8	Атм
Эквивалентная проводимость пласта для нефти	59.8	мД м
Эквивалентная проницаемость пласта для нефти	1.18	мД
Проницаемость для нефти по методу Перрина	1.02	мД
Проницаемость для воды по методу Перрина	0.05	мД
Расстояние до непроницаемой границы резервуара	217	М
Объем исследуемого пласта	1.3 10 ⁶	м ³

Следует сказать, что неограниченные размеры залежи не являются препятствием для подобной интерпретации – см. примеры на рис. 6.3.9.9, рис. 6.3.9.10.

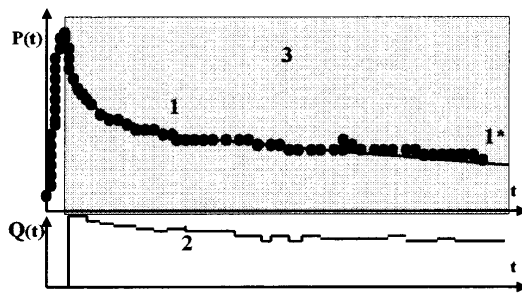
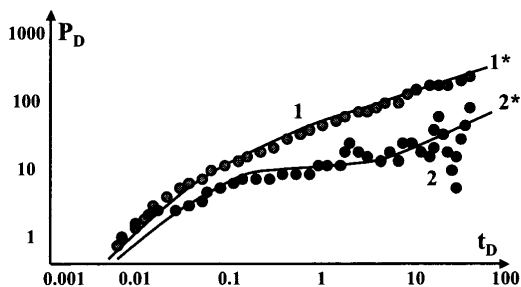


Рис. 6.3.9.9. Результаты ГДИС при переменном дебите в неограниченном пласте. 1, 1* – кривая давления (1 – промышленные данные, 1* – результат совмещения); 2 – кривая дебита; 3 – интервал совмещения.

Рис. 6.3.9.10. Обработка кривых изменения давления при переменном дебите в двойных логарифмических координатах. 1, 1* – давление; 2, 2* – логарифмическая производная; 1, 2 – результаты измерений; 1*, 2* – результат совмещения.



Значительной неоднородности пласта по площади представленное исследование не выявило, хотя его глубинность превышает 200 м. Визуальный «загиб» производной вверх на поздних временах (кривая 2, рис. 6.3.9.10) связан не с ограниченностью резервуара, а с изменением дебита скважины во времени.

Таким образом, при разработке небольших залежей одной скважиной можно оценить размеры резервуара. В основе используемой при этом методики интерпретации лежат теоретические предпосылки, изложенные в разд. 4.10. Основная идея интерпретации состоит в том, что по начальному периоду работы скважины определяются ФЕС пласта и параметры околоскважинной зоны, а по изменению давления и дебита на поздних временах исследования, когда начинается истощение залежи, определяются ее размеры.

И, наконец, следует сказать о специализированных методах совместной обработки кривых давления и дебита в нормализованных шкалах.

К числу наиболее широко известных и используемых способов нормировки результатов ГДИС при переменном дебите относится преобразование Блассингейма – см. соотношения (4.10.0.9)–(4.10.0.14). Наиболее часто используемым способом интерпретации применительно к рассматриваемому случаю является способ типовых кривых (см. рис. 4.10.0.5). Наряду с ним используется также способ совмещения в тех же функциональных шкалах. Пример реализации такого способа представлен на рис. 6.3.9.11.

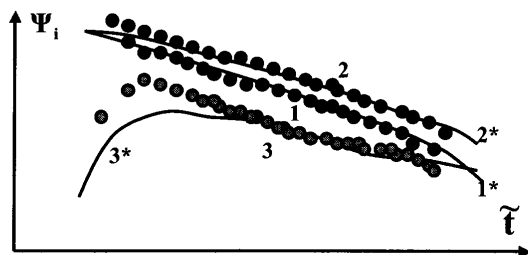


Рис. 6.3.9.11. Обработка кривых изменения давления и дебита методом Блассингейма. По оси ординат – значения функции накопленного дебита, приведенного к текущей депрессии (кривые 1, 1*) и значения интегральной и дифференциальной функции накопленного дебита (кривые 2, 2* и 3, 3*); по оси абсцисс – функция времени материального баланса, рассчитываемая по формуле (4.10.0.9), 1, 2, 3 – результаты измерений; 1*, 2*, 3* – результаты совмещения.

Интерпретация может быть выполнена также на основе модифицированных кривых Фетковича, учитывающих изменение давления и дебита. На рис. 6.3.9.12 приведены результаты преобразования измеренных кривых давления и дебита по Фетковичу для модели трещины гидроразрыва в однородном пласте с цилиндрической границей.

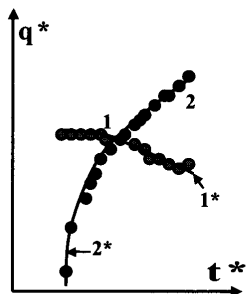


Рис. 6.3.9.12. *Обработка кривых изменения давления и дебита методом Блассингейма. 1, 1* – функция дебита; 2, 2* – функция накопленной добычи; 1, 2 – результаты измерений; 1*, 2 – результаты совмещения.*

Очевидно, область применения рассмотренных приемов интерпретации не ограничена анализом результатов исследования в процессе истощения залежи. Таким образом, можно обработать любые результаты исследований при переменном дебите.

В этом смысле исследования кривых падения дебита и давления в ограниченной залежи ни по технологии скважинных измерений, ни по используемым подходам к интерпретации, ни по ее информативности – не отличаются от других ГДИС. Их выделение в отдельную группу является, скорее, данью существующим традициям. Подобные высокотехнологичные методы являются закономерным шагом к использованию при интерпретации ГДИС секторных гидродинамических моделей, позволяющих определять параметры межскважинного пространства и контролировать достоверность исходных данных об истории разработки на основе изучения взаимодействия скважин.

Литература к главе 6

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1973, 246 с.
2. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В. Гидродинамические исследования низкопроницаемых коллекторов. Нефтяное хозяйство, № 12, 2002.
3. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мажар В.А., Гуляев Д.Н. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть». Нефтяное хозяйство, № 12, 2003, с. 42–45.
4. Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин. Томск, 2004, 340 с.
5. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского. М.: 2007, 512 с.
6. Lee J. Well Testing, SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002, 159p.
7. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: 2006.
8. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Промышленно-геофизический контроль. Новые задачи. Новые возможности. Новые приоритеты, Каротажник, № 96, 2002.

9. РД 153-39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промышленно-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений, ВНИИ, Москва, 1990 г.
10. Гиматулинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1983, 455 с.
11. Попов И.П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порового-трещинного типа, Геология нефти и газа, № 10, 1992.
12. Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Мажар В.А., Габбасов Р.Г. Опыт оценки газодинамических параметров сложно построенных газоконденсатных коллекторов, Газовая промышленность, № 4, С. 20–23.
13. Требин Ф.А. Щербаков Г.В., Яковлев В.П. Гидромеханические методы исследования окважин и пластов. М.: Недра, 1965.
14. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: РГУНГ, 628с., переиздание 2004 г.
15. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Гостехиздат, 1949, с. 232.
16. Oliver House, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Foundation Pressure Transient Analysis (Dynamic Flow Analysis, Part 1, Kappa, 1988-2007.
17. Michael M. Levitan, SPE, BP plc; Gary E. Crawford, SPE, WTS; and Andrew Hardwick, SPE, BP plc Practical Considerations for Pressure-Rate Deconvolution of Well-Test Data Paper SPE № 90680-PA, March 2006 pp. 35–47
18. Leung, W.F.: A Fast Convolution Method for Implementing Single-Porosity Finite/Infinite Aquifer Models for Water-Influx Calculations, paper SPE 12276, 1986.
19. Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J., Raghavan R. The Analysis of Gas Well Test Data Distorted by Wellbore Storage Using an Explicit Deconvolution Method. Paper SPE 19099, Texas, 1989, p. 423–442.
20. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева). М.: Недра, 1980, 301 с.
21. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995, 522 с.
22. Perrine R.L, A unified theory for stable and unstable miscible displacement. Soc. Petr. Eng. J., 1963, vol. 3, № 3.

ГЛАВА 7

ПРАКТИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС

В данном разделе собраны практические примеры интерпретации результатов гидродинамических исследований. Примеры подобраны по типам исследуемых объектов и в первую очередь призваны проиллюстрировать информативность известных технологий ГДИС в зависимости от условий проведения измерений. Цель авторов не сводилась к формальному описанию применения конкретных методических приемов на практике. Авторы стремились показать связь конкретных способов подготовки скважины и проведения исследований с полнотой и достоверностью информации о скважине и пласте.

7.1. Исследования скважин, фонтанирующих жидкостью

С методической точки зрения гидродинамические исследования фонтанирующих скважин интересны, прежде всего, возможностью применения практически всего арсенала известных технологий. Кроме того, стабильность работы и относительная простота регулирования дебита делают эти объекты наиболее удобными для диагностики и наблюдения сложных режимов течения флюида в пласте. Перечисленные факторы определяют высокую информативность гидродинамических исследований.

Наиболее приемлема для фонтанирующих скважин технология ИД-КВД с регистрацией непрерывной кривой изменения давления на забое скважины в течение всех циклов исследования. В принципе измерения могут быть выполнены на устье. Но это крайне нежелательно, особенно при высоком коэффициенте послепритока и сложном составе продукции. Процессы перераспределения флюидов в стволе могут в последнем случае существенно исказить поведение давления. Рассмотрим несколько типичных моделей, используемых при интерпретации ГДИС в данной ситуации.

На рис. 7.1.0.1 приведено исследование по технологии ИД-КВД, включающее два цикла работы скважины и цикл КВД. По результатам ГДИС диагнос-

тируется радиальный режим течения, характерный для модели однородного неограниченного пласта (рис. 7.1.0.2). На основе фильтрационных параметров пласта, определенных в цикле КВД, выполнен прогноз поведения давления в действующей скважине. Хорошая сходимость результатов прогноза (кривая 3 на рис. 7.1.0.1) с реальными данными (кривая 1) свидетельствует об отсутствии существенных аномалий в поведении пласта во времени.

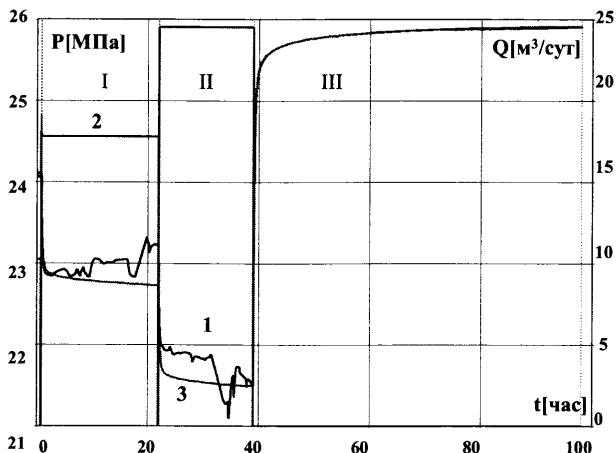


Рис. 7.1.0.1. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей нефтью скважине. I, II – циклы КСД, III – цикл КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД.

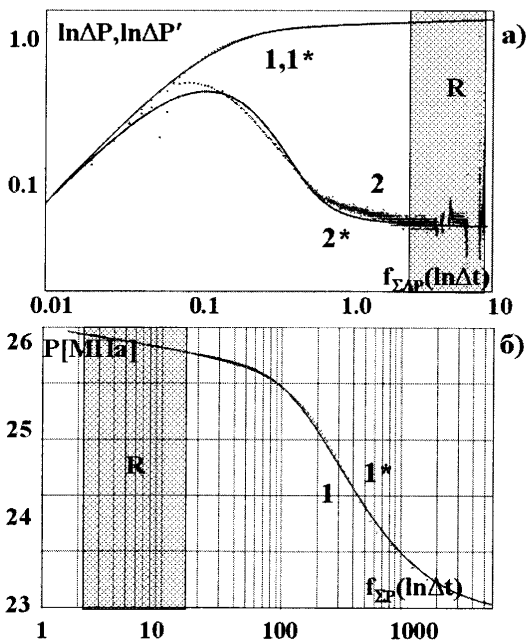


Рис. 7.1.0.2. Интерпретация цикла КВД (цикл III на рис. 7.1.0.1). а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 1.4 мД, скин-фактор +3, коэффициент послепритока $0.9 \text{ м}^2/\text{МПа}$.

Исследование, результаты которого приведены на рис. 7.1.0.3, интересно аномальным поведением рассчитанной кривой давления по сравнению с измеренной в первом цикле. Частично это связано с тем, что интерпретация проведена без учета предшествующей данному циклу работы скважины, но основная причина в том, что датчик давления спускался на глубину измерения непосредственно в процессе работы скважины в цикле I, что и привело к росту фиксируемого манометром давления. На результатах обработки КВД это практически не сказывается ввиду более существенного влияния последующих циклов. Кроме того, можно отметить неполное совпадение расчетной и измеренной кривых давления в самом начале циклов КСД. Это связано с тем, что при совмещении использовались параметры, определенные по циклу КВД, а коэффициент влияния скважины на цикл КВД был несколько больше, чем при КСД, что характерно для фонтанирующих скважин.

По результатам ГДИС диагностируется радиальный режим течения, характерный для модели однородного неограниченного пласта (рис. 7.1.0.4).

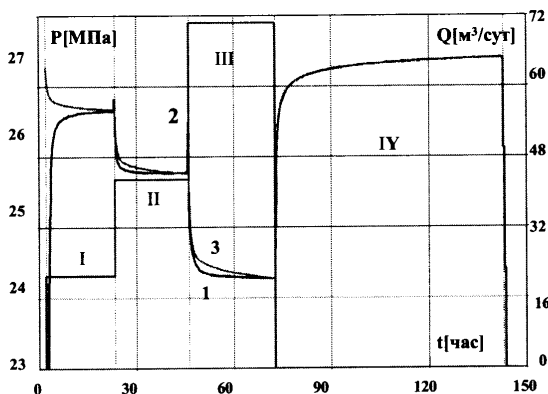


Рис. 7.1.0.3. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей нефтью скважине. I, II, III – циклы КСД, IV – цикл КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД.

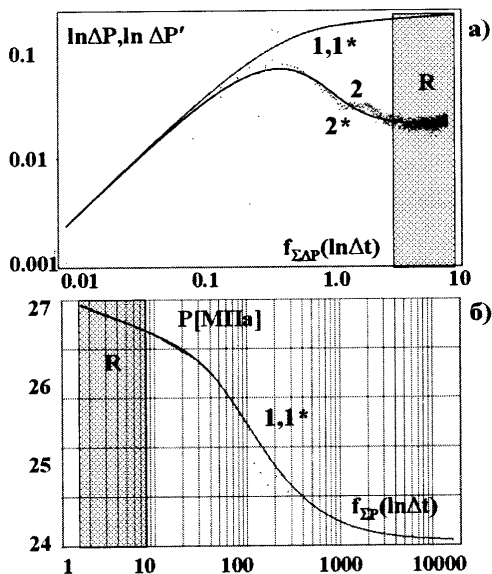


Рис. 7.1.0.4. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.1.0.3). а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость 82.5 мД, скин-фактор 0, коэффициент послепритока $0.63 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

На рис. 7.1.0.5 приведено исследование, где КВД предшествуют четыре цикла работы скважины. Прогноз давления по КВД также не оправдывается для первых циклов. Но в данном случае предыстория учтена полностью и причина ошибочного прогноза иная. Реальное давление в первом цикле аномально снижено по сравнению с расчетным вследствие того, что в этом цикле значение скин-фактора больше, чем в последующих. Эта ситуация очень типична для случаев запуска скважин после глушения и мыщите не раз будем обращать на нее внимание при анализе других практических примеров. Основная причина в том, что при глушении скважины призабойная зона засоряется, а при последующей отработке – очищается.

Основной особенностью данного исследования является диагностика линейного режима течения на поздних временах исследования при анализе цикла КВД, связанного с русловым строением пласта (рис. 7.1.0.6).

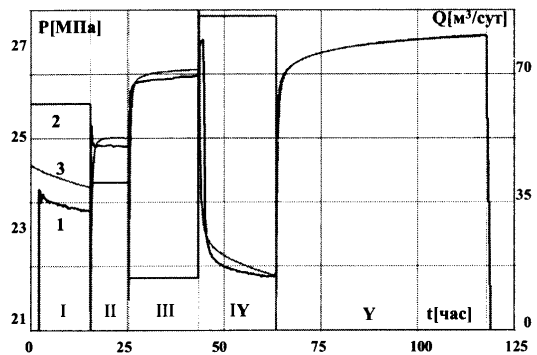


Рис. 7.1.0.5. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей нефтью скважине. I, II, III, IV – циклы КСД, V – цикл КВД. 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД.

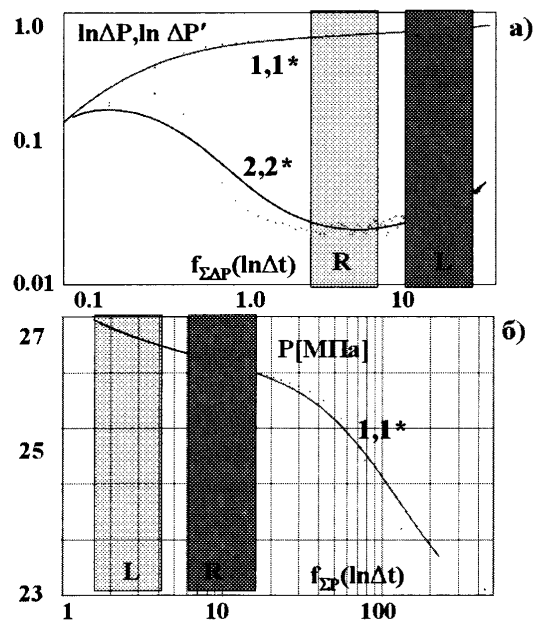


Рис. 7.1.0.6. Интерпретация цикла КВД (V на рис. 7.1.0.5). а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R, L – интервалы радиального и линейного течения. Модель однородного пласта в форме русла: расстояние скважины до границ русла 100 и 170 м, проницаемость пласта 138 мД, скин-фактор +1.05, коэффициент послепритока 0.024 м³/атм.

Рис. 7.1.0.7 иллюстрирует результаты ГДИС в линзовых отложениях. Об ограниченности пласта свидетельствует существенное различие в пластовом давлении, определенном в цикле II (в начале исследования) и в циклах VII и IX (после длительного дренирования пласта). Влияние границ подтверждается резким падением значений логарифмической производной на заключительном этапе цикла КВД. Такое поведение производной характерно для режима истощения пласта (рис. 7.1.0.8).

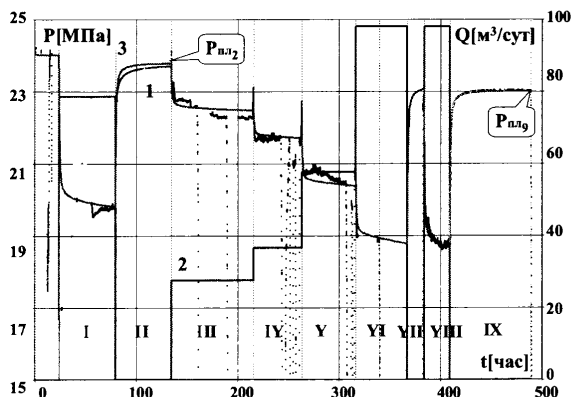


Рис. 7.1.0.7. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей нефтью скважине. I, III, IV, V, VI, VIII – циклы КСД, II, VII, IX – циклы КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД IX. Пластовое давление, определенное в цикле II ($P_{пл2}$), больше, чем в цикле IX ($P_{пл9}$).

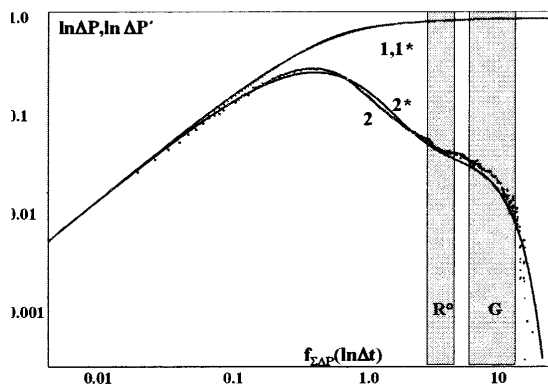


Рис. 7.1.0.8. Интерпретация цикла КВД (цикл IX на рис. 7.1.0.7) – в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R° – начало формирования радиального режима течения, G – влияние границ пласта. Модель однородного ограниченного пласта в форме линзы: проницаемость пласта 90 мД, скин-фактор +4, коэффициент послепритока $1,1 \text{ м}^3/\text{МПа}$, расстояние до границ пласта 300 м – скважина в середине линзы.

На рис. 7.1.0.9 приведено исследование в трещине гидроразрыва малой протяженности. Отметим, что в данном примере трещина закреплена пропантом высокой проницаемости и почти не загрязнена. В рассматриваемых условиях линейный и билинейный потоки являются очень ранними и, как правило скрыты послепритоком. Основной наблюдаемый режим течения в данном случае – псевдорadiaльный. Наличие трещины диагностируется по высокому отрицательному скин-фактору.

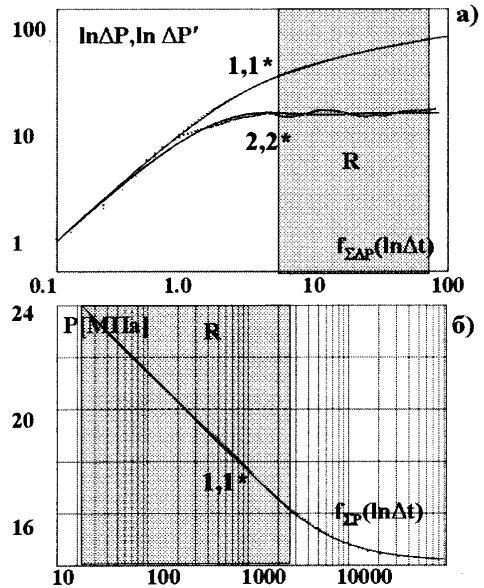


Рис. 7.1.0.9. Интерпретация цикла КВД в пласте, дренируемом трещиной гидроразрыва а) в «LOG-LOG» масштабе б) в масштабе Хорнера. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал превдорadiaльного течения. Модель трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: Проницаемость 1 мД, интегральный скин-фактор – 3, скин-фактор трещины 0,9, полудлина трещины 12 м, коэффициент послепритока $0.5 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

На рис.7.1.0.10 представлено исследование пласта, вскрытого трещиной, в случае, когда уверенно фиксируются как линейный, так и близкий к псевдорadiaльному режимы течения. Отметим, что коэффициент послепритока при данном исследовании меньше, чем при предыдущем, но главное – длина трещины в 5 раз больше, чем в примере приведенном на рис. 7.1.0.9.

Рис. 7.1.0.10. Интерпретация цикла КВД в пласте, дренируемом трещиной гидроразрыва в «LOG-LOG» масштабе 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L, R – интервалы линейного и псевдорadiaльного течения. Модель трещины ограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: Проницаемость 1,9 мД, интегральный скин-фактор – 4,6, скин-фактор трещины 0,29, полудлина трещины 62 м, коэффициент послепритока $0.4 \text{ м}^3/\text{МПа}$, относительная проводимость трещины 1,5.

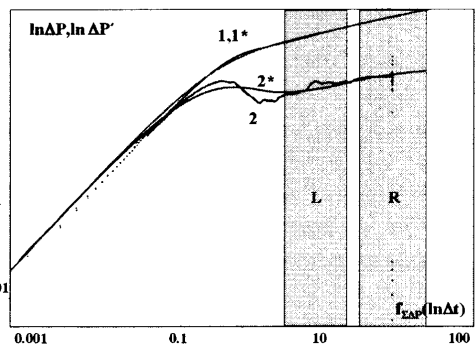


Рис. 7.1.0.11 иллюстрирует случай, когда вследствие большой длины трещины и маленькой проницаемости пласта в цикле КВД не успевает сформироваться

роваться псевдорadiaльное течение. Преобладающим режимом фильтрации является билинейный. Следует обратить внимание, что хотя в этом случае можно формально подобрать методом совмещения параметры пласта и трещины, задача решается неоднозначно. На рис. 7.1.0.11 а,б сопоставлены два варианта интерпретации. Обе расчетные кривые логарифмической производной практически идеально аппроксимируют результаты измерения, но определенные по ним параметры пласта существенно отличаются друг от друга. Наиболее надежным способом преодоления неоднозначности интерпретации является увеличение времени цикла КВД, однако при низких значениях проницаемости и больших длинах трещины могут потребоваться неосуществимые по длительности гидродинамические исследования. В этом случае снизить неоднозначность можно используя априорную информацию, например по результатам ГДИС в данной скважине до ГРП можно взять проницаемость и рассчитать длину трещины по результатам данного ГДИС.

Рис. 7.1.0.11 в,г является дополнительной иллюстрацией ярко выраженного билинейного режима. На нем сопоставлено поведение давления в двух характеристических масштабах: логарифмическом « $\ln t$ » (рис. 7.1.0.11в) – для диагностики псевдорadiaльного режима и степенном « $t^{0.25}$ » (рис. 7.1.0.11г) – для диагностики билинейного режима. Поведение графиков в интервале КВД существенно отличается друг от друга. Первый из них имеет существенную кривизну, второй практически не отличается от прямой линии.

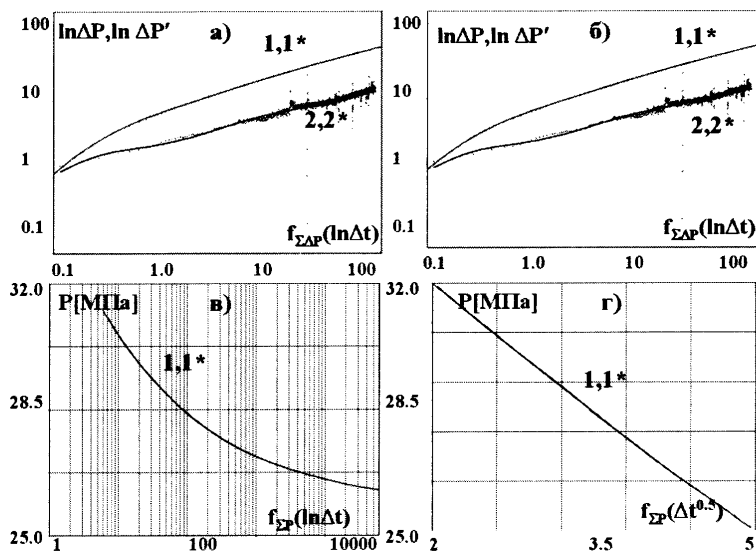


Рис. 7.1.0.11. Интерпретация цикла КВД в пласте, дренируемом трещиной гидроразрыва а) в «LOG-LOG» масштабе, б) в масштабе Хорнера. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. Модель трещины ограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: «log-log» диаграммы (а) и (б) отличаются

результатами интерпретации. а) проницаемость пласта 0.46 мД, скин-фактор трещины 0.0004, полудлина трещины 34.6 м, коэффициент послепритока 0.18 м³/МПа; относительная проводимость трещины (Fcd) 8.4. б) проницаемость пласта 0.12 мД, скин-фактор трещины 0.001, полудлина трещины 100 м, коэффициент послепритока 0.028 м³/МПа; относительная проводимость трещины (Fcd) 2.6. в,г) представление результатов интерпретации по варианту, (а) в логарифмических и степенных координатах Хорнера.

7.2. Исследования добывающих скважин механизированного фонда

В данном разделе речь идет о скважинах механизированного фонда, эксплуатируемых насосным способом и исследуемых процессе эксплуатации. Рассматриваемый тип скважин характеризуется наличием динамического уровня жидкости в затрубном пространстве, меняющим местоположение в зависимости от режима работы насоса.

При экспресс-исследованиях подобных скважин измеряется местоположение уровня с помощью устьевых эхолотов (технология «КВУ_y»). Информативность получаемых данных невысока, но они ценны прежде всего из-за своей массовости и возможности оперативно контролировать режим работы скважины.

В последнее время при исследовании скважин механизированного фонда возрастает удельный вес непосредственных измерений давления на забое скважин (технология КВУ_з). Для этой цели используются автономные манометры, помещаемые под прием насоса при капитальном ремонте и регистрирующие непрерывную кривую изменения забойного давления в течение межремонтного периода.

Наряду с данными устройствами используются специализированные дистанционные датчики, которыми оборудованы современные электроцентробежные насосы. Данная технология привлекает дешевизной, поскольку не требует использования специализированных измерительных средств и подготовки скважины. Но, к сожалению, точность измерения оставляет желать лучшего, в основном из-за несовершенства наземных регистрирующих блоков.

Основной проблемой интерпретации кривых давления при *остановке скважины* является высокий послеприток, обусловленный ростом динамического уровня.

В некоторых ситуациях (например, для высокопроницаемых, качественно вскрытых пластов, с высокими дебитами) влияние послепритока существенно лишь на начальной стадии исследований. В этом случае арсенал методических приемов, доступных интерпретатору, является практически таким же полным, что и при исследовании фонтанирующих скважин. В частности, возможна диагностика режимов течения и моделей пласта на основе логарифмической производной с оценкой полного набора фильтрационных параметров пласта и характеристик несовершенства вскрытия.

Но чаще всего послеприток преобладает в течение всего цикла исследования. Интерпретация в данном случае проводится с учетом нестабильного расхода на основе формул, представленных в разд. 3.5.3.5. Методы интерпретации ГДИС применительно к этому случаю подробно рассмотрены в разд. 6.3.5. При оценке продуктивности они достаточно эффективны. Это не всегда можно сказать применительно к определению фильтрационных свойств и характеристик совершенства вскрытия пласта.

Данное ограничение удается частично устранить, если проводить исследования по технологии КСД при пуске скважины или изменении режима ее работы. Принципиально такая технология не отличается по информативности от КВД. Но у нее есть свой существенный недостаток – большие флюктуации давления, связанные с работой подземного оборудования. Вследствие этого кривая логарифмической производной является очень «шумной».

Рассмотрим наиболее характерные примеры подобных исследований.

7.2.1. Исследования автономными датчиками на приеме насоса

Рис 7.2.1.1 иллюстрирует один из наиболее типичных вариантов исследований автономным манометром, который размещен в кармане НКТ под приемом насоса. Регистрация давления выполнена в процессе пуска скважины со стабильным расходом. Циклы работы насоса (КСД) прерываются краткими периодами остановки (КВУ), в процессе которых наблюдается рост давления и динамического уровня. На рис. 7.2.1.2 представлены результаты интерпретации заключительного цикла КСД в «LOG-LOG» масштабе. Диагностируется близкий к линейному режим течения, что неудивительно, поскольку скважина исследовалась после гидроразрыва пласта. Рис. 7.2.1.2.а и 7.2.1.2.б отличаются вариантами интерпретации. Первый вариант выполнен на основе модели однородного неограниченного пласта. Трещина в этом случае проявляет себя высоким отрицательным интегральным скин-фактором. Интерпретация по модели трещины ограниченной проводимости позволяет определить параметры трещины. Определенные на основе обеих моделей проницаемости пласта, естественно, близки друг другу. Перечисленные варианты не исключают друг друга, описывая результат гидроразрыва с разной степенью детальности.

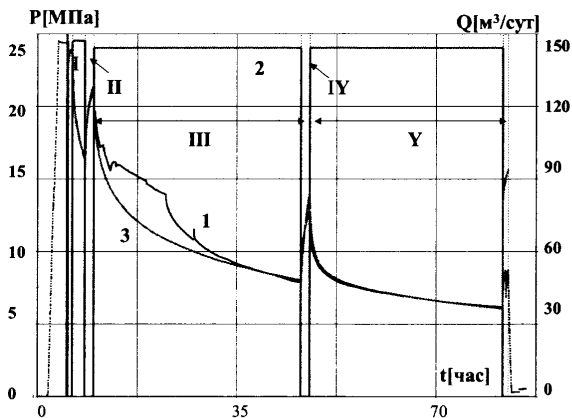
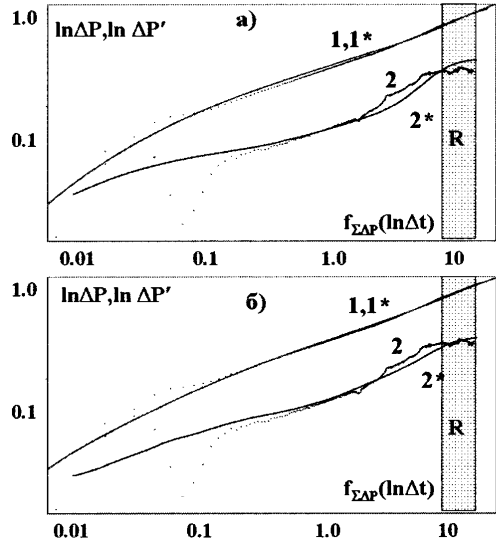


Рис. 7.2.1.1. ГДИС по технологии КСД при пуске скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН). I, III, V – циклы КСД, II, IV – циклы КВУ. 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (V).

Рис. 7.2.1.2. Интерпретация цикла КСД (цикл V на рис. 7.2.1.1) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдо радиального течения флюида. Модель однородного неограниченного пласта (а): интегральный скин-фактор – 5.4, и трещины ограниченной проводимости (б): полудлина трещины 60 м, скин-фактор трещины 0.007, $Fcd=8$. Общие для названных моделей параметры: проницаемость пласта 6.5 мД, модель послепритока «Fair», коэффициент послепритока $1 \text{ м}^3/\text{МПа}$; $C_\phi=20.8 \text{ МПа}$, $\tau=5.83 \text{ час}$.



Рассмотренное исследование является достаточно качественным и характеризующим относительно стабильную работу насоса. Как правило, кривые логарифмической производной являются более «шумными». Два наиболее типичных примера подобных исследований приведены на рис. 7.2.1.3–7.2.1.6. Их информативность не столь высока, как в только что рассмотренном случае, но принципиальное суждение о состоянии скважины (в частности, большом отрицательном скин-факторе) вполне возможно. По результатам исследований, изображенных на рис. 7.2.1.5 оценена полудлина трещины

Рис. 7.2.1.3. ГДИС по технологии КСД, один цикл пуска скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН). 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – рассчитанное давление (результат совмещения).

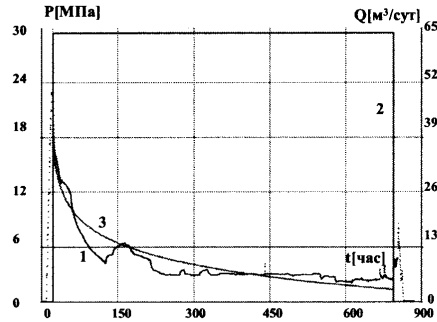
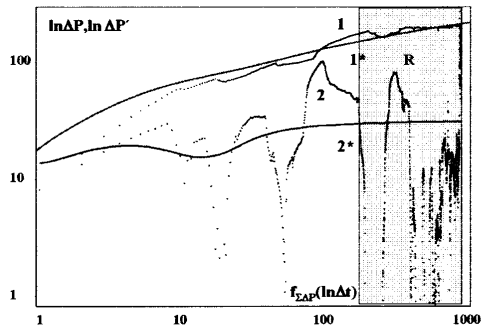


Рис. 7.2.1.4. Интерпретация цикла КСД (рис. 7.2.1.3) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения. Модель однородного ограниченного пласта: проницаемость 4.1 мД, интегральный скин-фактор –4.5, модель послепритока «Fair», коэффициент послепритока $0.19 \text{ м}^3/\text{МПа}$; $C_\phi=28.04 \text{ МПа}$, $\tau=3 \text{ час}$.



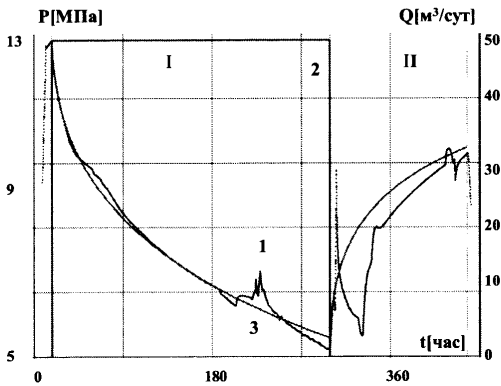


Рис. 7.2.1.5. ГДИС по технологии КСД при пуске скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН). I – цикл КСД, II – цикл КВУ. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД.

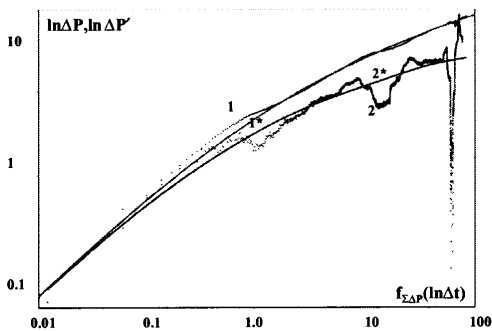


Рис. 7.2.1.6. Интерпретация цикла КСД (цикл I на рис. 7.2.1.5) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1', 2' – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель трещины неограниченной проводимости: полудлина трещины 48 м, скин-фактор трещины 0.01; проницаемость пласта 1.5 мД, коэффициент послепритока $2 \text{ м}^2/\text{МПа}$.

Следующий пример (рис. 7.2.1.7) интересен тем, что параметры пласта определены по кривой восстановления уровня. В данном случае условия исследования таковы, что влияние послепритока на его заключительной стадии невелико, а для интерпретации пригоден стандартный «LOG-LOG» анализ (рис. 7.2.1.8). Проницаемость пласта – около 2.5 мД. Однако вследствие вскрытия пласта полого-направленным стволом скин-фактор имеет большое по абсолютной величине отрицательное значение. Последний фактор способствовал формированию радиального течения в цикле КВУ.

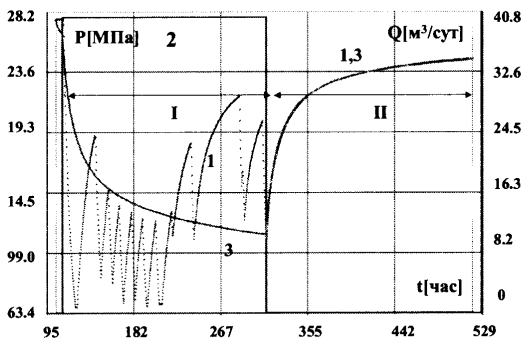


Рис. 7.2.1.7. ГДИС при циклической работе скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН). I – серия кратковременных циклов пуска насоса и последующего восстановления уровня, II – длительный цикл восстановления динамического уровня. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВУ.

Следует также отметить, что КВУ предшествовало несколько периодов нестабильной работы насоса. Мощность насоса существенно превосходила добычные возможности пласта. Это вызывало периодические отключения насоса вследствие существенного снижения динамического уровня. Но столь сложная

предыстория работы практически не отразилась на поведении скважины при КВУ. Описание всех этапов предшествующей работы единым циклом, характеризуемым средним дебитом, не сказалось на точности интерпретации. Совмещение результатов измерений и расчетов в интервале КВУ (цикл II на рис. 7.2.1.7) практически идеальное.

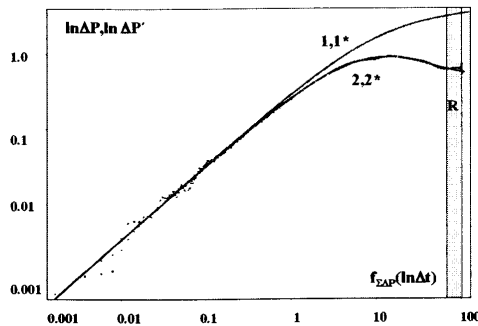
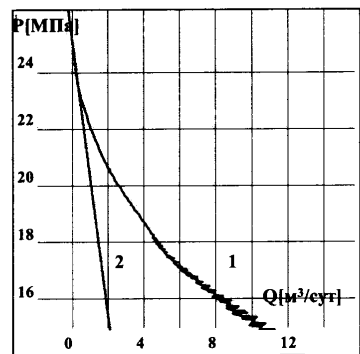


Рис. 7.2.1.8. Интерпретация цикла КВУ (цикл II на рис. 7.2.1.7) в «LOG–LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – начало формирования радиального течения в пласте. Модель однородного неограниченного пласта, интегральный скин-фактор – 3.9; проницаемость пласта 2.5 мД, коэффициент послепритока 1.1 м³/МПа.

Воспользуемся данным примером, чтобы проанализировать информативные возможности КВУ. Одно из очевидных применений этой технологии – независимая оценка продуктивности и пластового давления. Для этой цели можно воспользоваться любым из известных экспресс-методов. На рис. 7.2.1.9 приведены результаты интерпретации по методу Яковлева (путем построения псевдоиндикаторной диаграммы), на рис. 7.2.1.10 – по методу Маскета.

Рис. 7.2.1.9. Обработка цикла КВУ (цикл II на рис. 7.2.1.7) методом Яковлева, 1 – псевдоиндикаторная линия, 2 – касательная в интервале стабилизации притока, продуктивность пласта 0.2 м³/сут МПа, пластовое давление 25.3 МПа.



Еще один из наиболее известных способов обработки КВУ – совмещение измеренных и расчетных данных. Сущность этого метода в следующем. Выдвигается гипотеза о наиболее вероятной модели пласта. Производится перебор значений параметров модели (например, свойств пласта, параметров совершенства вскрытия и пр.) в диапазоне их возможного изменения. Для каждого набора параметров рассчитывается теоретическая кривая давления, которая затем сравнивается с измеренной. Минимально допустимое различие

данных кривых говорит, что параметры пласта и модель выбраны удачно. В основе расчетов лежат данные об изменении расхода пласта в процессе исследований.

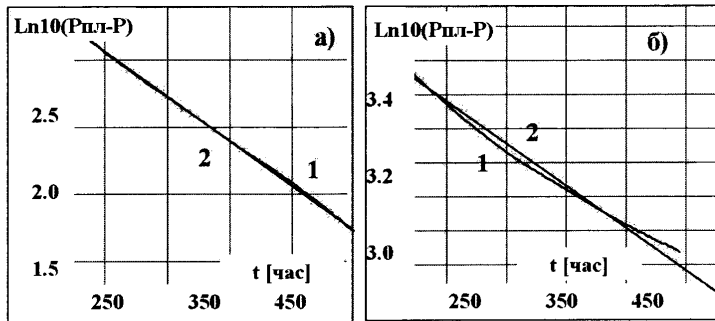


Рис. 7.2.1.10. *Обработка цикла КВУ (цикл II на рис 7.2.1.7) методом Маскета, диагностический график при ориентировочном пластовом давлении, близком к реальному (25.3 МПа) – близок к прямой линии (а), при ориентировочном пластовом давлении, существенно больше реального (27 МПа) – отличается от прямой. (1 – измеренное давление, 2 – аппроксимирующая прямая).*

Стандартная модификация метода совмещения, которая упоминалась в предшествовавших примерах, не применяла в явном виде данных об интенсивности послепритока. Послеприток учитывался косвенно, исходя из особенностей поведения давления. При этом коэффициент послепритока являлся одним из определяемых при интерпретации параметров. Однако, чтобы такая обработка была эффективной, т.е. давала однозначный результат, на кривой давления должен существовать участок, где влияние послепритока становится намного меньше, чем информативные факторы.

Выполнение названного условия для КВУ в принципе возможно. Подобный пример был только что рассмотрен выше (рис. 7.2.1.8). Но этот случай не характерен для восстановления уровня. Это, скорее, исключение. Чаще всего аномально высокий послеприток существенно влияет на поведение давления в течение всего цикла исследований.

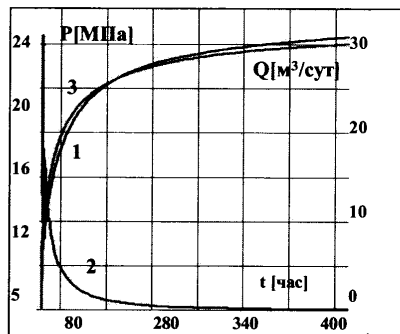
Поэтому при совмещении реализуется принципиально другой подход. Дебит послепритока определяется независимым путем (чаще всего рассчитывается по темпу восстановления давления или изменения динамического уровня). Полученная таким образом кривая изменения дебита (наряду с данными о предыстории работы скважины) используется для расчета теоретической кривой давления.

Очевидно, для длительной КВУ с низким послепритоком результат интерпретации данным методом не должен существенно отличаться от стандартного (рис. 7.2.1.11).

Эффективность кратковременных КВУ при высоком послепритоке не столь очевидна. В этом случае достоверно оценить параметры пласта можно лишь на основе комплексного многоциклического исследования, включающего

смену режимов работы скважины, существенно отличающихся друг от друга. Это подтверждает следующий характерный пример.

Рис. 7.2.1.11. Обработка цикла КВУ (цикл II на рис. 7.2.1.7) методом совмещения с учетом дебита послепритока 1 – измеренное давление, 2 – дебит послепритока, 3 – давление, рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. Результаты интерпретации (пластовое давление 25.5 МПа, проницаемость пласта 2.0 мД, скин-фактор -3.4) близки с представленными на рис. 7.2.1.8.



На рис. 7.2.1.12 приведена кривая давления, полученная в скважине механизированного фонда при чередовании циклов запуска скважины (КСД) и выключения насоса (КВУ). На рис. 7.2.1.13 изображена интерпретация одного из циклов КСД в двойном логарифмическом масштабе. Кривая логарифмической производной искажена существенными флуктуациями. Это результат работы насоса. Тем не менее по форме производной диагностируется отрицательный скин-фактор, результат предшествующего гидроразрыва пласта.

Рис. 7.2.1.12. ГДИС при циклической работе скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН). 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; I – спуск автономного манометра под прием насоса, II, Y, YII – периоды пуска скважины (циклы КСД), III – уменьшение расхода, IV, YI, YIII – остановки насоса (циклы КВУ). 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (цикл II).

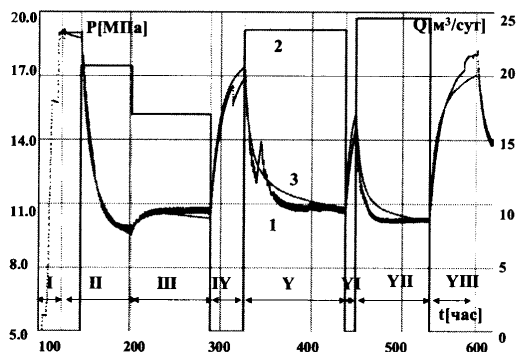
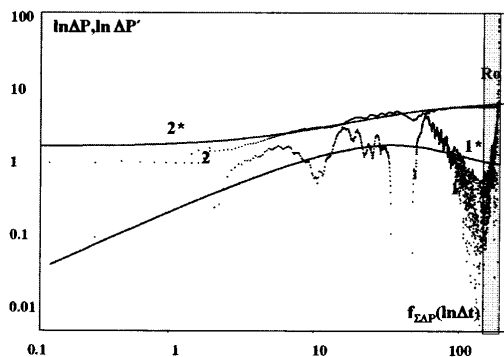


Рис. 7.2.1.13. Интерпретация цикла КСД (цикл II на рис. 7.2.1.12) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R_0 – начало формирования радиального течения в пласте. Модель однородного неограниченного пласта, интегральный скин-фактор - 3.8; проницаемость пласта 2.5 мД, коэффициент послепритока 1.1 м³/МПа.



По каждому циклу КВУ можно достаточно уверенно оценить продуктивность пласта. В рассматриваемом примере для ее оценки использовался метод

Яковлева. Продуктивность от цикла к циклу достаточно стабильна, незначительно отличаясь в большую сторону для цикла УІ (рис. 7.2.1.14).

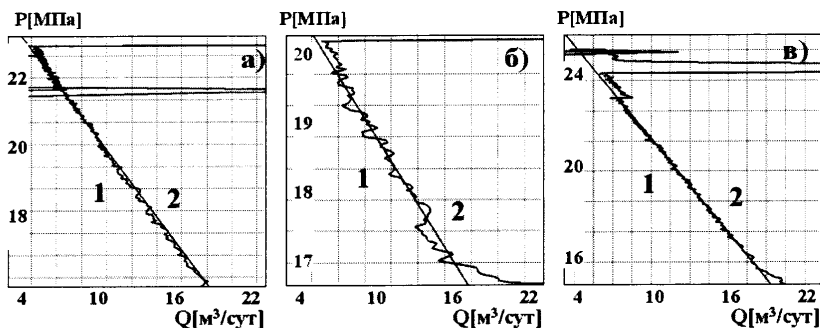


Рис. 7.2.1.14. Обработка циклов КВУ УУ (а), УІ (б) и УІІІ (в), выделенных на рис. 7.2.1.12. Продуктивность в циклах: 2.6, 2.9 и 2.7 м³/сут МПа, проницаемости (оцененные по уравнению Дюпюи в предположении, что скин-фактор равен нулю): 6.6, 7.4 и 6.8 мД.

Оценка проницаемости по любому из локальных кратковременных циклов КВУ методом совмещения оказывается недостоверной. На рис. 7.2.1.15 приведены три из возможных вариантов совмещения для интервала УУ рис. 7.2.1.12. Видно, что измеренная и рассчитанная кривые давления близки друг к другу при существенно отличающихся друг от друга параметрах пласта.

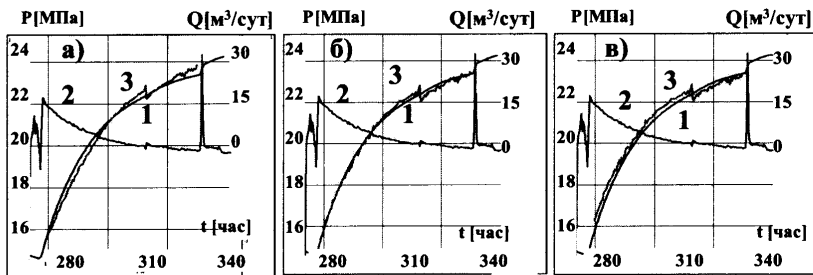
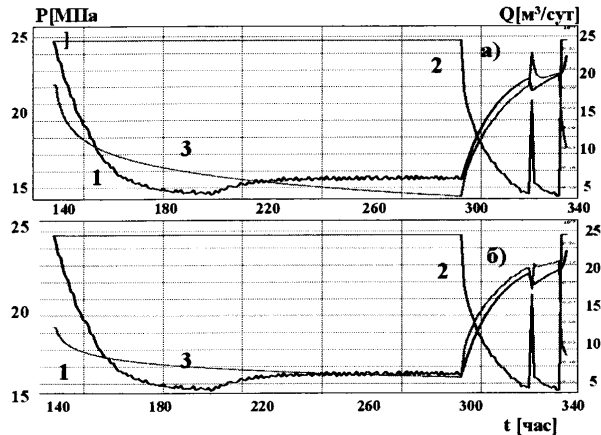


Рис. 7.2.1.15. Обработка цикла КВУ (цикл УУ на рис. 7.2.1.12) методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. а) проницаемость пласта 2 мД, скин-фактор 0, пластовое давление 26 МПа, б) проницаемость пласта 5 мД, скин-фактор 8, пластовое давление 24.5 МПа, в) проницаемость пласта 1 мД, скин-фактор 25, пластовое давление 25.9 МПа.

Более результативным является совместный анализ ГДИС для цикла КВУ и предшествующего периода стабилизации давления при пуске или изменении режима отбора. Это иллюстрирует рис. 7.2.1.16. При интерпретации этих данных не удалось добиться идеального совмещения результатов измерений и расчетов. Это неудивительно хотя бы потому, что цикл КСД моделировался как

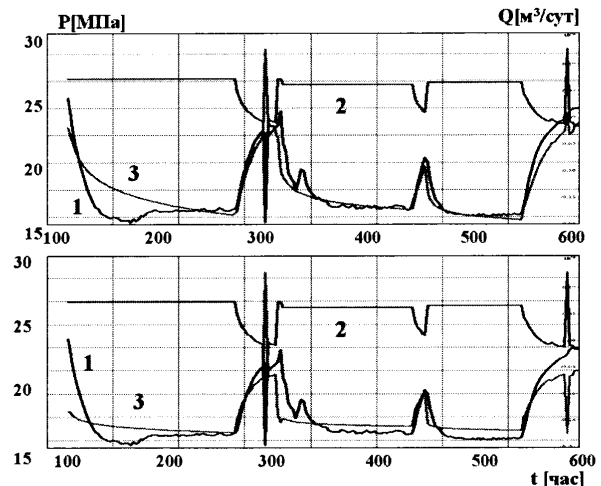
цикл стабильной работы скважины, что явно не соответствует реальности. Тем не менее получен достоверный и, что самое существенное – более помехоустойчивый результат. В данном случае залогом успешной интерпретации ГДИС является правильно построенная методика исследований. Были реализованы циклические контрастные изменения режима работы скважины, при которых зависимость давления от параметров пласта более однозначна.

Рис. 7.2.1.16. Обработка циклов КСД (циклы II и III на рис. 7.2.1.12) методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление, 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. Результаты интерпретации а) проницаемость пласта 3.0 мД, скин-фактор – 4.3; б) проницаемость пласта 7.0 мД, скин-фактор 0.



Наконец, рассмотрим результаты совмещения по всем циклам исследования (рис.7.2.1.17). В данном случае преимущества описанного подхода к проведению и интерпретации ГДИС наиболее наглядны.

Рис. 7.2.1.17. Совмещение по всем циклам (циклы II–VIII на рис. 7.2.1.12) методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление, 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. Результаты интерпретации: а) проницаемость пласта 2.7 мД, скин-фактор – 4.8; б) проницаемость пласта 9.7 мД, скин-фактор 0.



Тем не менее следует с большой осторожностью относиться к количественной интерпретации ГДИС при большом послепритоке. Применяя какой-либо сложный метод интерпретации, нужно соотносить требования к качеству ГДИС при решении конкретной практической задачи с реальными условиями в скважине в процессе проведения исследований. Большое значение имеют

также анализ однозначности полученных результатов и оценка их помехоустойчивости для конкретного исследования.

7.2.2. Исследования с помощью специализированных дистанционных датчиков

На рис. 7.2.2.1, 7.2.2.2 приведен результат исследования, аналогичного только что рассмотренным, когда в качестве средства измерения использован стационарный датчик давления, которым оборудованы современные насосы. В данном случае это датчик типа «Phoenix» (производства Schlumberger).

Качество исследования не очень высоко. Основное предназначение подобных датчиков в получении оперативной представительной информации о текущем забойном давлении, которая важна для решения целого диапазона задач: от контроля режима работы скважины до настройки цифровой модели залежи. При грамотной организации измерений (регистрации длительной кривой изменения давления в процессе выработки пласта) данные результаты, можно будет с успехом использовать при анализе продуктивности (см. разд. 6.3.9). В будущем по мере повышения качества подобных измерений их роль, безусловно, будет возрастать.

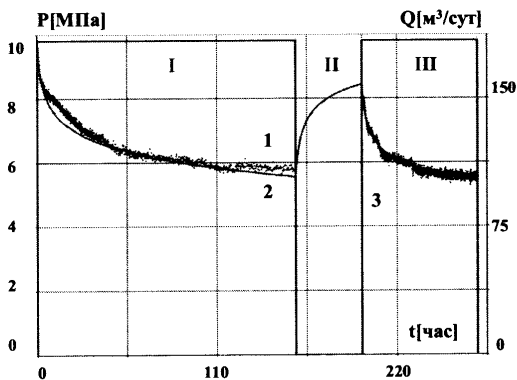


Рис. 7.2.2.1. ГДИС по технологии КСД при пуске скважины, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН), измерения выполнены стационарным датчиком на приеме насоса типа «Phoenix». I, III – циклы КСД, II – цикл КВУ, 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (III).

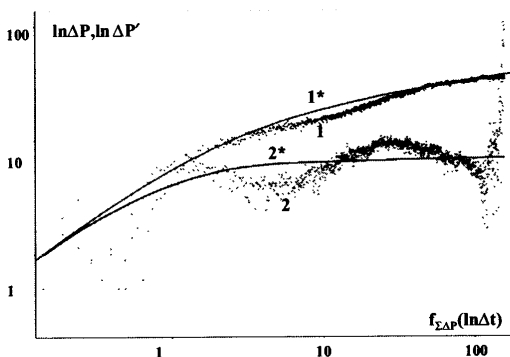


Рис. 7.2.2.2. Интерпретация цикла КСД (цикл I на рис. 7.2.2.1) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель трещины ограниченной проводимости: проницаемость 13.6 мД, полудлина трещины 110 м, скин-фактор трещины 0.03, коэффициент послепритока 11.1 м³/МПа, $F_{cd}=1$.

7.2.3. Измерения динамического уровня эхолотом

Измерения динамического уровня в затрубном пространстве скважин пока являются одним из наиболее распространенных экспресс-исследований эксплуатационных скважин механизированного фонда. По существующей классификации данные методы исследований относят к промышленным или технологическим (ТИ). Их основная роль в оперативной оценке текущего состояния и параметров режима работы скважины (в первую очередь – продуктивности). Основная причина, заставляющая считать такие исследования неотъемлемым элементом системы ГДИС – возможность (при благоприятных условиях) оценки фильтрационных и динамических параметров пласта. Рассмотрим несколько подобных примеров.

На рис. 7.2.3.1 представлена кривая изменения забойного давления во времени, полученная расчетным путем на основе замеров динамического уровня. Хотя длительность исследования (около 40 час) существенно меньше, чем для случая, изображенного на рис. 7.2.1.12, информативность результата достаточно высокая. Этому способствовала относительно большая проницаемость пласта. Немаловажен и тот факт, что в скважину поступает нефть с малым газосодержанием и стабильной плотностью. Это позволяет с требуемой точностью рассчитывать по величине глубины уровня жидкости динамические характеристики работы скважины (забойное давление, расход).

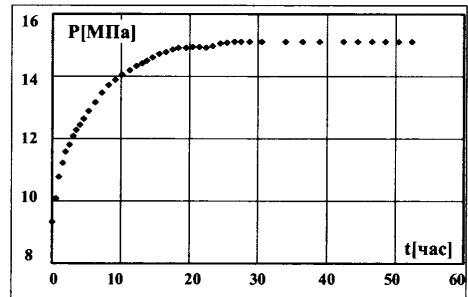


Рис. 7.2.3.1. Забойное давление в насосной скважине, рассчитанное по замерам динамического уровня эхолотом.

Рис. 7.2.3.2 иллюстрирует совместную обработку кривых изменения давления и дебита методом Яковлева с целью оценки продуктивности пласта. Кривая дебита также рассчитана по темпу изменения динамического уровня. Расчеты выполнены с помощью зависимостей из разд. 5.2.

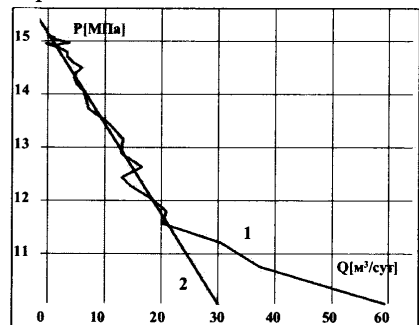


Рис. 7.2.3.2. Обработка КВУ (рис. 7.2.3.1) методом Яковлева, 1 – псевдоиндикаторная линия, 2 – касательная в интервале стабилизации притока, продуктивность пласта $5.4 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа, пластовое давление 15.2 МПа .

На рис. 7.2.3.3 представлен результат оценки фильтрационных параметров пласта путем обработки кривых давления и расхода методом совмещения.

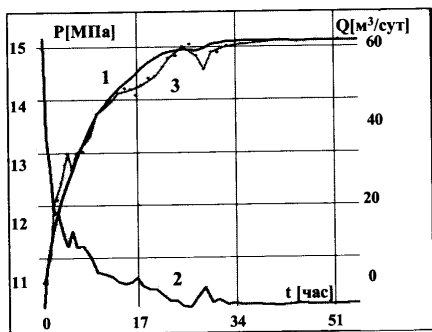


Рис. 7.2.3.3. Результаты интерпретации КВУ методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины, проницаемость пласта 26.8 мД, скин-фактор +1.8, пластовое давление 15.2 МПа.

Таким образом, по КВУ оценен полный набор фильтрационных характеристик пласта.

Пример, аналогичный только что рассмотренному, изображен на рис. 7.2.3.4, 7.2.3.5, 7.2.3.6.

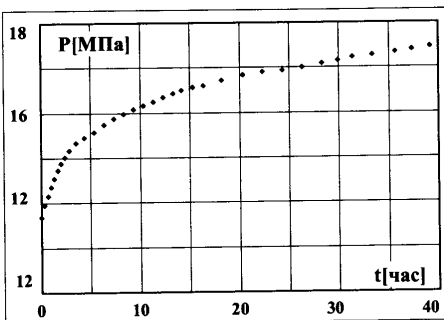


Рис. 7.2.3.4. Забойное давление в насосной скважине, рассчитанное по замерам динамического уровня эхолотом.

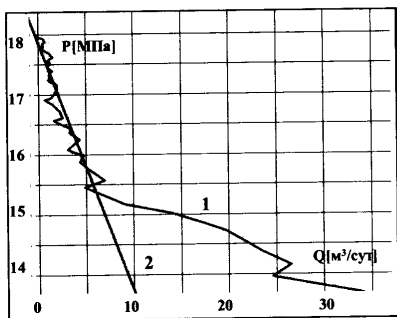


Рис. 7.2.3.5. Обработка цикла КВУ (рис. 7.2.3.4) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная линия, 2 – касательная в интервале стабилизации притока, продуктивность пласта 1.8 м³/сут МПа, пластовое давление 18.0 МПа.

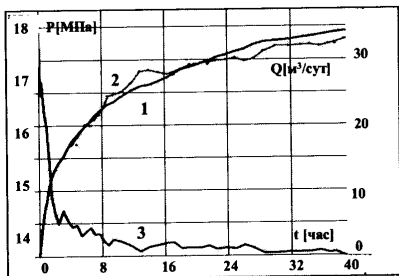


Рис. 7.2.3.6. Результаты интерпретации КВУ методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины, проницаемость пласта 12.5 мД, скин-фактор -1.3, пластовое давление 18.3 МПа.

По результатам измерений также определены все параметры пласта. Ввиду того что проницаемость пласта в данном примере почти в два раза меньше, стабилизация давления протекает медленнее и качество совмещения хуже.

В заключение рассмотрим исследование малопроницаемого коллектора (рис. 7.2.3.7). По данным результатам также можно весьма уверенно определить продуктивность (рис. 7.2.3.8). А вот эффективность метода совмещения резко падает. На рис. 7.2.3.9.а и 7.2.3.9.б приведены два варианта интерпретации одних и тех же исходных данных. Качество совмещения примерно одинаково, а результаты существенно отличаются. В первую очередь это касается скин-фактора, что заставляет с большой осторожностью относиться к недовостановленным КВУ.

Рис. 7.2.3.7. Забойное давление в насосной скважине, рассчитанное по замерам динамического уровня эхолотом.

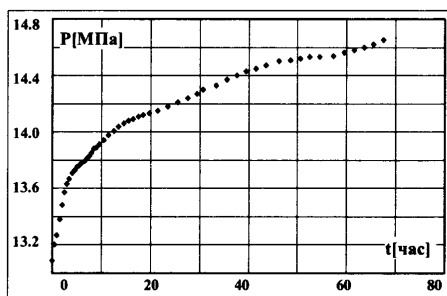
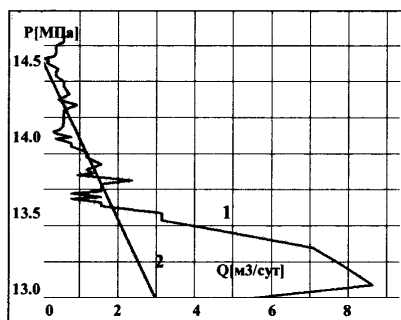


Рис. 7.2.3.8. Обработка цикла КВУ (рис. 7.2.3.7) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная линия, 2 – касательная в интервале стабилизации притока, продуктивность пласта $1.7 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$, пластовое давление 14.6 МПа .



Рассмотренные методы интерпретации имеют еще один недостаток. Он касается кривых восстановления уровня, зарегистрированных как глубинным манометром, так и эхолотом. Совмещение в декартовых координатах в условиях высокого послепритока не позволяет уверенно диагностировать сложные модели течения, хотя в ряде известных публикаций такая возможность декларируется.

Характеризуя КВУ, полученные с помощью эхолота, нельзя забывать еще одну важную деталь. Для интерпретации необходим пересчет динамического уровня в забойное давление. Такой пересчет надежен только в ситуациях, когда плотность флюида стабильна. Последнее характерно для пластов, дающих тяжелую нефть, сильно обводненных пластов, но совершенно не типично для притоков нефти с высоким содержанием газа. Наличие газа в продукции существенно затрудняет оценку плотности заполнителя ствола. Кроме этого,

сильное выделение газа при свободном динамическом уровне вызывает интенсивное пенообразование в затрубном пространстве. Высокое содержание пены может полностью исказить результаты интерпретации.

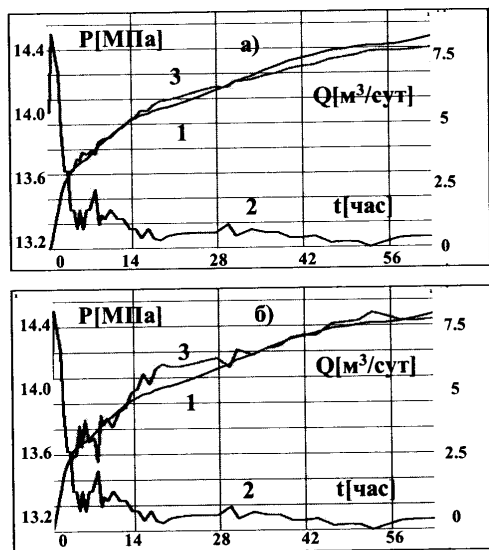


Рис. 7.2.3.9. Обработка КВУ (рис. 7.2.3.8) методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление, 2 – дебит послепритока, 3 – рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. а) скин-фактор +1.1, б) скин-фактор +14.5

При регистрации забойного давления эта помеха не так значима, если длительность исследования достаточна, чтобы выйти из зоны преимущественного влияния послепритока. Если названное условие невыполнимо, для интерпретации необходимы данные о дебите послепритока, получить которые в рассматриваемом случае – очень сложно. Наиболее надежным способом уменьшения послепритока и, как следствие, повышения достоверности ГДИС является снижение объема ствола с помощью закрытия скважины на забое.

7.3. Исследования эксплуатационных нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины на первый взгляд являются одним из наиболее простых и удобных объектов гидродинамических исследований. Вследствие anomalно низкой (по сравнению с другими флюидами) сжимаемостью воды такие скважины характеризуются сравнительно малой величиной послепритока. Измерения давления могут проводиться практически в любой точке ствола ниже статического уровня и со сравнительно высокой точностью пересчитываться на любую глубину. И, наконец, если процесс предшествующего нагнетания был достаточно длительным и пласт в радиусе исследования промыт, мы имеем дело с фильтрацией однокомпонентного однофазного флюида (воды), свойства которого известны с существенно большей точностью, чем других пластовых флюидов.

Тем не менее данному типу исследования присущи свои специфические сложности. Одна из основных проблем интерпретации в том, что в результате исследований удается определить лишь фазовую проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности. Использование полученных данных для описания фильтрации нефти – самостоятельная и совсем не тривиальная проблема. Не менее существенны осложнения, связанные с формированием в пласте при высоком давлении нагнетания динамических трещин. Контроль их возникновения и развития является самостоятельной практической задачей.

На рис. 7.3.0.1, 7.3.0.2 приведен пример гидродинамического исследования нагнетательной скважины по технологии КПД для случая, когда влияние трещины невелико. Особенности поведения давления в «LOG-LOG» масштабе и масштабе Хорнера в этом случае очень схожи с наблюдаемыми в скважине, дренирующей однородный неограниченный пласт в режиме фонтанирования. Образование короткой динамической трещины в призабойной зоне при нагнетании диагностируется лишь косвенно по небольшому отрицательному значению интегрального скин-фактора.

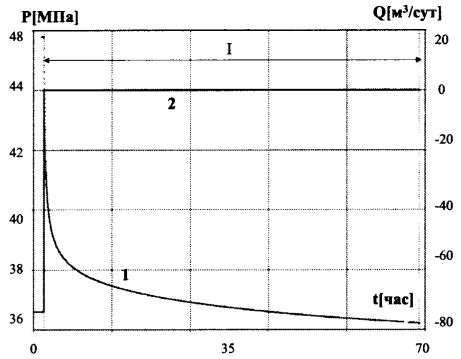


Рис. 7.3.0.1. ГДИС по технологии КПД (остановка нагнетательной скважины). 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; I – цикл КПД.

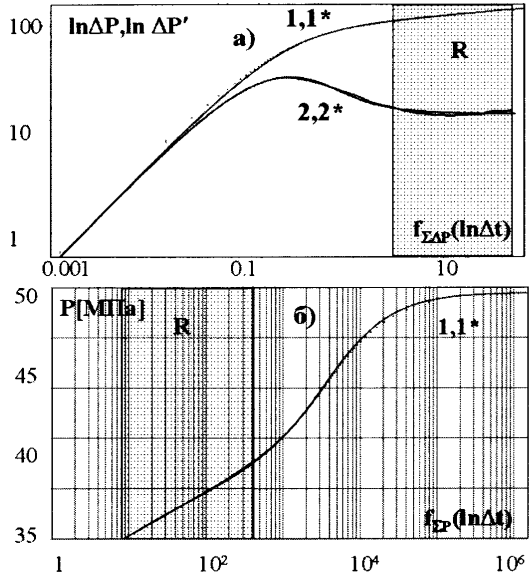


Рис. 7.3.0.2. Интерпретация цикла КПД (цикл I на рис. 7.3.0.1) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б), 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорадиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 6.4 мД, интегральный скин-фактор – 1.2, коэффициент послепритока $0.054 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

Аналогичный пример приведен на рис. 7.3.0.3. В данном случае наряду с интегральным скин-фактором оценена полудлина трещины, которая относительно невелика и не превышает 20м.

Описанные два примера объединяет общая особенность. Ввиду малой длины трещины на «LOG-LOG» диаграмме не диагностируются линейные режимы течения. Режим послепитока сразу переходит в псевдорadiaльный.

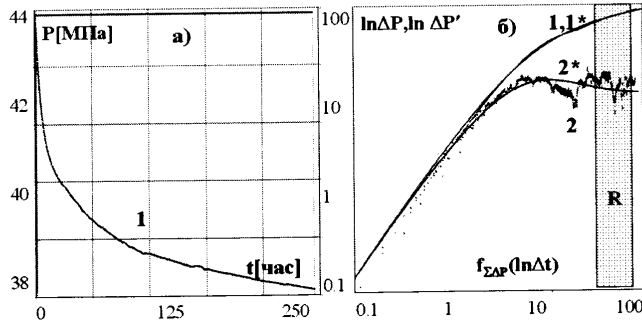


Рис. 7.3.0.3. а) результаты ГДИС по технологии КПД (остановка нагнетательной скважины), б) интерпретация КПД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорadiaльного течения флюида в пласте. Модель трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: проницаемость пласта 3.8 мД, интегральный скин-фактор – 2.3, полудлина трещины 19 м, коэффициент послепитока 5.9 м³/МПа.

Следующий пример (рис. 7.3.0.4) иллюстрирует принципиально другую ситуацию. Размер трещины значителен и псевдорadiaльному режиму течения предшествует ярко выраженный линейный режим.

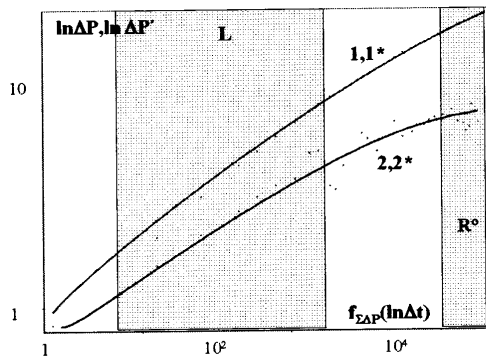


Рис. 7.3.0.4. Интерпретация цикла КПД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L – интервал линейного течения флюида в пласте, R° – начало формирования псевдорadiaльного режима течения. Результаты интерпретации по модели трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: проницаемость пласта 7.9 мД, полудлина трещины 97 м, коэффициент послепитока 0.99 м³/МПа.

На рис. 7.3.0.5 представлен неблагоприятный для интерпретации случай. Соотношение проницаемости пласта и размеров трещины таковы, что за время исследования не успевают сформироваться псевдорadiaльный режим течения. Уверенно диагностируется только линейный режим. Как следствие, интерпретация результатов неоднозначна. Одинаково хорошее совмещение результатов измерений и расчетов можно получить при разных сочетаниях размеров трещины и фильтрационных параметров пласта.

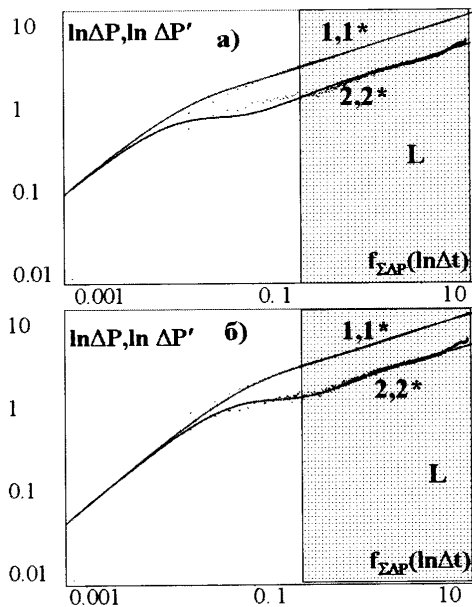


Рис. 7.3.0.5. Интерпретация цикла КПД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L – интервал линейного течения флюида в пласте. Результаты интерпретации по модели трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте. а) вариант 1: проницаемость пласта 4 мД, полудлина трещины 187.5 м; б) вариант 2: проницаемость пласта 2.3 мД, ширина трещины 300 м (мощность пласта 16.7 м, пористость 0.17).

Для случая, представленного на рис. 7.3.0.6, однозначная интерпретация ГДИС также невозможна, поскольку не наблюдается псевдорadiaльный режим течения. Но причина здесь иная. Линейный режим прерван тем, что дальнейшее распространение зоны нарушения давления по пласту стало невозможным. Этот эффект может быть проинтерпретирован как влияние границ пласта. В частности, для случая, представленного на рис. 7.3.0.6, можно диагностировать две границы под углом друг к другу (модель пласта клинообразной формы). Но на этапе эксплуатации месторождения плотной сеткой скважин причина аномалии чаще всего иная. Сказывается гидродинамическое влияние соседних скважин. На вероятность подобной ситуации при последующем изложении мы еще не раз обратим внимание.

Неоднозначность интерпретации, связанной с недостаточным временем исследования или ограниченным размером зоны дренирования пласта, можно избежать, если иметь априорную информацию о проницаемости пласта. Один из очевидных способов его получения – поведение ГДИС в условиях, когда влияние нестабильной трещины гидроразрыва уменьшается – при снижении репрессии на пласт. В этих условиях трещина закрывается, и условия наблюдения радиального режима течения существенно улучшаются.

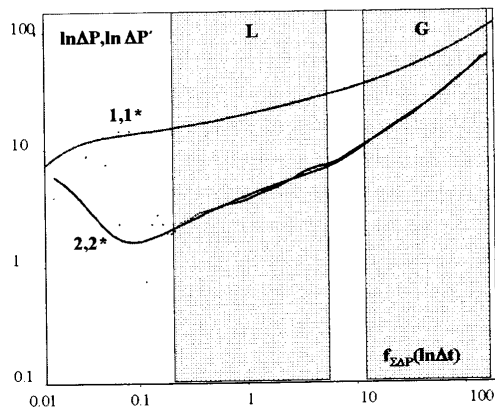


Рис. 7.3.0.6. Интерпретация цикла КПД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L – интервал линейного течения флюида в пласте, G – влияние границ пласта. Один из возможных вариантов интерпретации: модель трещины неограниченной проводимости в однородном ограниченном пласте клинообразной формы: проницаемость пласта 12.6 4 мД, полудлина трещины 270 м, расстояние до границ 150 м.

Подобный пример приведен на рис. 7.3.0.7. В скважину велась закачка с расходом порядка 300 м³/сут (циклы I, II), затем была остановлена (цикл III), после чего вновь запущена в работу с уменьшенным темпом нагнетания 120 м³/сут (цикл IV).

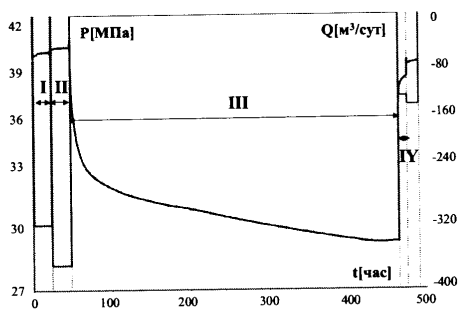


Рис. 7.3.0.7. ГДИС в нагнетательной скважине. 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; I, II, IV – циклы нагнетания, III – цикл остановки скважины.

Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе на циклах остановки (III) и пуска (IV) представлена на рис. 7.3.0.8.а и 7.3.0.8.б соответственно.

При остановке скважины (рис. 7.3.0.8.а) наблюдается линейный режим течения флюида, свидетельствующий, что на предшествующем цикле закачки в пласте образовалась трещина. Об этом же свидетельствует отрицательное значение интегрального скин-фактора (-4.5). Со временем линейный режим переходит в псевдорadiaльный.

В последующем цикле нагнетания расход был существенно меньше технологического и скин-фактор увеличился до положительного значения (+1.1) (рис. 7.3.0.8.б). Соответственно уменьшилось оптимальное время для наблюдения псевдорadiaльного режима.

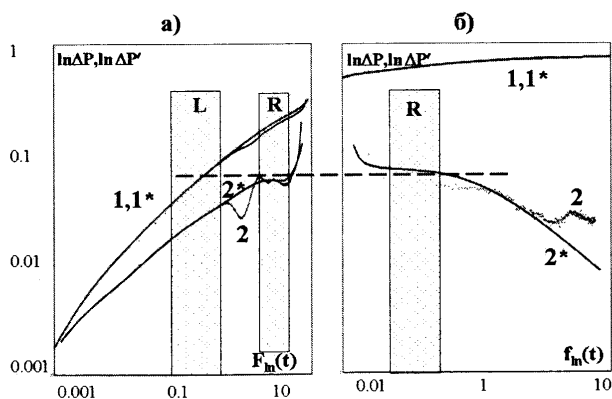


Рис. 7.3.0.8. Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе. а) цикл останковки после закачки в технологическом режиме. Результаты интерпретации по модели трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: проницаемость пласта 3.8 мД, интегральный скин-фактор – 4, полудлина трещины 40 м, б) цикл закачки с уменьшенным расходом: проницаемость пласта 4.2 мД, интегральный скин-фактор +1.1. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), R – интервал псевдорadiaльного течения, L – интервал линейного течения.

Наблюдаемое в рассматриваемом примере различие скин-фактора в циклах отражает динамику развития в пласте нестабильной трещины гидроразрыва. Трещина появляется, если при нагнетании превышено давление разрыва пласта, и смыкается при уменьшении интенсивности закачки.

Гидропроводность в обоих циклах исследования практически не менялась ($17 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа с), что свидетельствует о постоянстве работающей мощности исследуемого объекта.

Следует обратить внимание, что конечные участки производных давления в данном случае обработке не подлежат. Формально по каждому из них можно диагностировать границу пласта. Наиболее вероятная причина аномалий в цикле КПД, как и в предшествующем примере – влияние соседних скважин, что весьма характерно при длительных исследованиях и плотной сетке разбуривания, а в цикле КСД – нестабильная работа скважины.

Итак, многоцикличное исследование существенно повышает информативные возможности ГДИС в нагнетательной скважине.

Во-первых, сравнивая значения скин-фактора в циклах, можно более уверенно диагностировать возникновение в пласте нестабильной трещины, наблюдая за ее поведением при изменении репрессии на пласт.

Во-вторых, исключая влияние трещины снижением репрессии на пласт, можно сделать более ранним время формирования псевдорadiaльного режима и более точно оценить проницаемость пласта. Это особенно важно в тех случаях, когда условия для наблюдения псевдорadiaльного режима при работе скважины с технологическим расходом затруднены вследствие либо низкой

проницаемости пласта и большой длины трещины (рис. 7.3.0.5), либо аномального влияния соседних скважин (рис. 7.3.0.6).

И, наконец, в-третьих, по результатам многоциклических ГДИС можно контролировать изменение от цикла к циклу работающей мощности пласта. В этом случае результаты интерпретации ГДИС в циклах будут отличаться не только скин-фактором, но и гидропроводностью. Подобная ситуация вероятна, в частности, если нестабильная трещина является каналом перетока, соединяющим эксплуатируемый и соседние, не вскрытые перфорацией пласты. Влияние названного фактора настолько велико, а диагностические признаки его проявления столь специфичны, что их анализу посвящен специальный раздел настоящей книги (7.9).

7.4. Исследования в процессе испытания

Методика ГДИС при испытании коллекторов в условиях фонтанирования аналогична описанной в разд. 7.1. Здесь же рассмотрены особенности исследований пластов, фонтанирование которых при испытании по объективным причинам невозможно. Чаще всего это обусловлено текущей энергетикой пласта, иногда – состоянием скважины при вскрытии.

Примеры интерпретации ГДИС, собранные в данном разделе, получены при использовании испытателей пластов на обсадных трубах. Результаты экспресс-испытаний объектов при свободном динамическом уровне рассматриваются в разд. 7.5, посвященном освоению скважин.

Исследования испытателем пластов на трубах можно разделить на две большие группы.

В первую относят экспресс-исследования в процессе восстановления уровня после вызова притока (так называемой кривой притока). Их задача ограничена оперативной оценкой количества добытой жидкости и среднего дебита. Попутно определяется состав добытой жидкости.

Более глубокие исследования предусматривают дополнительную регистрацию кривой восстановления давления (КВД). Одним из основных недостатков данной технологии (по сравнению с уже рассмотренными выше) является ограничение времени вызова притока длительностью заполнения труб. Соответственно лимитирована и продолжительность КВД. При испытании пласта в обсадной колонне допустимое время остановки скважины не превышает первых часов. При испытании в открытом стволе в случае опасности прихвата инструмента оно обычно еще меньше. В результате глубинность исследования, как правило, составляет первые десятки метров.

Тем не менее накопленный к настоящему времени большой опыт в проведении подобных исследований свидетельствует об их высокой информативности. Закрытие скважины на забое при регистрации КВД существенно снижает интенсивность послепритока. Этим даже при сравнительно небольшой продолжительности исследования обеспечивается достоверная оценка скин-фактора

и фильтрационных параметров прискважинной зоны. Если к тому же используются современные многопакерные испытатели, появляется возможность раздельного исследования совместно вскрытых пластов.

На рис. 7.4.0.1 представлены результаты наиболее типичного исследования с использованием испытателя пластов на трубах (ИПТ) типа «КИИ». С помощью глубинного манометра, находящегося ниже запорного клапана, зарегистрирована непрерывная кривая изменения давления в процессе всего исследования, зафиксировавшая спуск и подъем оборудования, подготовительные операции, вызов притока и КВД.

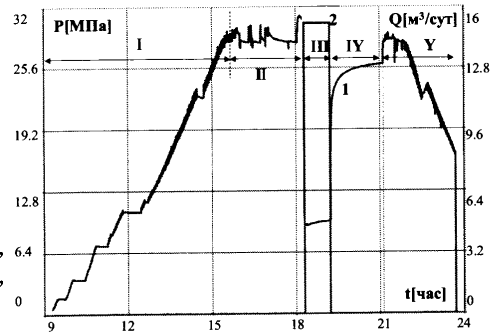


Рис. 7.4.0.1. ГДИС с использованием испытателя пластов на трубах. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; I – спуск оборудования, II – подготовительные операции на забое, III – цикл притока, IV – цикл КВД, V – подъем оборудования.

Поведение логарифмической производной (рис. 7.4.0.2.а) и кривой давления в масштабе Хорнера (рис. 7.4.0.2.б) свидетельствует, что испытываемый пласт вышел на радиальный режим притока. Это позволяет с высокой степенью достоверности оценить проницаемость пласта и скин-фактор.

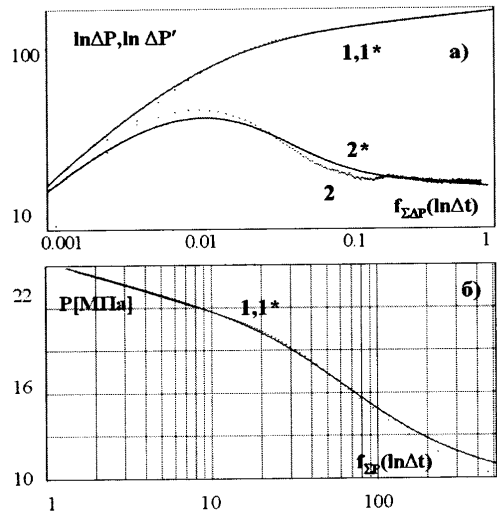


Рис. 7.4.0.2. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.4.0.1) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 3.9 мД, скин-фактор +1.5, коэффициент послепритока $0.0008 \text{ м}^2/\text{МПа}$.

На рис. 7.4.0.3 приведен аналогичный пример. На рисунке дополнительно изображена кривая изменения давления во времени, рассчитанная на основе определенных по ГДИС фильтрационных параметров пласта. В интервале КВД измеренная и рассчитанная кривая совпадают. В интервале притока на-

званные кривые существенно отличаются друг от друга. Это неудивительно, поскольку программа интерпретации считает, что при работе скважины забойное давление падает, как это происходило бы при фонтанировании скважины, а в реальности давление растет за счет роста уровня жидкости в трубах. С точки зрения пласта это одно и то же, поэтому параметры пласта определяются достоверно. В данном примере расчеты выполнены в предположении, что приток характеризуется постоянным дебитом. Реально же, как известно, дебит дренируемого пласта в процессе освоения зависит от времени. Однако, как показывает опыт, для обычно наблюдаемого на практике темпа изменения дебита пласта в процессе подобных исследований возможно использование при интерпретации его среднего значения в интервале притока.

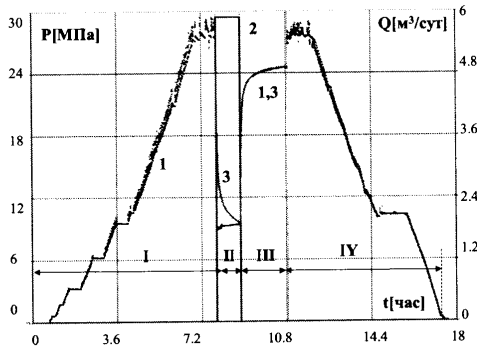


Рис. 7.4.0.3. ГДИС с использованием испытаний пластов на трубах; I – спуск оборудования, II – цикл притока, III – цикл КВД, IV – подъем оборудования. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (III).

Следует также обратить внимание на аномальное поведение логарифмической производной на завершающем этапе КВД (рис. 7.4.0.4), которое можно формально приписать к влиянию неоднородности или ограниченности пласта. Но настораживает тот факт, что оцененное в этом случае расстояние до границы очень мало. Чаще всего причина подобных аномалий связана со слишком большой для данного цикла работы скважины длительностью КВД (данный эффект подробно рассматривался в разд. 4.8). Для ГДИС при опробовании пластов подобные эффекты очень типичны вследствие малой продолжительности цикла притока.

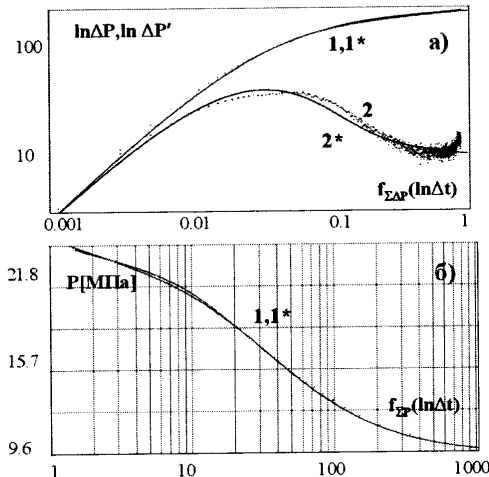


Рис. 7.4.0.4. Интерпретация цикла КВД (цикл III на рис. 7.4.0.3) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 1.07 мД, скин-фактор +2.4, коэффициент послепритока 0.0006 м³/МПа.

Описанный выше эффект на заключительной стадии КВД в следующем примере (рис.7.4.0.5) выражен еще ярче и заметен не только на логарифмической производной (рис. 7.4.0.6.a), но и на кривой давления в масштабе Хорнера (рис. 7.4.0.6.б).

Рис. 7.4.0.5. ГДИС с использованием испытателя пластов на трубах. I – спуск оборудования, II – цикл притока, III – цикл КВД, IV – подъем оборудования. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (II).

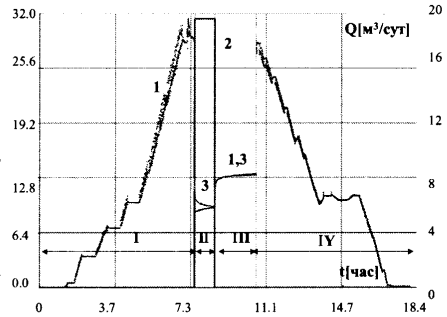
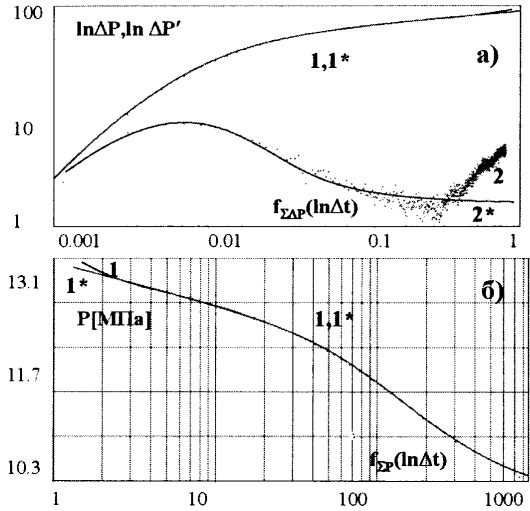
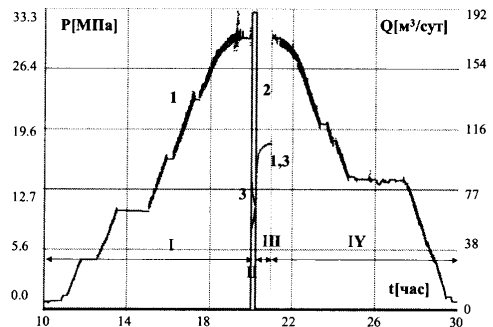


Рис. 7.4.0.6. Интерпретация цикла КВД (цикл III на рис. 7.4.0.5) в «LOG-LOG» масштабе (a) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 13 мД, скин-фактор +1.6, коэффициент послепритока 0.0002 м³/МПа.



Пример, представленный на рис. 7.4.0.7, интересен объектом исследования. Выполнено испытание пласта, вскрытого боковым горизонтальным стволом. Влияние бокового ствола выражается в большом отрицательном скин-факторе (рис. 7.4.0.8).

Рис. 7.4.0.7. ГДИС с использованием испытателя пластов на трубах. I – спуск оборудования, II – цикл притока, III – цикл КВД, IV – подъем оборудования. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (III).



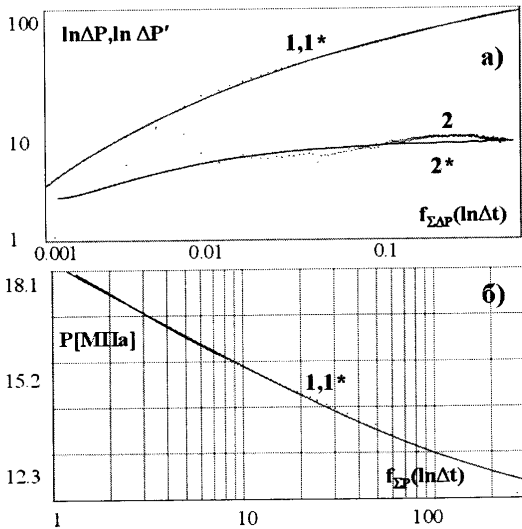


Рис. 7.4.0.8. Интерпретация цикла КВД (цикл III на рис. 6.4.7) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 46 мД, скин-фактор -2.2 , коэффициент послепритока $0.0003 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

7.5. Исследования в процессе освоения

В данном разделе, как и в предыдущем, мы не будем касаться исследований фонтанирующих скважин. Раздел посвящен особенностям интерпретации ГДИС в пластах в условиях искусственного вызова притока. Основным способом дренирования подобных объектов в настоящее время является свабиrowание. Для этой же цели используются струйные аппараты. Иногда, правда, все реже при освоении используется компрессирование, которое заменяется аналогичной технологией с закачкой азота. Рассмотрим несколько характерных примеров практического применения названных технологий.

7.5.1. Вызов притока свабиrowанием при свободном динамическом уровне

Общепринятая технология гидродинамических исследований после свабиrowания предполагает регистрацию изменения давления в процессе восстановления динамического уровня (КВУ). Разберем несколько характерных примеров.

Вначале рассмотрим комплексное исследование, основой информативной составляющей которого является длительная кривая восстановления уровня. Для вызова притока в скважине было выполнено несколько циклов свабиrowания. После их завершения велось наблюдение за восстановлением динамического уровня при открытом устье.

Данное исследование интересно тем, что в заключение скважина была закрыта на забое на КВД (рис. 7.5.1.1). Длительность КВД недостаточно велика и мы наблюдаем только начало радиального режима. Но тем не менее приближенная оценка фильтрационных параметров пласта по КВД вполне возможна (рис. 7.5.1.2.а,б). Степень соответствия результатов КВД и КВУ может служить критерием достоверности интерпретации кривой восстановления уровня.

Рис. 7.5.1.1. ГДИС при освоении скважины свабированием. I – спуск оборудования, II – подготовительный период, III, IV – циклы свабирования, отличающиеся интенсивностью притока, V, VI – циклы КВУ, разделенные кратковременным свабированием, VII – цикл КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (VII).

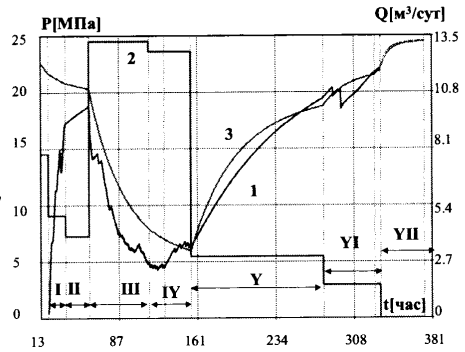
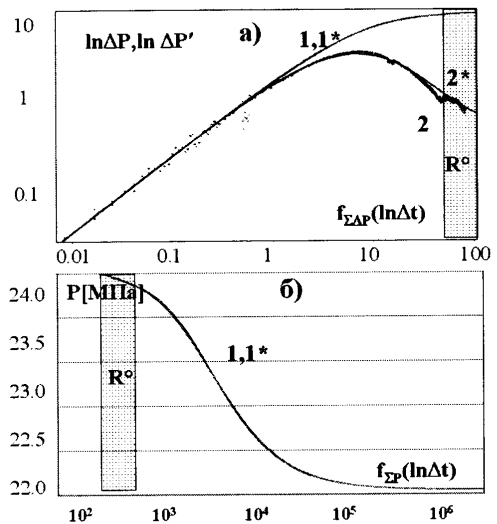


Рис. 7.5.1.2. Интерпретация цикла КВД (цикл VII на рис. 7.5.1.1) в «LOG-LOG» масштабе (а) в координатах Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R^c – начало формирования радиального режима течения. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 3.6 мД, скин-фактор +20, коэффициент послепритока (при КВД) $0.1 \text{ м}^3/\text{МПа}$.



Обратимся к информативности КВУ. Оценка фильтрационных параметров по КВУ проведена методом совмещения для непрерывно меняющегося дебита в соответствии с (5.3.6.4). Исходная кривая дебита Q рассчитана по темпу изменения измеренного давления на забое скважины P_c во времени. На рис. 7.5.1.3 приведены два одинаково удачных варианта совмещения при существенно различных сочетаниях проницаемости пласта и скин-фактора. Результаты по первому варианту близки к определенным в цикле КВД, результаты по второму варианту существенно отличаются и явно неправдоподобны. То есть в данном случае КВУ вследствие многозначности интерпретации явно не пригодно для количественной оценки параметров пласта.

При этом оценка продуктивности методом псевдоиндикаторной (Яковлева) может быть выполнена достаточно качественно (рис. 7.5.1.4).

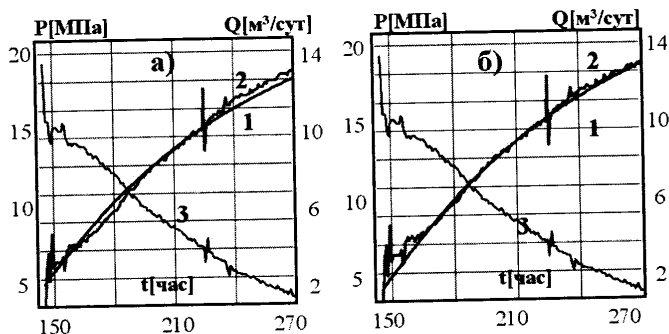


Рис. 7.5.1.3. Интерпретация цикла КВУ (цикл У на рис. 7.5.1.1) методом совмещения. 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по темпу изменения давления во времени; 3 – результат совмещения а) при скин-факторе +20, проницаемости 5 мД; б) при скин-факторе +100, проницаемости 22 мД.

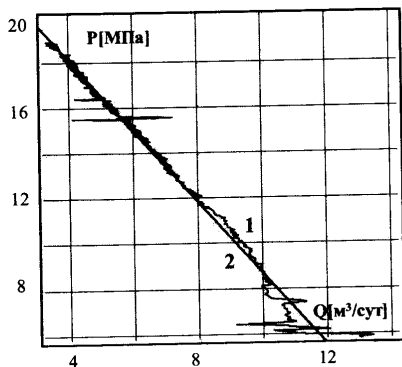


Рис. 7.5.1.4. Оценка продуктивности пласта в интервале КВУ (цикл V на рис. 7.5.1.1) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность $0.67 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$).

Представленное на рис. 7.5.1.5 исследование включает восемь циклов свабирования с последующей регистрацией КВУ. Цикл восстановления уровня достаточно длителен, тем не менее высокий послеприток мешает формированию радиального режима течения. Совмещение в двойном логарифмическом масштабе неоднозначно (рис. 7.5.1.6). Данный пример интересен тем, что совмещение с учетом реального изменения во времени дебита послепритока дает более устойчивое решение (рис. 7.5.1.7). Это неудивительно, поскольку продуктивность пласта достаточно высока. В данных условиях обработка КВУ – единственная возможность количественного определения параметров пласта. Длительность остальных циклов КВУ в данном примере недостаточна, чтобы в их пределах уверенно выполнить подобную обработку. Тем не менее в каждом из названных циклов возможна оценка продуктивности методом псевдоиндикаторной (Яковлева – рис. 7.5.1.8).

Рассматриваемый пример демонстрирует еще одну возможность интерпретации многоциклических КВУ. Она доступна даже в случае, если качество исследований не позволяет реализовать обработку совмещением. Любой

из известных экспресс-методов (Яковлева, Маскета и пр.) позволяет оценить продуктивность в пределах каждого цикла. По этим данным можно судить о динамике изменения во времени состояния призабойной зоны, даже если прямые оценки скин-фактора невозможны. В частности в рассматриваемой скважине (табл. 7.5.1.1) продуктивность во времени практически не менялась. Это говорит о том, что в процессе исследований состояние призабойной зоны оставалось стабильным.

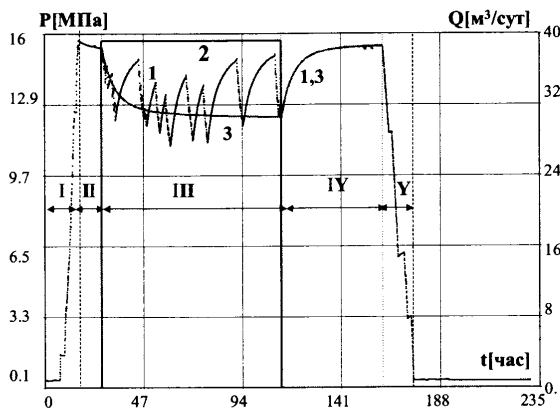


Рис. 7.5.1.5. ГДИС при освоении скважины свабированием. I – спуск оборудования, II – подготовительные операции на забое, III – циклы свабирования и притока, IV – наиболее продолжительный цикл восстановления уровня, V – подъем оборудования; 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВУ (IV).

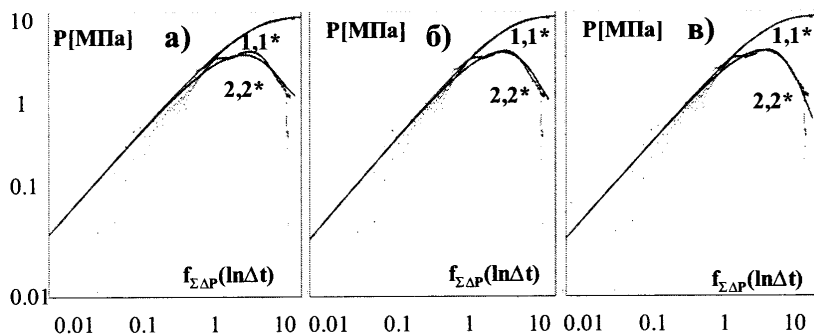


Рис. 7.5.1.6. Интерпретация цикла КВУ (цикл IV на рис. 7.5.1.5) в «LOG–LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: а) проницаемость пласта 3.8 мД, скин-фактор +0.3; б) проницаемость пласта 20 мД, скин-фактор +120; в) проницаемость пласта 85 мД, скин-фактор +300.

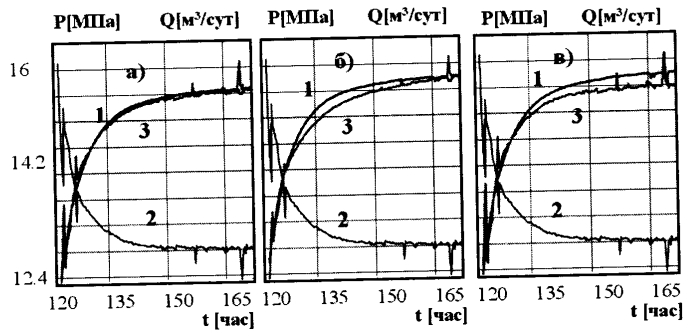


Рис. 7.5.1.7. Интерпретация цикла КВУ (цикл IY на рис. 7.5.1.5) методом совмещения. 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по темпу изменения давления во времени; 3 – результат совмещения: а) при скин-факторе +6, проницаемости 35 мД; б) при скин-факторе 0, проницаемости 18 мД; в) при скин-факторе +20, проницаемости 79 мД.

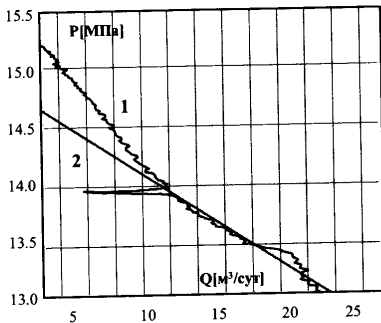


Рис. 7.5.1.8. Оценка продуктивности пласта в интервале КВУ (цикл IY на рис. 7.5.1.5) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность $10 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$).

Таблица 7.5.1.1

Результаты поцикловой обработки методом Яковлева

Цикл	Продуктивность $K_{\text{факт}}$ [м³/сут МПа]	Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ [МПа]
КВУ1	7.7	15.8
КВУ2	8.3	15.6
КВУ3	6.7	15.8
КВУ4	7.1	15.9
КВУ5	7.2	15.9

И, наконец, рассмотрим пример исследования, когда интерпретация кривых восстановления уровня максимально информативна. Исследование выполнено по технологии, аналогично только что рассмотренной, но при большей длительности циклов свабирования и восстановления уровня. Результаты изменения давления во времени изображены на рис 7.5.1.9 (кривая 1). Кривая 2 на этом же рисунке – результат расчета дебита. Средний дебит в циклах

свабирования определен по разности давления в начале и конце цикла с учетом количества добытой жидкости. Дебит в циклах КВУ рассчитан по темпу изменения забойного давления во времени.

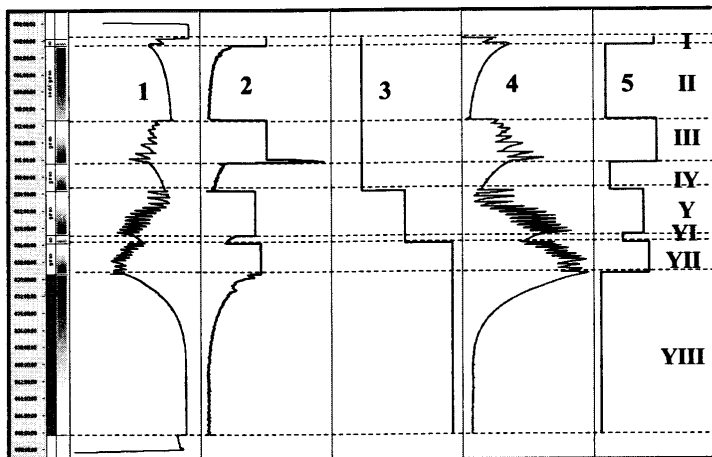


Рис. 7.5.1.9. ГДИС при освоении скважины свабированием. 1 – измеренное давление на забое скважины, 2 – кривая расхода (в циклах КВУ расход рассчитан по темпу изменения забойного давления во времени, в циклах свабирования средний расход определен по разности забойных давлений в начале и конце цикла с учетом количества извлеченной из скважины жидкости), 3 – кривая средней продуктивности по циклам, 4 – расход, рассчитанный на основе измеренного забойного давления (кривая 1) с учетом поцикловой продуктивности (кривая 3), 5 – результат осреднения расхода (кривая 2) по циклам. I, III, V, VII – циклы свабирования, II, IV, VI, VIII – циклы КВУ.

Кривые изменения давления в циклах давления и дебита в циклах КВУ обработаны методом Яковлева. Это позволило оценить изменение продуктивности по циклам и пластовое давление (рис 7.5.1.10). Для заключительного, самого продолжительного, цикла КВУ названные параметры дополнительно оценены методом Маскета (рис.7.5.1.11). Полученные результаты достаточно хорошо согласуются друг с другом.

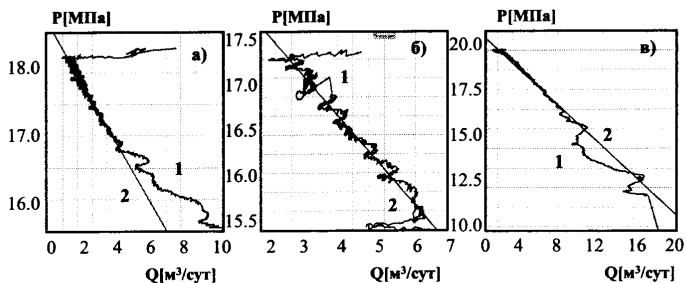


Рис. 7.5.1.10. Оценка продуктивности пласта в интервалах КВУ методом Яковлева. (а) – интервал II на рис. 7.5.1.9, продуктивность $2.28 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа, (б) – интервал IV, продуктивность $2.57 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа, (в) – интервал VIII, продуктивность $2.68 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа; 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока.

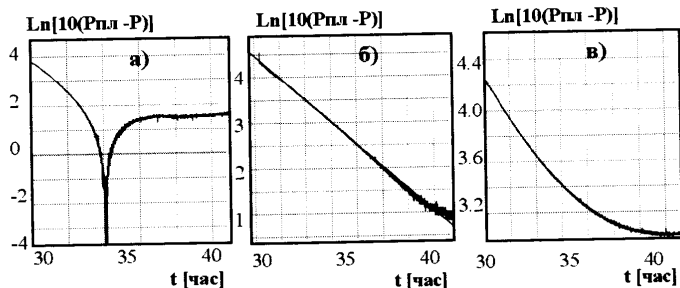


Рис. 7.5.1.11. *Обработка результатов измерения давления в цикле КВУ (интервал УIII на рис. 7.5.1.9) методом Маскета. (а), (б), (в) – зависимости логарифма приращения давления от времени, рассчитанные для пластового давления 19,5, 20,2 и 21 МПа. Истинное значение пластового давления 20,2 МПа.*

Для заключительного цикла КВУ выполнена попытка совместной обработки кривых давления и дебита методом совмещения с анализом достоверности результата. На рис. 7.5.1.12 приведены несколько вариантов решения задачи, иллюстрирующие неоднозначность интерпретации. Эти данные еще раз свидетельствуют, что данный способ позволяет лишь ориентировочно оценить параметры пласта.

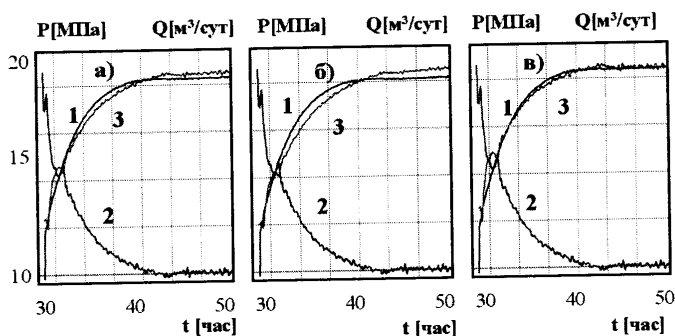


Рис. 7.5.1.12. *Обработка результатов измерения давления в цикле КВУ (интервал УIII на рис. 7.5.1.9) методом совмещения. (а), (б), (в) – результаты совмещения для соотношения проницаемости и скин-фактора соответственно 4 мД и +17,8; 1 мД и 0; 18,6 мД и +100. 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по темпу изменения давления во времени; 3 – результат совмещения.*

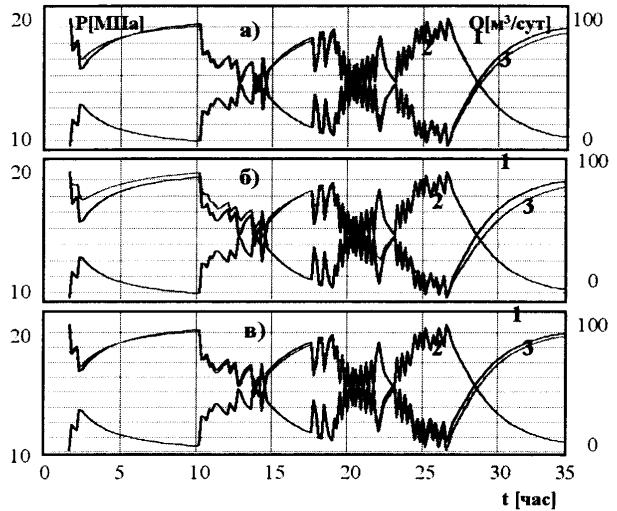
Рассматриваемый материал предоставляет исследователю еще одну возможность оценки параметров пласта. Как следует из результатов интерпретации результатов ГДИС, исследуемый пласт характеризуется достаточно стабильной продуктивностью в циклах КВУ. Это дает возможность с высокой вероятностью приписать циклам свабирования такую же продуктивность, что и в соседних циклах КВУ.

Таким образом, можно сконструировать ступенчатую кривую продуктивности для всех циклов исследования (см. кривая 3 на рис. 7.5.1.9), а на ее

основе с учетом оцененного пластового давления рассчитать непрерывную кривую изменения дебита для всего исследования (уже без осреднения дебита по циклам) – кривая 4. Далее выполняется совместная обработка кривых давления (кривая 1) и дебита (кривая 4) методом совмещения во всем интервале исследования.

Подобный метод интерпретации КВУ более устойчив к ошибкам измерения и позволяет получить наиболее достоверную оценку параметров пласта (рис. 7.5.1.13). Но нужно иметь в виду, что он не является универсальным. Для его реализации необходимо стабильное состояние призабойной зоны пласта и отсутствие изменения пластового давления в процессе всех циклов исследований.

Рис. 7.5.1.13. Обработка результатов измерения давления (рис. 7.5.1.9) по всециклам. (а), (б), (в) – результаты совмещения для соотношения проницаемости и скин-фактора соответственно 7мД и +18.4; 1.6мД и 0; 30мД и +100. 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по забойному давлению на основе определенных в циклах КВУ пластового давления и продуктивности; 3 – результат совмещения.



Таким образом, качественные КВУ могут достаточно успешно использоваться в арсенале ГДИС. Прежде всего эти исследования являются одним из основных поставщиков информации о продуктивности нефонтанирующих скважин. В ряде случаев возможна независимая оценка фильтрационных параметров пласта и скин-фактора. При этом важна не только длительность, но и достаточная активность пласта, чтобы в конце КВУ начало формироваться радиальное течение.

Но следует предостеречь от аналогичного формального использования кратковременных одноциклических кривых восстановления уровня, и каждый раз при выполнении таких оценок проводить тщательный анализ однозначности полученного решения.

Циклы КВД и КВУ в данном случае нельзя противопоставлять друг другу. У них разные задачи. Задача цикла КВУ состоит в изучении динамики притока и оценке продуктивности. Ведущая роль в оценке параметров пласта, безусловно, принадлежит циклу восстановления давления, для реализации которого в рассматриваемом случае необходимо закрытие скважины на забое. Информативные возможности данной технологии более подробно рассматриваются в следующем разделе (7.5.2).

7.5.2. Вызов притока свабиrowанием с закрытием скважины на забое

Итак, при грамотно выполненных исследованиях технология КВУ является весьма информативной. И все же высокий послеприток является серьезным недостатком данного типа ГДИС. При низкой проницаемости пласта даже при продолжительном исследовании эффект заполнения скважины доминирует настолько, что делает невозможной однозначную интерпретацию результатов. В этом случае необходимо использовать технологию, предусматривающую закрытие скважины на забое после вызова притока (см. п. 1.4.4.4).

Типичный пример применения данной технологии изображен на рис. 7.5.2.1. В скважине выполнено несколько циклов свабиrowания, в промежутке между которыми наблюдался подъем динамического уровня. На заключительной стадии исследования скважина была закрыта на забое для регистрации КВД. На рис. 7.5.2.2 представлен результат интерпретации данного цикла. Необходимый для интерпретации средний расход в циклах свабиrowания был определен по разности давления в начале и в конце цикла с учетом количества добытой жидкости. По поведению логарифмической производной диагностируется радиальный режим течения, по которому оценены фильтрационные характеристики пласта и скин-фактор. По этим данным рассчитана непрерывная кривая изменения давления по всем циклам, которая сопоставлена с реальными результатами измерений (рис. 7.5.2.1). В цикле КВД эти кривые идеально совпадают. В предшествующие циклы вызова притока результаты совмещения гораздо хуже. Это неудивительно, поскольку теоретическая модель предполагает, что дебит в пределах каждого из выделенных циклов был постоянен. Реально же в процессе свабиrowания и роста динамического уровня дебит существенно менялся во времени. Но поскольку данные циклы участвуют в интерпретации лишь косвенно, в качестве предыстории, то выполненное для них осреднение дебита практически не сказывается на точности определения параметров пласта по КВД. С подобной ситуацией мы уже сталкивались, рассматривая интерпретацию ГДИС при испытаниях пластов (разд. 7.4).

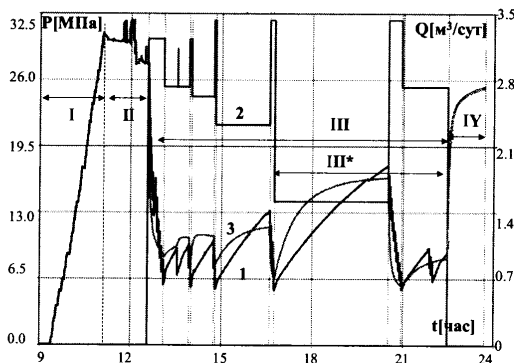


Рис. 7.5.2.1. ГДИС при свабиrowании с закрытием скважины на забое с использованием испытателя пластов на трубах. I — спуск оборудования, II — подготовительные операции на забое, III — циклы свабиrowания и притока, III* — наиболее продолжительный цикл восстановления уровня, IV — цикл КВД. 1 — измеренное давление P ; 2 — средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 — давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

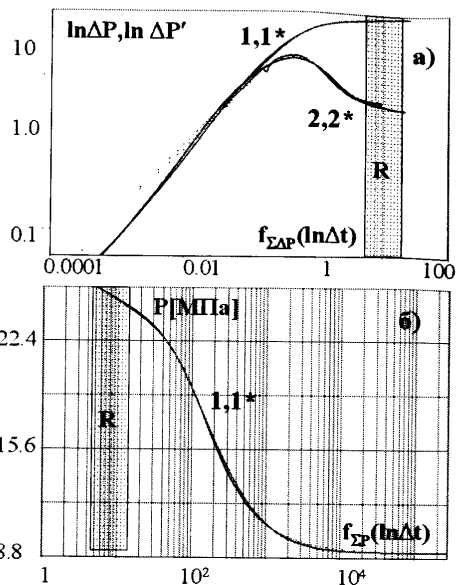


Рис. 7.5.2.2. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.5.2.1) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1', 2' – рассчитанные кривые – результат совмещения. R – интервал радиального течения. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 1.2 мД, скин-фактор 3.6, коэффициент послепритока $0.03 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

Аналогично выглядят результаты ГДИС в следующем примере (рис. 7.5.2.3). В данном случае все циклы свабирования охарактеризованы единым временным интервалом с общим средним дебитом. Как уже отмечалось, такой прием допустим, если период свабирования не принимает непосредственного участия в обработке, а учитывается в качестве предыстории, а также при условии примерного равенства дебитов при различных циклах свабирования. Данное исследование характерно наличием ярко выраженного краевого эффекта на заключительной стадии, который проинтерпретирован как неоднородность пласта (рис. 7.5.2.4).

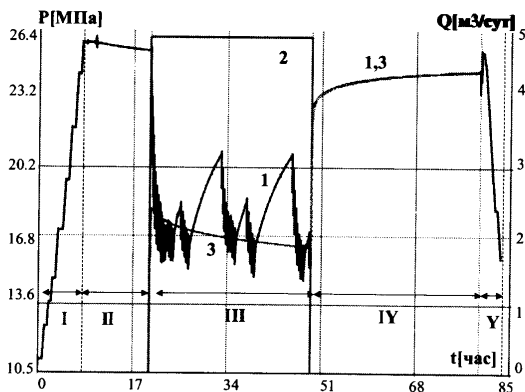


Рис. 7.5.2.3. ГДИС при свабировании с закрытием скважины на забое с использованием испытателя пластов на трубах. I – спуск оборудования, II – простой скважины, III – циклы свабирования и притока, IV – цикл КВД, V – подъем оборудования. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

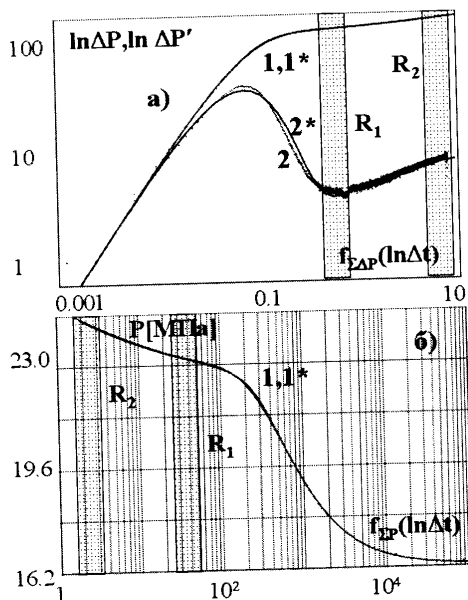


Рис. 7.5.2.4. Интерпретация цикла КВД (цикл IY на рис. 7.5.2.3) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R_1, R_2 – интервалы раннего радиального и псевдораздального течения. Модель радиального композитного пласта, расстояние до границы неоднородности 7.4 м, отношение проницаемостей дальней и ближней зон 0.18, проницаемость пласта 2.2 мД, скин-фактор 23, коэффициент послепритока 0.00016 м³/МПа.

Следующий пример примечателен аномально низким дебитом. В интервале между циклами свабирования давление на забое меняется незначительно, что свидетельствует об очень слабом притоке (рис. 7.5.2.5). Тем не менее цикл КВД достаточно информативен. Его результаты объясняют (рис. 7.5.2.6), почему так плохо работает пласт. Мало того, что его проницаемость очень низка, к тому же сильно загрязнена призабойная зона (скин-фактор превышает +20). Следует подчеркнуть, что без закрытия на забое получить достоверную информацию о пласте вряд ли возможно.

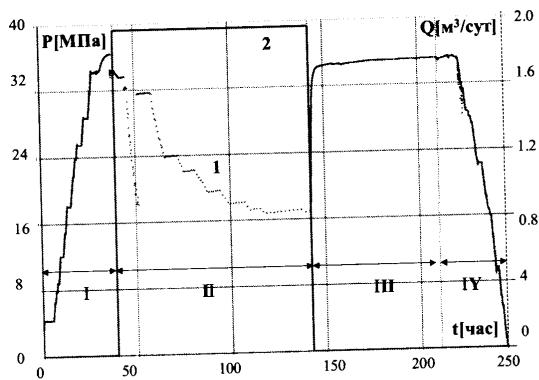


Рис. 7.5.2.5. ГДИС при свабировании с закрытием скважины на забое с использованием испытателя пластов на трубах. I – спуск оборудования, II – циклы свабирования и притока, III – цикл КВД, IV – подъем оборудования. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q .

На рис. 7.5.2.7 представлено аналогичное исследование в высокопроницаемом коллекторе. Результат достаточно типичен (рис. 7.5.2.8) и интересен,

прежде всего потому, что далее в данной скважине было выполнено несколько циклов освоения с использованием струйного аппарата, что позволяет проследить динамику изменения скин-фактора (см. разд. 7.5.3).

Рис. 7.5.2.6. Интерпретация цикла КВД (цикл III на рис. 7.5.2.5) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта, проницаемость пласта 1 мД, скин-фактор +20.5, коэффициент послепритока $0.0005 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

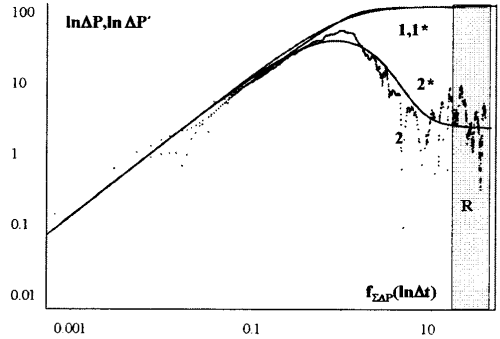


Рис. 7.5.2.7. ГДИС при свабировании с закрытием скважины на забое использованием испытателя пластов на трубах. I – спуск оборудования, II – простой скважины, III – циклы свабирования и притока, IV – цикл КВД. 1 – измеренное давление P; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

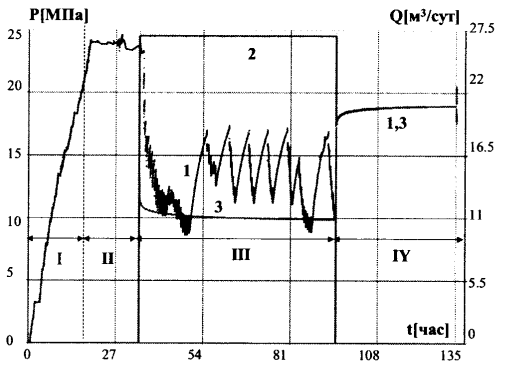
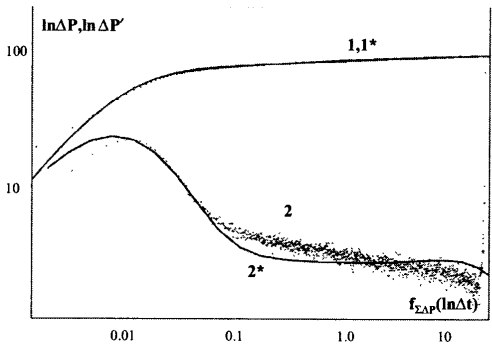


Рис. 7.5.2.8. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.5.2.7) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; *, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта, проницаемость пласта 63 мД, скин-фактор +9.8, коэффициент послепритока $0.0015 \text{ м}^3/\text{МПа}$.



7.5.3. Вызов притока струйным аппаратом

ГДИС при освоении скважины струйным аппаратом относится к классу наиболее информативных, прежде всего потому, что эта технология также обеспечивает закрытие скважины на забое. Кроме того, данный способ освоения

допускает управление дебитом скважины при отборе, т. е. позволяет проводить исследования по технологии ИД-КВД, ИД-КСД. Это одно из основных преимуществ данного способа по сравнению с освоением скважины свабированием. Но следует иметь в виду, что при вызове притока есть вероятность резкого повышения депрессии на пласт и его загрязнения рабочей жидкостью

Подобный пример изображен на рис. 7.5.3.1. На данном рисунке с использованием единой временной шкалы сведены результаты двух этапов исследований. Первый этап в процессе освоения скважины свабированием (циклы I, II), уже был рассмотрен в разд. 7.5.2 (рис. 7.5.2.7, 7.5.2.8). На втором этапе была зарегистрирована КВД после вызова притока струйным аппаратом (циклы III, IV). Видно, что в процессе последнего цикла освоения (III) в скважине наблюдаются периодические изменения давления в очень широком диапазоне. Минимальное давление составляло около 12 МПа, максимальное превышало 23 МПа (что выше текущего пластового почти на 4 МПа). Это в совокупности с высокой (около 70 мД) проницаемостью пласта привело к существенному загрязнению призабойной зоны. Загрязнение отразилось на результатах ГДИС большим (около +40) положительным скин-фактором и аномально низкой продуктивностью пласта (рис. 7.5.3.2).

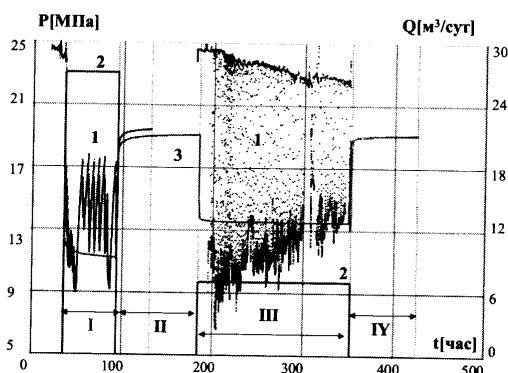


Рис. 7.5.3.1. Комплексные многоэтапные ГДИС. I, II – предшествующий этап освоения скважины свабированием и КВД (рис. 7.5.2.7), III – цикл вызова притока струйным насосом, IV – цикл КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

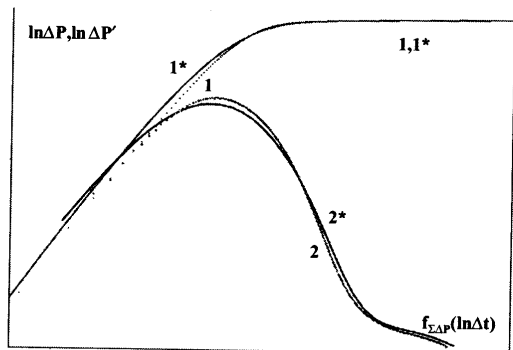


Рис. 7.5.3.2. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.5.3.1) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). По сравнению с результатами предшествующего исследования (рис. 7.5.2.8) скин-фактор вырос с +9.8 до +41.

Следует обратить внимание на еще одну особенность только что рассмотренного комплексного исследования. Изображенная на рис. 7.5.3.1 кривая 3 представляет собой результат расчета давления на основе параметров пласта, определенных в заключительном цикле КВД (IV). В данном цикле измеренная

(1) и рассчитанная (3) кривые давления практически совпадают. В пределах более раннего цикла рассчитанная кривая сдвинута относительно измеренной по оси давления в сторону низких значений. Это следствие падения пластового давления на заключительной стадии исследования, что свидетельствует об ограниченности пласта, причем границы находятся на расстоянии большем, чем глубинность каждого из отдельно взятых циклов исследования.

Рис. 7.5.3.3 иллюстрирует штатное, классическое исследование при вызове притока струйным аппаратом. В скважине реализована технология «ИД-КВД», включающая несколько циклов притока с различными расходами и цикл остановки скважины с закрытием на забое. Формально по конечному участку логарифмической производной на «Log-Log» диаграмме диагностируется ограниченность пласта (рис. 7.5.3.4). Но настораживает факт, что расстояние до границы неоднородности очень мало, порядка первых метров. Причина аномалии здесь другая. Время простоя скважины почти на порядок превышает длительность работы скважины с максимальным отбором. В этих условиях конечный участок должен быть исключен из обработки.

Рис. 7.5.3.3. ГДИС при вызове притока струйным аппаратом. I – подготовительные работы, I–YVII – работа струйного аппарата с разными дебитами, VIII – цикл КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (VIII).

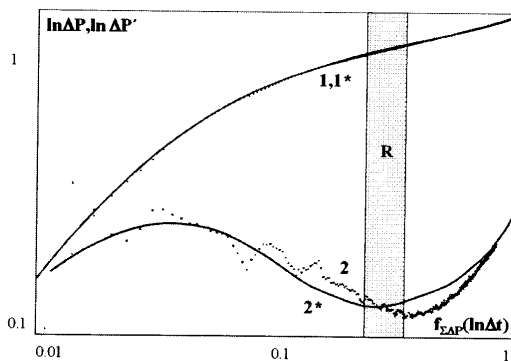
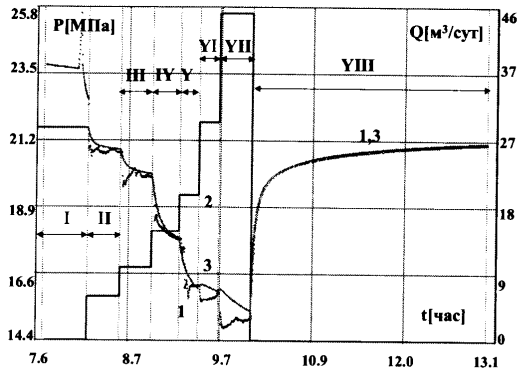


Рис. 7.5.3.4. Интерпретация цикла КВД (цикл VIII на рис. 7.5.3.3) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1', 2' – рассчитанные кривые – результат совмещения. R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель радиального однородного неограниченного пласта (рост темпа восстановления давления на заключительной стадии КВУ связан с аномально большой длительностью цикла), проницаемость пласта 2.7 мД, скин-фактор 0.2, коэффициент послепритока 0.03 м³/МПа.

7.5.4. Вызов притока компрессированием или азотированием

Данный способ освоения, как и свабирование без закрытия скважины на забое, сопровождается ростом динамического уровня. Как уже не раз отмечалось, подобные условия проведения измерений не самые благоприятные для ГДИС. При этом у них есть еще один существенный недостаток – нестабильность работы пласта в процессе извлечения жидкости из скважины. Ведь в начальный период снижения уровня компрессором пласт находится в условиях репрессии.

На рис. 7.5.4.1 приведен один из характерных примеров гидродинамических исследований компрессируемой скважины. В скважине выполнены четыре цикла компрессирования, разделенные циклами КВУ.

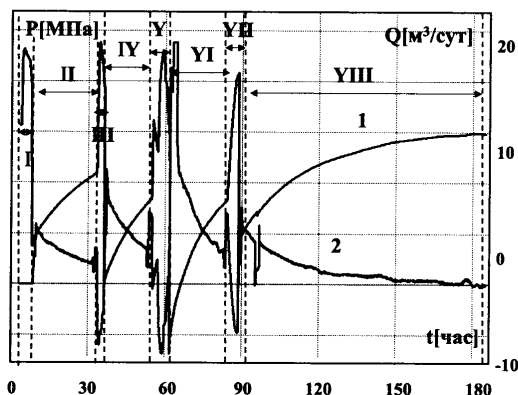


Рис. 7.5.4.1. Результаты ГДИС при освоении скважины компрессированием. I, III, V, VII – циклы компрессирования (включая поглощение, срабатывание пусковой муфты и стравливание); II, IV, VI, VIII – циклы восстановления динамического уровня. 1 – кривая изменения давления на забое скважины, 2 – кривая расхода, рассчитанная по величине забойного давления с использованием оцененных по ГДИС пластового давления и продуктивности пласта (пояснения в тексте).

По КВУ выполнена оценка продуктивности методом Яковлева. Необходимая для подобной обработки кривая изменения дебита во времени рассчитана по темпу изменения забойного давления во времени.

Продуктивность монотонно возрастает от цикла к циклу (рис. 7.5.4.2), что характерно для освоения пласта с кольматацией.

Далее была выполнена попытка оценки фильтрационных параметров пласта методом совмещения с учетом переменного расхода. Непрерывная кривая измерения расхода во времени по всем циклам освоения была рассчитана по кривой забойного давления. При расчете использованы данные о продуктивности пласта и пластовом давлении, оцененные в циклах КВУ. В циклах компрессирования (снижения уровня) принята такая же продуктивность, как в последующем цикле КВУ (аналогично тому, как это делалось при интерпретации ГДИС при свабировании). Как показывает результат совместной ин-

терпретации кривых давления и расхода (рис. 7.5.4.3), точность подобного приближения не очень высока. Тем не менее приближенная оценка параметров пласта возможна.

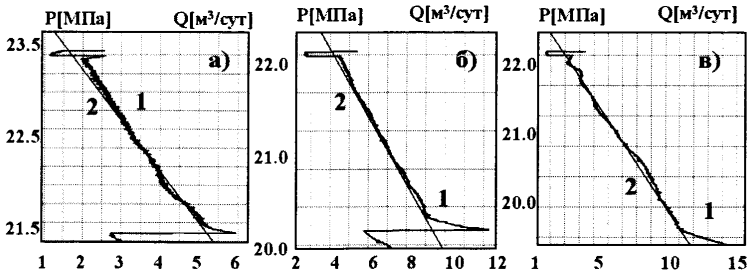
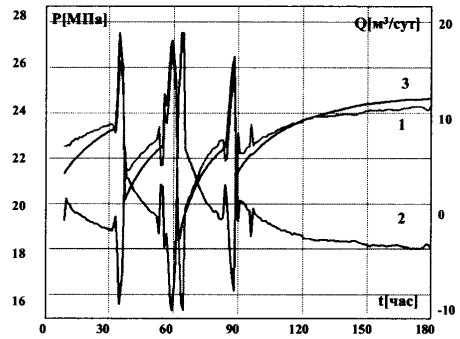


Рис. 7.5.4.2. Оценка продуктивности пласта в интервалах КВУ методом Яковлева. (а) – интервал II на рис. 7.5.4.1, продуктивность $1.8 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа, (б) – интервал IV, продуктивность $2.3 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа, (в) – интервал VI, продуктивность $2.8 \text{ м}^3/\text{сут}$ МПа; 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока.

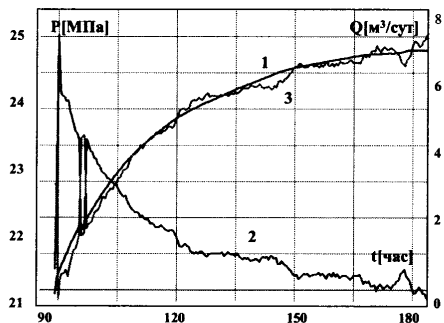
Рис. 7.5.4.3. Обработка результатов измерения давления (рис. 7.5.4.1) методом совмещения по всем циклам. 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по забойному давлению на основе определенных в циклах КВУ пластового давления и продуктивности; 3 – результат совмещения; проницаемость пласта 8 мД, скин-фактор +7.



Обработка одиночного цикла КВУ, когда работа скважины в предшествующих циклах учитывалась как предыстория, дает более высокое качество совмещения (рис. 7.5.4.4). Но при этом существенно возрастает опасность многозначной интерпретации.

Таким образом, следует еще раз сделать заключение о необходимости очень осторожно использовать для оценки фильтрационных параметров пласта результаты ГДИС при свободном динамическом уровне.

Рис. 7.5.4.4. Обработка результатов измерения давления (рис. 7.5.4.1) методом совмещения по заключительному циклу КВУ (УIII). 1 – измеренное давление; 2 – дебит, рассчитанный по забойному давлению; 3 – результат совмещения; проницаемость пласта 6 мД, скин-фактор +7.



7.6. Сопровождение ГТМ

В данном разделе собраны примеры гидродинамических исследований в процессе контроля эффективности выполняемых в скважине геолого-технологических мероприятий (ГТМ), связанных с вызовом и интенсификацией притока (при перфорации, гидроразрыве, кислотной обработке пластов). Представленные материалы можно разбить на две группы.

В первую входят специализированные исследования, сопровождающие работы в скважине. Речь идет о мониторинге всех этапов выполняемых операций путем непрерывной регистрации кривой изменения давления на забое во времени.

Во вторую группу входят исследования с целью оценки эффективности ГТМ, выполняемые до и после работ по интенсификации притока.

7.6.1. Исследования в процессе перфорации

На рис.7.6.1.1 представлена кривая изменения давления во времени на забое скважины в процессе перфорации пласта. К сожалению, негерметичность глубинного оборудования помешала получить четкую кривую притока. Появление связи скважины с пластом после перфорации диагностируется хорошо по резкому снижению давления. Далее давление ведет себя достаточно стабильно, отражая текущее энергетическое состояние пласта.

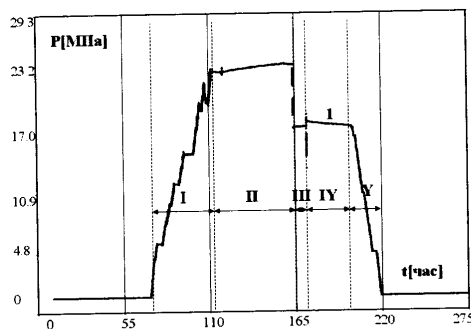


Рис. 7.6.1.1. ГДИС при сопровождении перфорации. 1 – измеренное давление P ; I – спуск оборудования, II – подготовительные операции на забое, III – перфорация и приток, IV – стабильное состояние пласта после перфорации (давление в стволе к близко к текущему пластовому), V – подъем оборудования. Пластовое давление, оцененное по результатам измерений в цикле V = 17,6 МПа.

Рис. 7.6.1.2, иллюстрирует пример полного мониторинга перфорации с помощью ГДИС. На кривой давления отражены все этапы работы с пластом. После перфорации зарегистрирована кривая восстановления уровня, по которой определено пластовое давление и оценена продуктивность (рис. 7.6.1.3).

Рис. 7.6.1.2. ГДИС при сопровождении перфорации. 1 – измеренное давление P ; I – спуск оборудования, II – подготовительные операции на забое, III – промывка нефтью, IV – стравливание давления, граница цикла – момент перфорации, V – восстановление динамического уровня после перфорации (в конце цикла зарегистрировано давление, близкое к текущему пластовому 10 МПа), VI – продавка нефтью, VII – подготовительный период и подъем оборудования.

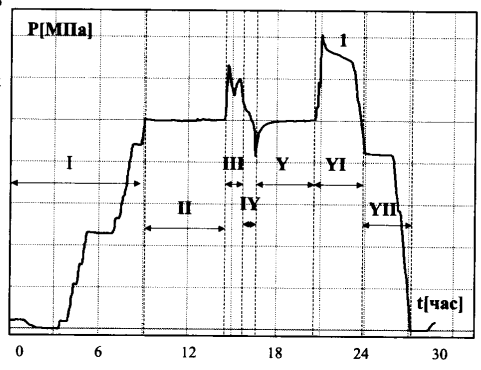
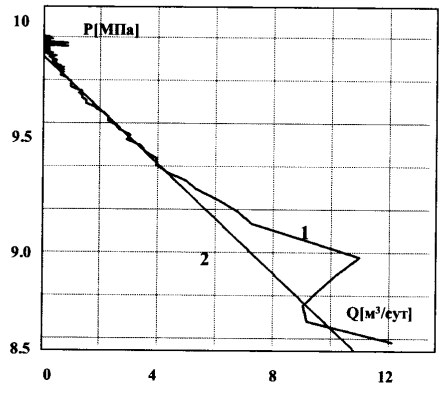
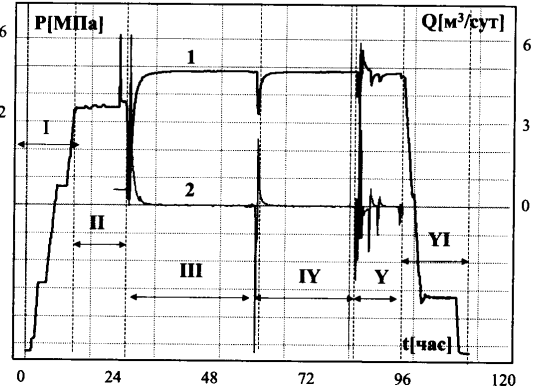


Рис. 7.6.1.3. Оценка продуктивности пласта в интервале КВУ (цикл YI на рис. 7.6.1.2) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность $7.8 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$, пластовое давление 9.9 МПа).



На рис. 7.6.1.4 представлен еще один подобный пример. Его особенность в том, что по результатам повторного КВУ после кратковременной дополнительной репрессии на пласт (был выпущен газ из межтрубья) продуктивность возросла (рис. 7.6.1.5). По КВУ оценены фильтрационные параметры пласта (рис. 7.6.1.6).

Рис. 7.6.1.4. ГДИС при сопровождении перфорации. 1 – измеренное давление на забое P ; 2 – расход, рассчитанный по темпу изменения забойного давления во времени. I – спуск оборудования, II – подготовительные операции на забое, включая промывку нефтью и стравливание давления, граница цикла – момент перфорации, III – восстановление динамического уровня после перфорации, в конце цикла зарегистрировано давление, близкое к текущему пластовому 16.5 МПа, VI – падение и восстановление динамического уровня после выпуска газа из межтрубья, Y – стравливание давления и глушение скважины, VII – подъем оборудования.



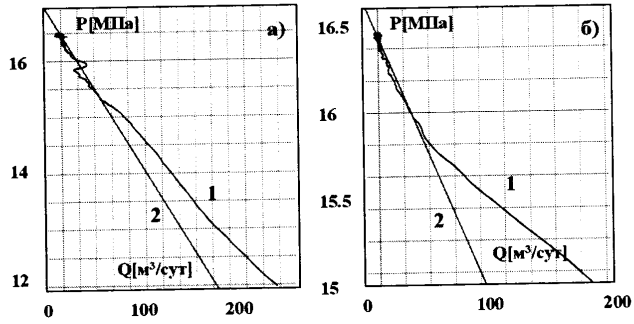


Рис. 7.6.1.5. Оценка продуктивности пласта в интервалах КВУ (циклы III и IV на рис. 7.6.1.4) методом Яковлева: 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность 41 и 53 м³/сут МПа, пластовое давление 16.4 МПа).

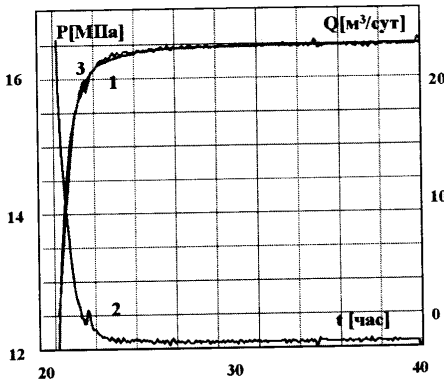


Рис. 7.6.1.6. Обработка цикла КВУ (цикл III на рис. 7.6.1.4) методом совмещения с учетом дебита послепритока. 1 – измеренное давление, 2 – дебит послепритока, 3 – давление, рассчитанное с учетом дебита послепритока и предыстории работы скважины. Результаты интерпретации, проницаемость пласта 110.0 мД, скин-фактор +2.

7.6.2. Исследования в процессе гидроразрыва

Технология ГДИС в рассматриваемом случае предполагает непрерывный мониторинг давления на забое скважины в процессе гидразрыва пласта и последующей релаксации аномалии давления. Рис. 7.6.2.1 иллюстрирует особенности влияния операций по воздействию на пласт на изменение давления во времени.

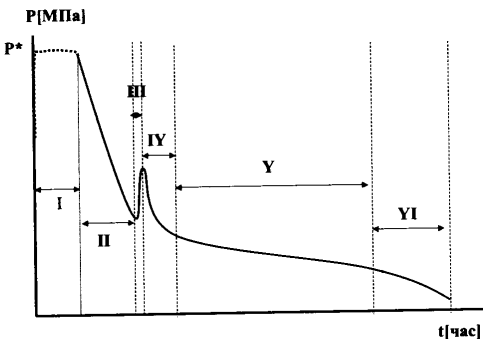
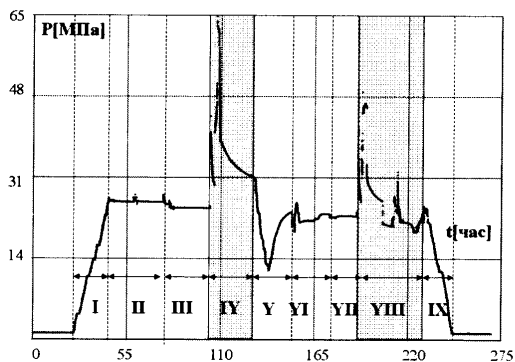


Рис. 7.6.2.1. Поведение давления во времени в процессе ГРП (пояснения в тексте).

Технология гидроразрыва предполагает создание на пласт аномально высокой репрессии, при которой давление в стволе соответствует давлению разрыва пласта (интервал I на рисунке). По окончании формирования трещины и ее заполнения пропантом избыточное давление снижают, его значение в стволе резко падает (интервал II); давление в стволе становится ниже, чем в трещине, что вызывает его локальный рост (интервал III). В этот период возможны затухающие синусоидальные колебания давления. Данные эффекты заметны только при резком контрасте фильтрационных свойств трещины и пласта, когда проницаемость пласта не превышает 10 мД, и наиболее ярко выражены при проницаемости меньше 1 мД. В периоды II и III возможен вынос геля и пропанта из пласта. Далее давление в трещине монотонно снижается, приближаясь к пластовому. Темп его изменения зависит от времени, что отражает динамику массообмена трещины с пластом и ее окончательного формирования. Вначале (интервал IV) давление меняется очень сильно, что отражает аномально интенсивный массоперенос по трещине. По мере затухания этого процесса все более отчетливо проявляется дренирование трещиной пласта (интервал V). И, наконец, на заключительной стадии (интервал VI) этого процесса наблюдается скачок темпа изменения давления, обусловленный смыканием трещины и уплотнением пропанта. С этого момента времени процесс формирования трещины можно считать законченным. Таким образом, картина массопереноса при гидроразрыве достаточно сложна, что затрудняет использование полученных данных для оценки фильтрационных параметров пласта. Обычно по конечному участку удается оценить пластовое давление. Если необходима оперативная оценка продуктивного потенциала скважины после стабилизации пластового давления, проводится дополнительный цикл освоения скважины. Подобные примеры будут рассмотрены ниже.

На рис. 7.6.2.2 представлен результат измерений автономным манометром, установленным под пакером в процессе поочередного гидроразрыва двух совместно эксплуатируемых пластов. Результаты измерений иллюстрируют описанные выше особенности поведения давления во времени. После разрыва пласта контроль стабилизации давления не проводился. Пластовое давление определялось на временном интервале, непосредственно предшествовавшем гидроразрыву (после стабилизации давления, нарушенного установкой глубинного оборудования).

Рис. 7.6.2.2. Изменение давления в скважине в процессе поочередного гидроразрыва двух совместно эксплуатируемых пластов. I – спуск оборудования в интервал нижнего пласта, II – подготовительные операции, стабилизация давления в скважине, III – измерение давления в нижнем пласте (26.6 МПа), IV – ГРП нижнего пласта, V – освоение нижнего пласта, VI – перепакеровка на верхний пласт, стабилизация давления в скважине, VII – измерение давления в верхнем пласте (23МПа), VIII – ГРП верхнего пласта, IX – подъем оборудования.



Для случая, изображенного на рис. 7.6.2.3, характерно нестабильное поведение скважины до ГРП. Но зато после гидроразрыва был обеспечен длительный цикл восстановления динамического уровня. Несмотря на большой послеприток (что характерно для КВУ) на заключительной стадии исследований наблюдается псевдорadiaльный режим течения. По конечному участку КВУ удалось не только определить пластовое давление, но и оценить параметры пласта и трещины (рис. 7.6.2.4).

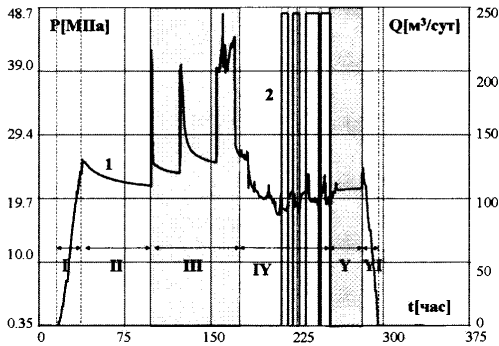


Рис. 7.6.2.3. Изменение давления в скважине в процессе гидроразрыва пласта. 1 – кривая давления, 2 – средний дебит в циклах притока; I – спуск оборудования, II – стабилизация давления в скважине, III – ГРП пласта, IV – освоение скважины, V – регистрация КВД, VI – подъем оборудования.

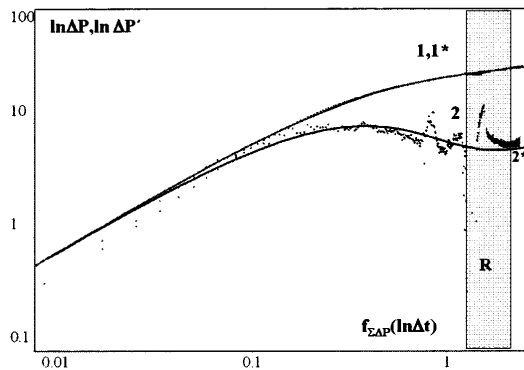


Рис. 7.6.2.4. Интерпретация цикла КВД (цикл Y на рис. 7.6.2.3) в «LOG–LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1', 2' – рассчитанные кривые – результат совмещения. R – интервал псевдорadiaльного течения. Модель однородного неограниченного пласта с трещиной неограниченной проницаемости, проницаемость пласта 19 мД, скин-фактор –3.8, полудлина трещины 30 м, коэффициент послепритока 1.5 м³/МПа, пластовое давление 21.4 МПа.

Пример, представленный на рис. 7.6.2.5, аналогичен только что рассмотренному. Как и в предыдущем случае, на заключительной стадии КВУ наблюдается псевдорadiaльное течение, позволяющее оценить параметры пласта и трещины (рис. 7.6.2.6). При этом пластовое давление можно определить как в периоде простоя скважины перед проведением ГРП, так и по кривой восстановления давления, когда гидроразрыв уже проведен.

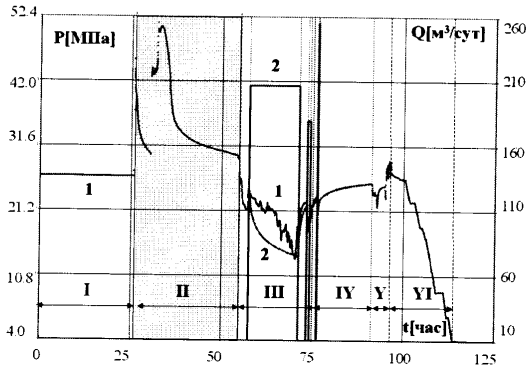


Рис. 7.6.2.5. Изменение давления в скважине в процессе гидроразрыва пласта. I – цикл простоя скважины перед ГРП, I I – ГРП пласта, III – освоение скважины, IV – регистрация КВД, V – кратковременные циклы вызова притока, VI – подъем оборудования. 1 – кривая давления, 2 – средний дебит в циклах притока; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

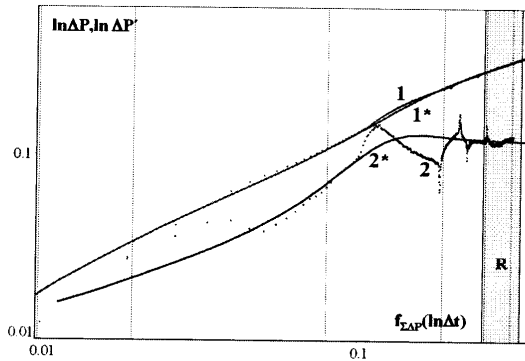


Рис. 7.6.2.6. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.6.2.5) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорadiaльного течения. Модель однородного неограниченного пласта с трещиной неограниченной проводимости, проницаемость пласта 3.5 мД, полудлина трещины 11 м, коэффициент послепритока 0.77 м³/МПа.

Кривая давления, изображенная на рис. 7.6.2.7, получена при последовательном гидроразрыве трех пластов. Она интересна, прежде всего, как наиболее полная иллюстрация влияния на результаты ГДИС сопутствующих гидроразрыву технологических операций. Первоначальный рост давления (интервал I) – следствие спуска оборудования. Далее, на фоне первоначального стабильного поведения давления наблюдаются его изменения, связанные с ГРП самого нижнего пласта. В процессе последующего освоения пласта наблюдается падение давления, а затем рост динамического уровня (интервал III). По заключительному участку КВУ можно оценить давление в нижнем пласте (23.1 МПа). Изменение давления в пределах IV интервала связано с

подготовительными операциями (установкой пакера на новую глубину) и ГРП среднего пласта. Изменение давления во временном интервале (интервал V) – следствие гидроразрыва среднего пласта. Затем (интервал VI) пласт был освоен, после восстановления уровня давление в стволе приблизилось к пластовому (23.5 МПа). Далее для замены пакера оборудование было поднято на поверхность и спущено на глубину верхнего пласта (интервал VII). Интервал VIII – это ГРП последнего, самого верхнего пласта. Затем после циклического освоения (интервал IX) в скважине была зарегистрирована длительная кривая восстановления уровня (КВУ). После этого оборудование было полностью извлечено из скважины (интервал X).

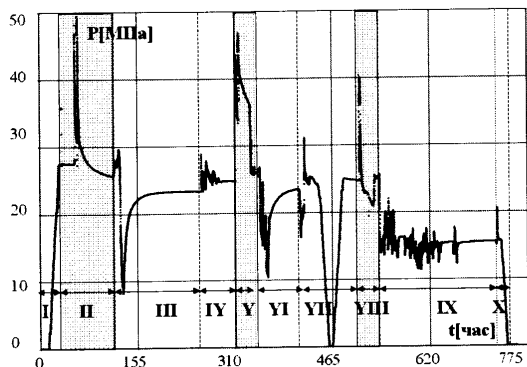


Рис. 7.6.2.7. Изменение давления в скважине в процессе поочередного гидроразрыва трех совместно эксплуатируемых пластов. I – спуск оборудования в интервал нижнего пласта, II – ГРП нижнего пласта, III – освоение нижнего пласта, измерение пластового давления (23.1 МПа), IV – перепакеровка на средний пласт, V – ГРП среднего пласта, VI – освоение среднего пласта и измерение пластового давления (23.5 МПа), VII – подъем оборудования на поверхность для смены пакера и его спуск на глубину верхнего пласта, VIII – ГРП верхнего пласта, IX – освоение верхнего пласта и измерение давления в нем (15.3 МПа), X – подъем оборудования.

Рассматриваемый пример любопытен еще и тем, что на базе полученных материалов можно проиллюстрировать возможности большинства известных способов интерпретации КВУ.

На рис. 7.6.2.8.а,б приведены варианты интерпретации результатов КВУ (интервал III) в двойном логарифмическом масштабе для самого нижнего из вскрытых пластов. Качество исследований не очень высокое. Из-за большого послепритока и малой продолжительности исследования не успевают сформироваться радиальный режим течения. Поэтому результаты неоднозначны.

Совмещение результатов измерений давления с его расчетом на основе переменного дебита послепритока приводит к аналогичному результату. И в этом случае подробная задача решается неоднозначно.

По КВУ в данном случае достаточно точно можно оценить лишь продуктивность пласта. Для оценки этого параметра использован метод Яковлева (рис. 7.6.2.9).

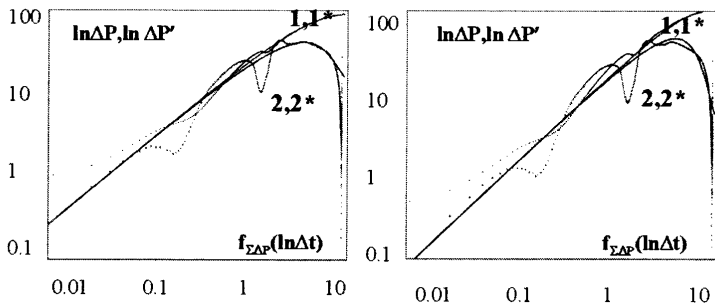
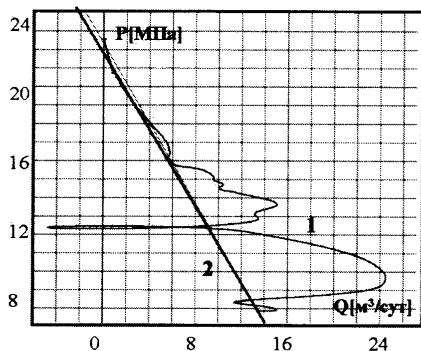


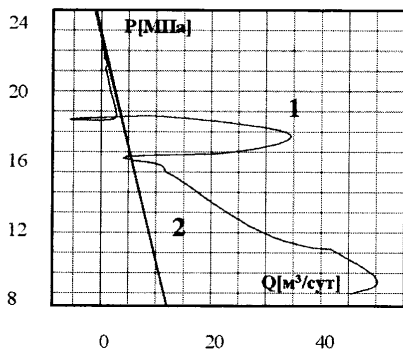
Рис. 7.6.2.8. Интерпретация цикла КВУ (цикл III на рис. 7.6.2.7) в «LOG-LOG» масштабе. 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*,2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. Модель однородного неограниченного пласта, варианты интерпретации: а) проницаемость пласта 1.8 мД, скин-фактор -1.5 , б) проницаемость пласта 4.5 мД, скин-фактор $+5$.

Рис. 7.6.2.9. Оценка продуктивности пласта в интервале КВУ (цикл III на рис. 7.6.2.7) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность $0.9 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$).



В вышележащем пласте продолжительность цикла КВУ (интервал VI) существенно меньше, чем в предыдущем случае. Влияние послепритока столь значительно, что даже приближенная диагностика режимов течения и оценка параметров пласта по «log-log» диаграмме полностью исключена. В данном интервале также оценена продуктивность методом Яковлева (рис. 7.6.2.10).

Рис. 7.6.2.10. Оценка продуктивности пласта в интервале КВУ (цикл VI на рис. 7.6.2.7) методом Яковлева. 1 – псевдоиндикаторная диаграмма; 2 – касательная в интервале стабилизации притока (продуктивность $0.7 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$).



Самый верхний из вскрытых пластов характеризуется наилучшими коллекторскими свойствами. Большая продолжительность КВУ и интенсивная работа пласта позволила даже в условиях послепритока наблюдать псевдорadiaльный режим фильтрации (рис. 7.6.2.11).

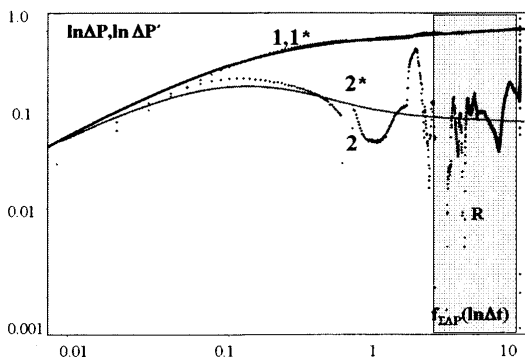


Рис. 7.6.2.11. Интерпретация цикла КВУ (цикл IX на рис. 7.6.2.7) в «LOG–LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорadiaльного течения. Модель однородного неограниченного пласта, проницаемость пласта 3.5 мД, интегральный скин-фактор -1.75 , коэффициент послепитока $0.06 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

7.6.3. Исследования до и после гидроразрыва

В результате гидравлического разрыва пласта скин-фактор меняется наиболее динамично. Качественно проведенный гидроразрыв позволяет практически полностью нивелировать влияние загрязнения призабойной зоны, позволяя скин-фактору достигнуть больших отрицательных значений. Для ГДИС существенен также тот факт, что в результате гидроразрыва возможно подключение дополнительных работающих мощностей пласта.

На рис. 7.6.3.1 приведены результаты ГДИС, выполненных до гидроразрыва пласта по технологии ИД-КВД. Скважина при исследовании слабо фонтировала. При интерпретации заключительного цикла (КВД) определены фильтрационные параметры пласта и характеристики совершенства вскрытия (рис. 7.6.3.2). Скин-фактор близок к нулевому. Пласт малопроницаемый. Продуктивность составляет $1.1 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$.

После гидроразрыва продуктивность выросла до $3 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$. Скважина была переведена в фонд механизированной добычи и исследована стационарным датчиком погружного насоса. Регистрация давления производилась при длительном цикле запуска (рис. 7.6.3.3). Несмотря на низкую чувствительность используемого при исследованиях типа датчика, по результатам ГДИС фиксируется большой отрицательный скин-фактор, свидетельствующей о появлении высокопроводящей трещины (рис. 7.6.3.4).

Рис. 7.6.3.1. ГДИС в фонтанирующей скважине по технологии ИД-КВД (фоновое перед гидроразрывом пласта). I – простой скважины перед исследованием, II, III, IV – циклы КСД, V – циклы КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (V).

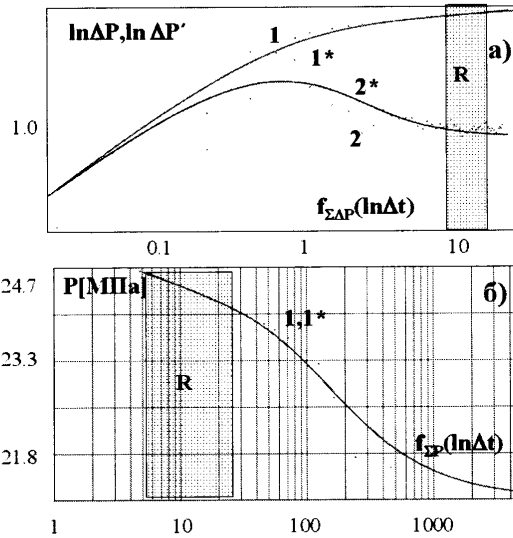
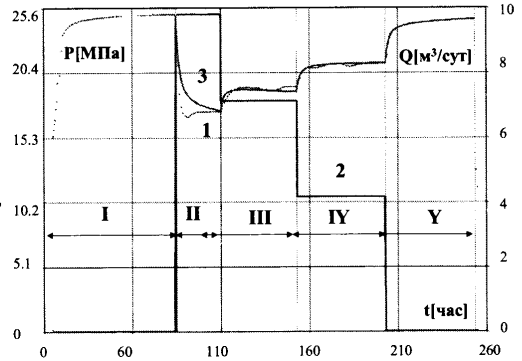


Рис. 7.6.3.2. Интерпретация цикла КВД (цикл V на рис. 7.6.3.1) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 0.6 мД. Интегральный скин-фактор 0.4, коэффициент послепритока 0.12 м³/МПа.

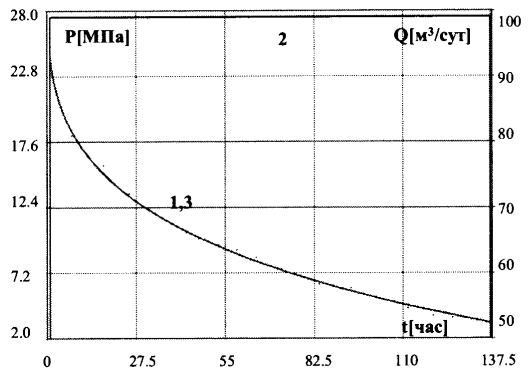


Рис. 7.6.3.3. КСД при пуске насоса ДИС после гидроразрыва пласта). 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – рассчитанное давление (результат совмещения).

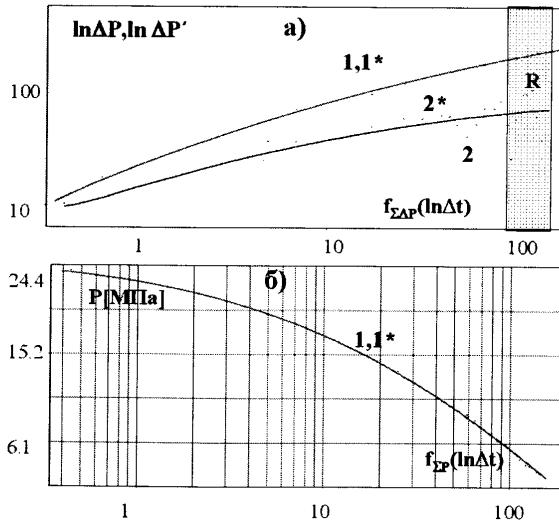


Рис. 7.6.3.4. Интерпретация цикла КСД (рис. 7.6.3.3) в «LOG-LOG» масштабе (а) и масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорадального течения. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 0.5 мД. Интегральный скин-фактор – 5.1, коэффициент послепритока 0.9 м³/МПа.

Рис. 7.6.3.5 иллюстрирует результаты испытания скважины в открытом стволе, выполненного до гидроразрыва. Продуктивность пласта – 4.6 м³/сут МПа. Величина скин-фактора по результатам ГДИС составляет +4.1 (рис. 7.6.3.6.а). Но это результат не только кольматации пласта, но и его частичного вскрытия. Об этом свидетельствует сферический режим течения, диагностируемый по логарифмической производной.

Обработка по модели частично вскрытого пласта позволяет исключить эту составляющую из интегрального скин-фактора (рис. 7.6.3.6.б).

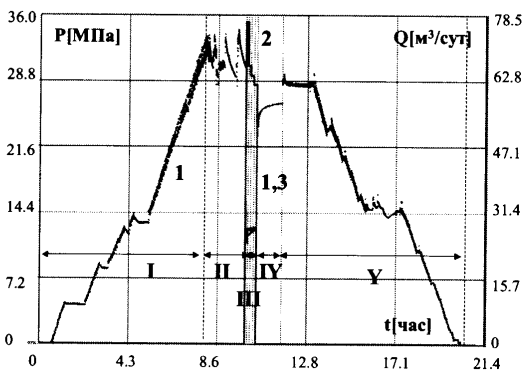


Рис. 7.6.3.5. ГДИС при испытании скважины в открытом стволе (фоновое перед гидроразрывом пласта). I – спуск оборудования, II – кратковременные циклы вызова притока, простой скважины перед исследованием I II – цикл притока, IV – цикл КВД, V – подъем прибора. 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

После гидроразрыва продуктивность пласта повысилась до 13 м³/сут МПа. Скважина была исследована повторно (рис. 7.6.3.7). ГДИС прове-

дены по технологии ИД-КВД в режиме фонтанирования скважины. Трещина диагностируется достаточно хорошо по линейному режиму течения (рис. 7.6.3.8). Длительность цикла КВД оказалась недостаточной для выхода на радиальный режим. Тем не менее, поскольку порядок проницаемости был уже известен по результатам фонового исследования и ГДИС в соседних скважинах. Это позволило оценить полудлину трещины, которая составляет более 60 м.

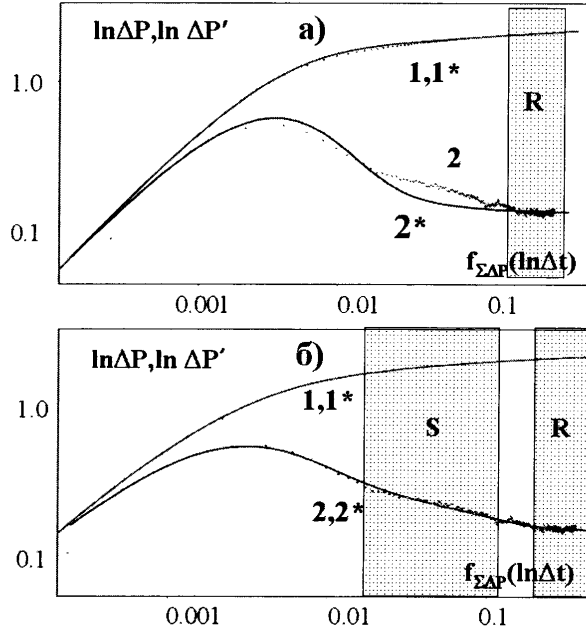


Рис. 7.6.3.6. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.6.3.4) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), проницаемость пласта 5.5 мД, коэффициент послепритока 0.001. а) Модель однородного неограниченного пласта, интегральный скин-фактор +4.1; б) Модель частично вскрытого пласта, интегральный скин-фактор 0.5. R, S – интервалы псевдорadiaльного и сферического течения.

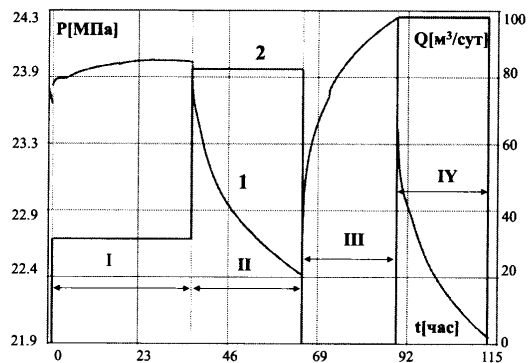


Рис. 7.6.3.7. Исследования по технологии ИД-КВД в фонтанирующей скважине (исследования после ГРП), 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; I, II, IV – циклы КСД, III – цикл КВД.

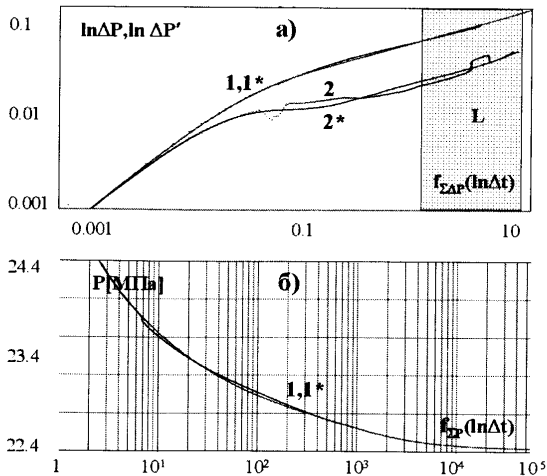


Рис. 7.6.3.8. Интерпретация цикла КВД (рис. 7.6.3.7) в «LOG-LOG» масштабе (а) и в масштабе Хорнера (б). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L – интервал линейного течения. Модель трещины неограниченной проводимости: проницаемость пласта 5.7 мД, интегральный скин-фактор – 5.5, коэффициент послепритока 0.5 м³/МПа, полудлина трещины 59.8 м, скин-фактор поверхности трещины 0.14.

7.6.4. Исследования до и после кислотной обработки

Кислотная обработка, как и гидроразрыв, приводит к улучшению сообщаемости пласта и скважины и, как следствие – к уменьшению интегрального скин-фактора. Рис. 7.6.4.1 иллюстрирует результаты фоновых гидродинамических исследований, проведенных в скважине сразу после перфорации. Был реализован единичный цикл вызова притока с использованием струйного аппарата, после чего зарегистрировано КВД с закрытием скважины на забое. Вследствие больших флуктуаций логарифмической производной интерпретация полученных результатов неоднозначна. Можно оценить диапазон изменения фильтрационных параметров. Но даже такая информация весьма полезна для последующих выводов. Так, минимальная величина диапазона возможного изменения скин-фактора составляет +86. То есть результаты ГДИС позволяют уверенно диагностировать очень высокий положительный скин-фактор.

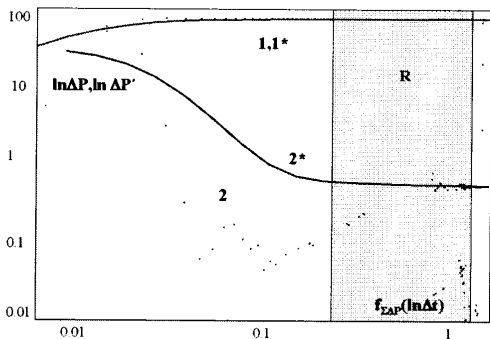


Рис. 7.6.4.1. Интерпретация КВД до СКО после цикла вызова притока струйным насосом в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. R – интервал радиального течения. Модель однородного неограниченного пласта. Минимальное значение диапазона возможного изменения скин-фактора +86 (оценка скин-фактора снизу), проницаемость пласта 6 мД, продуктивность 1 м³/сут МПа.

ГДИС, выполненные в скважине после кислотной обработки, проведены по технологии «ИД-КСД» (рис. 7.6.4.2). На рис. 7.6.4.3 приведена интерпретация одного из наиболее представительных циклов КСД.

Рис. 7.6.4.2. ГДИС после СКО при освоении скважины струйным насосом I, II, III, V, VII, VIII, IX – циклы КСД; IV, VI, X – циклы КВД. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (V).

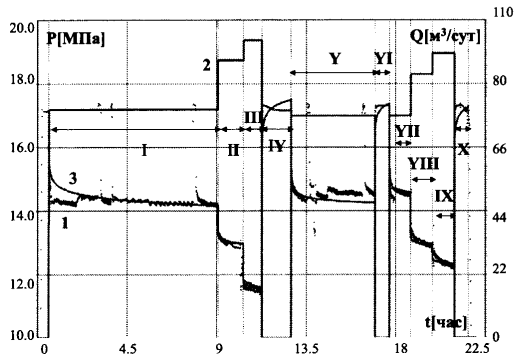
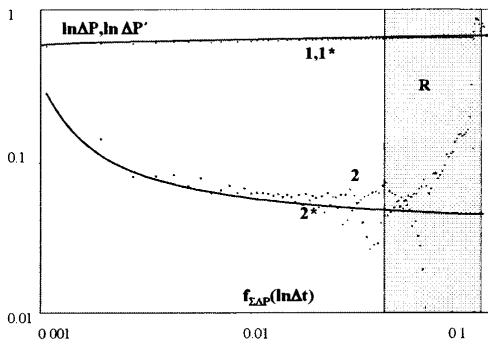


Рис. 7.6.4.3. Интерпретация КСД (цикл Y на рис. 7.6.4.2) в «LOG-LOG» масштабе (исследования после СКО). 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения. Модель однородного неограниченного пласта. Скин-фактор +1, проницаемость пласта 6.3 мД, продуктивность 12 м³/сут МПа.



Результаты интерпретации свидетельствуют, что после кислотной обработки продуктивность скважины увеличилась на порядок: с 1 до 12 м³/сут МПа. Результаты ГДИС после интенсификации протока позволили заключить, что основной причиной повышения продуктивности является уменьшение скин-фактора. Если до СКО его значение составляло более +80, то после оно снизилось до 1. По результатам промыслово-геофизических исследований эффективная работающая мощность после интенсификации практически не изменилась. Поэтому закономерен факт, что значения проницаемости пласта, определенные по двум рассмотренным циклам исследований, близки.

Пример, приведенный на рис. 7.6.4.4 и 7.6.4.5 аналогичен предыдущему. В результате соляно-кислотной обработки скин-фактор снизился более чем в 3 раза (с +58 до +17).

Результаты ПГИ, выполненных после СКО, свидетельствуют о работе лишь около 30 % мощности пласта. Таким образом, высокий скин-фактор после интенсификации притока результат не столько загрязнения пласта, сколько его частичного вскрытия. Этот вывод подтверждается поведением логарифмической производной на рис. 7.6.4.5. На ней наблюдаются признаки сферического течения. Рис. 7.6.4.5.a иллюстрирует обработку по модели радиального притока. Такая обработка при частичном вскрытии допустима. Следует только помнить, что получаемая при этом величина интегрального скин-фактора – следствие совместного влияния частичного вскрытия и кольтматации пласта. Отсюда его такое большое значение (+17). Обработка по модели

частичного вскрытия (рис. 7.6.4.5.б) дает возможность оценить скин-фактор кольматации после соляно-кислотной обработки. Он существенно меньше – около +1. То есть призабойная зона практически не загрязнена.

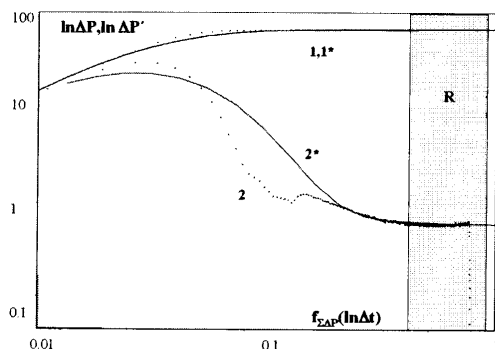


Рис. 7.6.4.4. Интерпретация КВД до СКО после цикла вызова притока струйным насосом в «LOG–LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. R – интервал радиального течения. Модель однородного неограниченного пласта, скин-фактор +58, проницаемость пласта 0.5 мД.

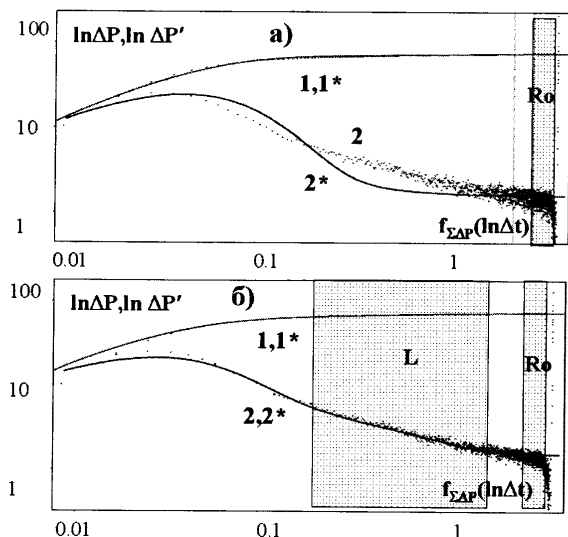


Рис. 7.6.4.5. Интерпретация КВД до СКО после цикла вызова притока струйным насосом в «LOG–LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). а) – модель однородного неограниченного пласта, интегральный скин-фактор +17; б) – модель частично вскрытого пласта, скин-фактор кольматации +1. Ro – начало формирования радиального течения в пласте, S – сферическое течение в пласте.

7.7. Исследование скважин, фонтанирующих газом

Поведение нефтяных и газовых скважин при ГДИС во многом сходно. Но есть и существенные отличия, которые связаны с аномально низкой плотностью и большой сжимаемостью газа и соответственно малой пьезопроводностью.

Размеры воронки депрессии (репрессии) в газоносном пласте существенно меньшие, чем в нефтеносном. Вблизи скважины наблюдается аномально высокий градиент давления. Поэтому при прочих равных условиях газовые скважины характеризуются более быстрой релаксацией поля давления, и гидродинамические исследования имеют меньшую глубинность.

Значимое влияние на поведение газоносного пласта при ГДИС оказывает существенная зависимость плотности газа от давления, а при высоких дебитах, еще и нелинейность закона фильтрации. Вследствие этого наблюдается кажущаяся связь интегрального скин-фактора с дебитом, для изучения которой необходимы исследования на нескольких циклах работы скважины, отличающихся депрессиями на пласты. Скин-фактор, формально оцененный по одиночному циклу, как правило, аномально высок даже при отсутствии значимых загрязнений призабойной зоны.

Рассмотрим несколько характерных примеров.

На рис. 7.7.0.1 представлены результаты одноциклового исследования по технологии КВД. На его заключительной стадии в пласте наблюдается радиальный режим фильтрации, по которому определены параметры пласта (рис. 7.7.0.2). Для построения двойного логарифмического графика и полулогарифмического графика Хорнера на основе результатов скважинных измерений предварительно рассчитана функция псевдавления P^* (разд. 3.1.4.3).

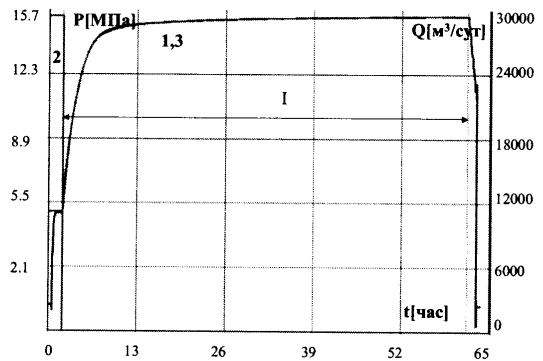


Рис. 7.7.0.1. ГДИС по технологии КВД в фонтанирующей газом скважине. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – рассчитанное давление (результат совмещения по всециклам), I – цикл КВД.

Скин-фактор относительно высокий. Но его нельзя однозначно связывать с качеством вскрытия коллектора. При фильтрации газа в пласте в интегральном скин-факторе имеется составляющая, не связанная с повреждением скважины, а определяемая скоростными потерями (фильтрационным параметром «В» или его аналогом D-фактором). Но для точной оценки данной составляющей необходимы исследования по технологии ИД-КВД, включающие несколько циклов работы скважины, отличающихся депрессией на пласт. Обзорный график подобного исследования приведен на рис. 7.7.0.3.

На рис. 7.7.0.4 представлены результаты интерпретации цикла КВД. Интерпретация, как и в предшествующем примере, выполнена формально, без учета поведения пласта в других циклах. Значение интегрального скин-фактора также достаточно высокое – более +8. На поздних временах исследования видна неоднородность пласта по радиусу.

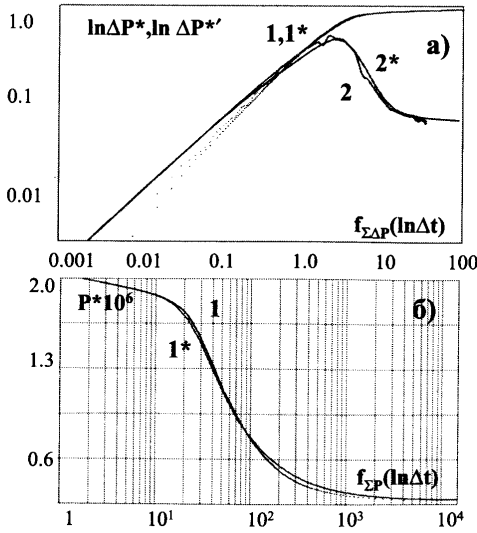


Рис. 7.7.0.2. Интерпретация цикла КВД (цикл I на рис. 7.7.0.1). а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера. 1, 2 – кривые псевдодавления и его логарифмической производной, полученные на основе результатов измерений; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 120 мД, скин-фактор +8.9, коэффициент послепритока 0.56 м³/МПа.

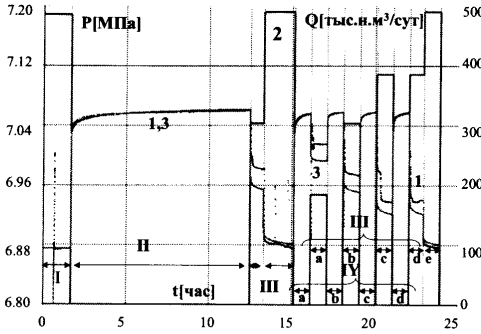


Рис. 7.7.0.3. ГДИС по технологии ИД-КВД (изохронный метод) в фонтанирующей газом скважине. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – рассчитанное давление (результат совмещения по всем циклам, выполненного на основе параметров пласта, оцененных в цикле КВД II), I – предшествующая работа скважины на технологическом режиме, II – цикл КВД; III – циклы КСД, отличающиеся дебитом, IV – циклы КВД.

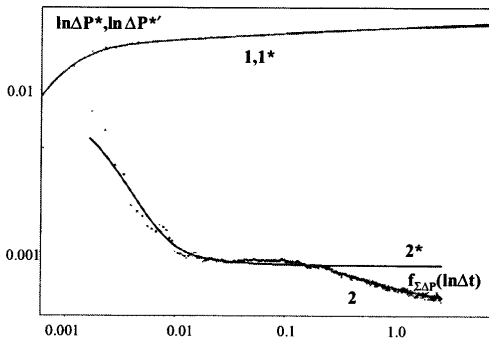


Рис. 7.7.0.4. Интерпретация цикла КВД (цикл II на рис. 7.7.0.3) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – кривые псевдодавления и его логарифмической производной, полученные на основе результатов измерений; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 283 мД, скин-фактор 8.4, коэффициент послепритока 1.1 м³/МПа.

Совмещение результатов измерений и расчетов в пределах всего времени исследования, выполненное на основе полученных при обработке КВД параметров (кривая 3 на рис. 7.7.0.3), показывает, что результаты измерений и расчетов хорошо согласуются между собой только в пределах данного цикла. Причина в том, что другие циклы характеризуется другим значением скин-

фактора. Это хорошо видно на рис.7.7.0.5, где изображены кривые давления в обобщенном логарифмическом масштабе для всех циклов восстановления давления. На рис. 7.7.0.6 дано сопоставление значений скин-факторов и дебитов по циклам. Оно показывает, что между данными параметрами наблюдается зависимость, близкая к линейной. Угловой коэффициент данной зависимости численно равен D-фактору, свободный член – составляющая скин-фактора, исправленная за влияние скоростных потерь. Видно, что данная составляющая близка к нулю, т. е. скважина является практически совершенной, большое значение скин-фактора, определенное ранее формально по одиночному циклу КВД, практически полностью обусловлено нелинейной фильтрацией газа. Если при совмещении по всем циклам учесть D-фактор, совпадение измеренной и рассчитанной кривых давления становится практически идеальным (рис. 7.7.0.7).

Рис. 7.7.0.5. Сопоставление результатов интерпретации в обобщенном логарифмическом масштабе для различных циклов КВД. Шифр результатов – индекс соответствующего цикла на рис. 7.7.0.3

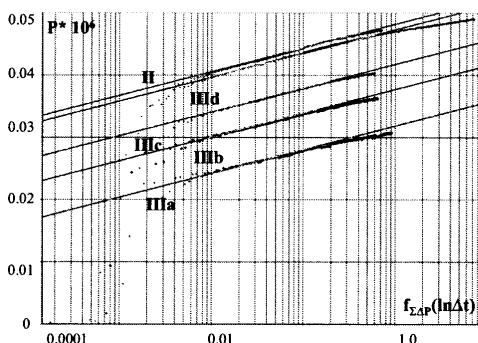


Рис. 7.7.0.6. Зависимость интегрального скин-фактора от дебита. Шифр точки – индекс соответствующего ей цикла на рис. 7.7.0.3.

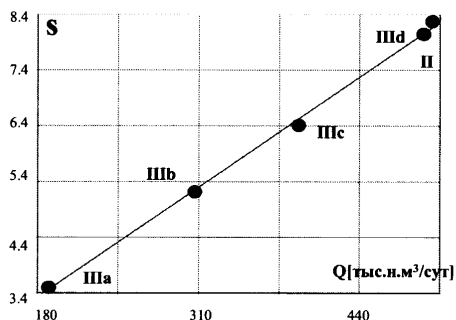
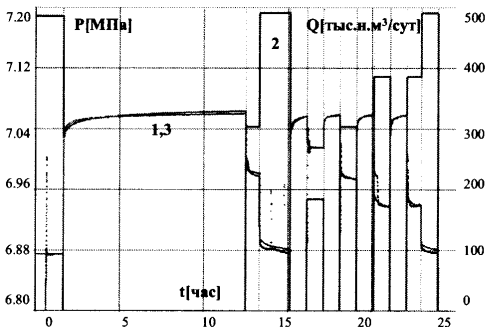


Рис. 7.7.0.7. ГДИС по технологии ИД-КВД (изохронный метод) в фонтанирующей газом скважине (аналог рис. 7.7.0.3). 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – рассчитанное давление (результат совмещения по всем циклам, рассчитанный в отличие от рис. 7.7.0.3 с учетом зависимости скин-фактора в циклах от дебита).



7.8. Особенности исследования скважин при многофазном притоке

Интерпретация результатов в интервалах многофазного течения флюида в пласте является одной из наиболее сложных задач ГДИС. Процессы, протекающие в пористой среде коллектора, очень сложны, и не всегда могут быть адекватно описаны теоретически. Самый корректный подход к интерпретации связан с использованием псевдодавления, введенного на основе обобщенного закона Дарси. При расчете данного параметра необходимо учитывать зависимость проницаемости от меняющейся во времени текущей насыщенности пласта. Это существенно усложняет интерпретацию ГДИС. Но все же основной помехой является отсутствие независимых полученных данных об изменении во времени текущей насыщенности коллектора и зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности. А без этой информации интерпретация становится неоднозначной независимо от того, насколько совершенна и близка к реальности используемая модель. Но все же в ряде случаев можно получить важную информацию о скважине и пласте, оставаясь в рамках стандартной методики работы с результатами ГДИС.

Прежде всего выделим случай, когда влияние какой-либо компоненты в потоке доминирует. Оцененные в этом случае фильтрационные параметры пласта могут быть проинтерпретированы как фазовые для данной компоненты. Так описывается, например, работа нефтяного пласта при небольшом проценте обводненности, фильтрация газоконденсатной смеси.

Если фильтрующие фазы имеют сходные реологические характеристики, их совместную фильтрацию можно рассматривать как движение однородного флюида с интегральной подвижностью, равную суммарной подвижности компонент.

Суммарная подвижность, и определяемый параллельно с ней интегральный скин-фактор сами по себе являются важными диагностическими параметрами.

При необходимости и при наличии дополнительной сопутствующей информации можно с использованием соотношений (3.1.5.13) или (3.1.5.14) перейти от интегральных параметров к фазовым.

Проиллюстрируем сказанное несколькими характерными примерами.

7.8.1. Легкая нефть, (газоконденсатная) смесь

Рис. 7.8.1.1 иллюстрирует исследование пласта, насыщенного легкой нефтью. Работа скважины при низкой депрессии привела практически к существенному разгазированию нефти в стволе и призабойной зоне. В режиме отбора при давлении на забое около 6 МПа ствол равномерно заполнен флюидом с плотностью около 100 кг/м³, в статике при увеличении давления до

15.5 МПа плотность возрастает до 200 кг/м³, что характерно для газоконденсатной смеси (рис. 7.8.1.2). Форма КВД типична для однофазного притока. Преобладание газовой фазы проявляется в аномально высоком коэффициенте послепритока (1.6 м³/МПа). Влияние фазовых переходов в прискважинной зоне проявляется косвенно, в большой величине скин-фактора. Он в данном примере достигает +15.

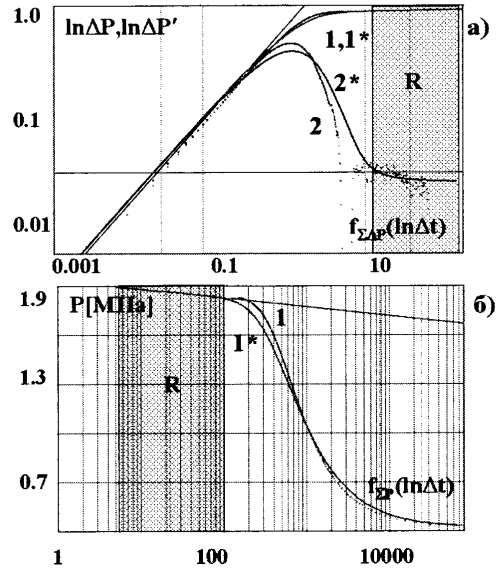


Рис. 7.8.1.1. Интерпретация цикла КВД. а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 8.5 мД, скин-фактор +15, коэффициент послепритока 1.5 м³/МПа.

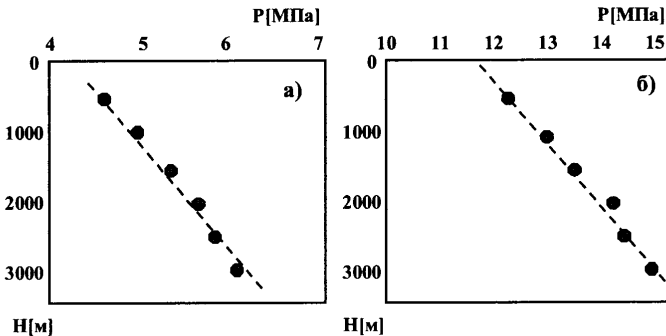


Рис. 7.8.1.2. Результаты измерения давления по глубине в действующей (а) и остановленной (б) скважине.

Дополнительной иллюстрацией описанных процессов является аналогичное исследование, выполненное в другой скважине на том же объекте разработки (рис.7.8.1.3). При изменении давления от 4.6 при технологическом отборе до 19.5 МПа в статике плотность заполнителя ствола увеличивается от 110 до 430 кг/м³, что соответствует увеличению доли тяжелых углеводородов. Увеличение плотности и соответствующее уменьшение сжимаемости заполнителя ствола проявляется в существенном уменьшении по сравнению с предыдущим

случае коэффициента послепритока ($0.23 \text{ м}^3/\text{МПа}$). Увеличение количества жидкости привело к увеличению скин-фактора более чем в два раза (до +30). Причина в том, что фазовая проницаемость призабойной зоны ухудшилась, вероятно, из-за очень высокого контраста подвижностей фильтрующихся в призабойной зоне компонент смеси.

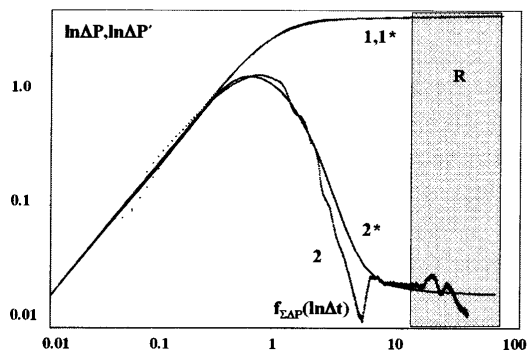


Рис. 7.8.1.3. Интерпретация цикла КВД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 23 мД, скин-фактор 30, модель послепритока «Fair», коэффициент послепритока $0.23 \text{ м}^3/\text{МПа}$; $C\varphi = -2.4 \text{ МПа}$, $\tau = 0.25 \text{ час}$.

Рис. 7.8.1.4 является еще одной иллюстрацией исследования объектов подобного класса. До исследований в скважине был выполнен гидроразрыв и по результатам ГДИС диагностируется трещина ограниченной проводимости, влияние которой явно доминирует над эффектом увеличения скин-фактора в связи с многофазным притоком.

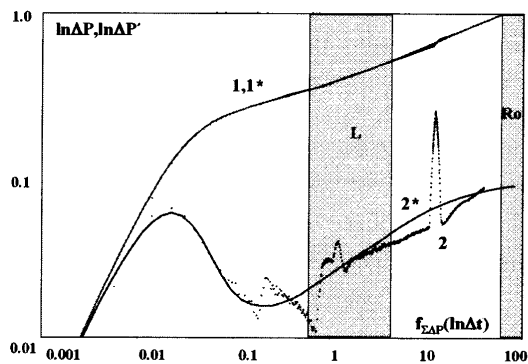


Рис. 7.8.1.4. Интерпретация цикла КВД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). L – интервал билинейного течения флюида в пласте. Ro – начало формирования радиального течения в пласте. Модель трещины ограниченной проводимости: проницаемость пласта 5.5 мД, полудлина трещины 82 м, $F_{cd} = 2.5$, скин-фактор поверхности трещины 0.30, коэффициент послепритока $0.9 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

Рис. 7.8.1.5 интересен тем, что это результат исследования горизонтальной скважины. Специфика этого результата в том, что вследствие высокой сжимаемости флюида в призабойной зоне наблюдается очень быстрая релаксация давления и удается наблюдать псевдорadiaльный режим. С другой стороны, аномально высокий послеприток, обусловленный высокой сжимаемостью заполнителя ствола, нивелирует все более ранние типичные для горизонтального ствола режимы (в том числе – линейный). Поэтому вид диагностического графика в двойном логарифмическом масштабе ничем не отличается от типичного для вертикального ствола.

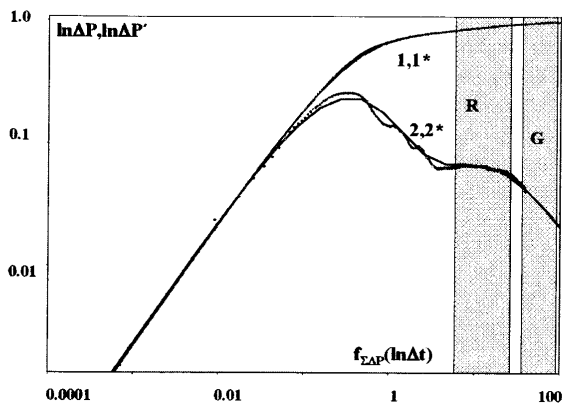


Рис. 7.8.1.5. Интерпретация цикла КВД в «LOG-LOG» масштабе. 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1',2' – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорadiaльного течения флюида в пласте. G – влияние границы постоянного давления. Модель горизонтальной скважины в пласте с одиночной вертикальной границей постоянного давления: горизонтальная проницаемость пласта 8 мД, вертикальная проницаемость 0.1 мД, интегральный скин-фактор +3, работающая длина горизонтального ствола 174 м, расстояние до границы 133 м, коэффициент послепритока 3.9 м³/МПа.

Обратим внимание на еще одну особенность данного графика – аномальное падение темпа изменения давления на заключительной стадии исследования. Этот эффект характерен для границы постоянного давления и чаще всего связан с влиянием соседней работающей скважины. В данном случае наиболее вероятно другая причина этого эффекта – фазовые переходы в удаленной зоне пласта.

На возможность такого объяснения указывает еще одна иллюстрация (рис. 7.8.1.6). Это обычная вертикальная скважина. Продолжительность и радиус ее исследования не столь велики, чтобы влияние соседней скважины стало заметным. Тем не менее аномальное снижение темпа на заключительной стадии исследования выражено очень явно.

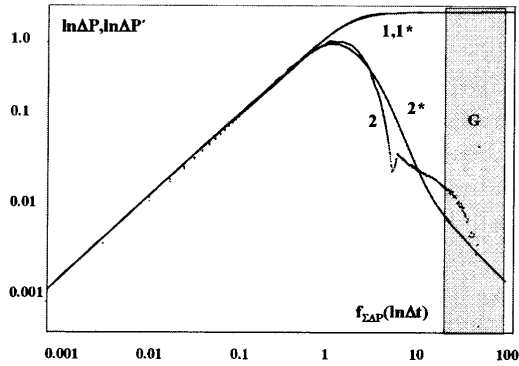


Рис. 7.8.1.6. Интерпретация цикла КВД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). G – интервал влияния границы постоянного давления. Модель однородного неограниченного пласта с одиночной вертикальной границей постоянного давления: проницаемость пласта 7 мД, скин-фактор +15, расстояние до границы 35 м, модель послепритока «Fair», коэффициент послепритока $1.3 \text{ м}^3/\text{МПа}$; $C\phi = -2.3 \text{ МПа}$, $\tau = 0.65 \text{ час}$.

7.8.2. Газонефтяная смесь при снижении давления ниже давления насыщения

В данном разделе мы рассмотрим ситуации разгазирования нефти при более высокой доле тяжелых углеводородов. В этом случае контраст подвижностей жидкой и газовой фазы гораздо сильнее, чем в предыдущем случае. Поэтому существенное снижение давления в пласте может привести к более серьезным последствиям.

На рис.7.8.2.1 представлены результаты исследования нефтяной скважины методом ИД-КВД. Причем перед остановкой скважины давление на забое было снижено до 21 МПа, что почти на 2 МПа ниже давления насыщения пластовой нефти (23.5 МПа).

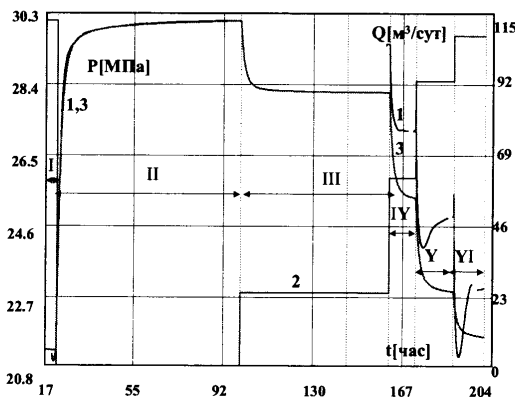


Рис. 7.8.2.1. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей газонефтяной смеси скважине. I, III, IV, Y, YI – циклы КСД, II – цикл КВД, 1 – измеренное давление P; 2 – расход Q; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (II).

По КВД четко фиксируется радиальный режим течения. Скин-фактор высокий – около 10. На основе интерпретации КВД (рис.7.8.2.2) была рассчитана прогнозная кривая давления для циклов с меньшим дебитом, которая затем была сопоставлена с результатами измерения давления в скважине.

Из обзорного графика исследования (рис. 7.8.2.1.) видно, что при меньших депрессиях интегральный скин-фактор уменьшается. Очевидно, существенную его долю в данном случае составляет дополнительное фильтрационное сопротивление в прискважинной зоне, обусловленное присутствием в потоке нефти дополнительной (газовой) фазы.

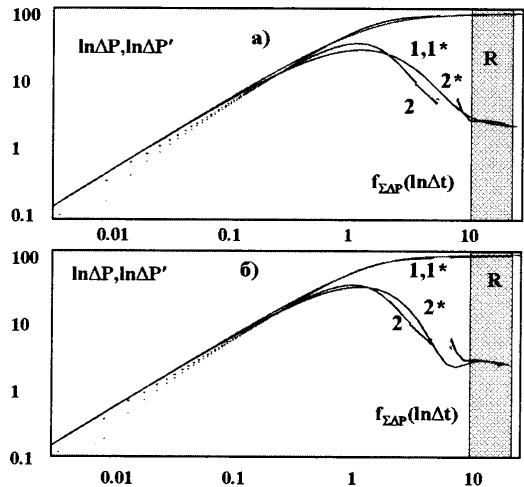


Рис. 7.8.2.2. Интерпретация цикла КВД в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал псевдорадиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта, проницаемость пласта 26 мД, скин-фактор +9. а) постоянный коэффициент послепритока 2 м³/МПа; б) модель послепритока «Fair», коэффициент послепритока 8.9 м³/МПа, $\tau=1.76$ час, $\varphi=3.01$ МПа.

Этот вывод подтверждается формой индикаторной диаграммы (рис. 7.8.2.3). Она имеет характерную выпуклую форму. При давлении выше давления насыщения связь дебита и депрессии практически линейна. Если давление ниже – дальнейший рост депрессии приводит к аномальному уменьшению продуктивности, рассчитанной на основе дебита жидкой фазы.

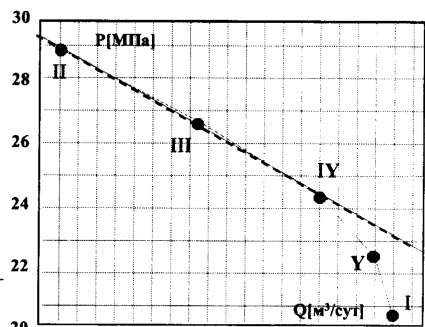


Рис. 7.8.2.3. Результаты интерпретации методом ИД (I, II, III, IV, V – точки, соответствующие циклам исследований (I–V) на рис. 7.8.2.1).

На рис. 7.8.2.4 приведены результаты аналогичного исследования, выполненного по технологии ИД-КСД. Скин-фактор, зафиксированный при интерпретации цикла КСД при работе скважины на штуцере 22 мм, существенно

больше, чем в предыдущем примере – около +26 (рис. 7.8.2.5). Сильнее и искажения индикаторной диаграммы. Они особенно наглядны, если сравнить результаты ГДИС для двух циклов смены штуцеров, от меньшего к большему, и от большего к меньшему (рис. 7.8.2.6). Обратимся сначала к зависимости дебита притока от размера штуцера (рис. 7.8.2.6.а). В первом цикле дебит сначала монотонно возрастает по мере увеличения диаметра штуцера (режимы 1–4). При больших штуцерах (режим 5 и 6) наблюдается не классическое замедление темпа роста дебита. Уменьшение фазовой проницаемости за счет многофазного притока столь значительно, что дебит начинает убывать. Причем возникшее при этом повреждение призабойной зоны оказывается необратимым. При последующем уменьшении диаметра скважины дебит остается столь же низким. Таким образом, на индикаторной диаграмме наблюдается своеобразный гистерезис. Забойное давление на заключительной станции первого цикла исследований и в течение всего второго цикла меняется очень незначительно (рис. 7.8.2.6.б).

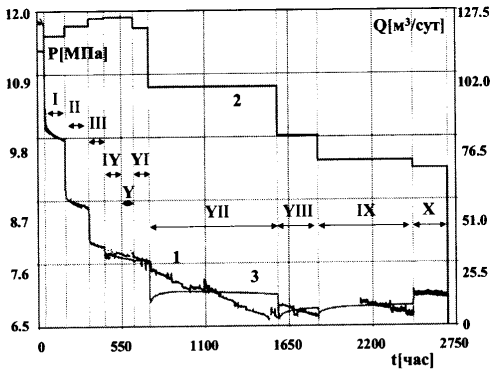
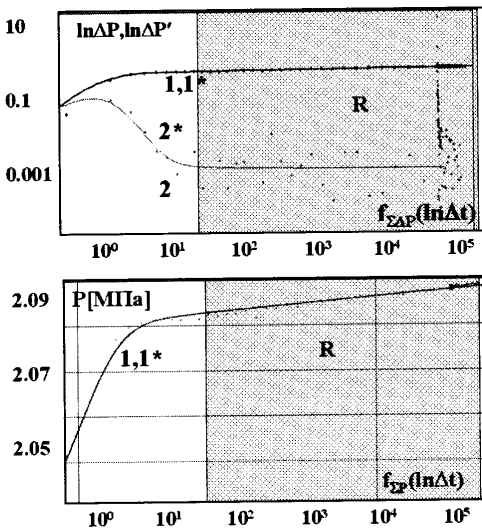


Рис. 7.8.2.4. ГДИС по технологии ИД-КСД в фонтанирующей газонефтяной смеси скважине. I–XI – циклы КСД, 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (I) с учетом меняющегося в циклах II–X скин-фактора.



а)

б)

Рис. 7.8.2.5. Интерпретация цикла КСД (цикл II на рис. 7.8.2.4). а) – в «LOG-LOG» масштабе, б) – в обобщенном логарифмическом масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального течения флюида в пласте. Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 14 мД, скин-фактор +26, коэффициент послепритока $0.4 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

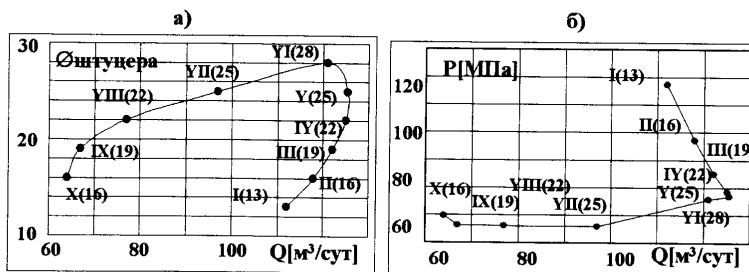


Рис. 7.8.2.6. Индикаторная диаграмма, построенная по результатам исследования ИД–КСД (рис. 7.8.2.4). а) зависимость среднего дебита в цикле от диаметра штуцера, б) зависимость давления в конце цикла от дебита. Шифр точки – номер цикла/диаметр штуцера.

Данный пример ярко демонстрирует, что эксплуатация скважины при высокой депрессии не всегда приводит к увеличению добычи. В неблагоприятных условиях это может вызвать необратимое ухудшение фильтрационных характеристик коллектора.

7.8.3. Водонефтяная смесь

Среди уже рассмотренных сочетаний пластовых флюидов вода и нефть наиболее близки друг к другу по реологическим характеристикам. Пласт, работающий водонефтяной смесью, может с большей долей обоснованности описываться как однородная среда с некоторыми интегральными фильтрационными свойствами. А для расчета на их основе фазовых фильтрационных параметров могут более уверенно применяться известные приближенные методы в соответствии предварительной оценкой интегральной подвижности (см. п. 5.3.8).

На рис. 7.8.3.1 представлено исследование в процессе вывода на режим скважины механизированного фонда. Исследование выполнено путем регистрации непрерывной кривой изменения давления на забое манометром, помещенным под приемом насоса. В скважине были выполнены два цикла освоения (КСД), разделенного кратковременным периодом восстановления динамического уровня. Скважина работает водонефтяной смесью. Обводненность нестабильна и в среднем составляет 50%.

Результаты ГДИС не имеют существенных аномалий, связанных с многокомпонентным притоком. По логарифмической производной (рис. 7.8.3.2) уверенно диагностируется трещина ограниченной проводимости. Трещина является следствием проведенного в скважине гидроразрыва. Фазовые проницаемости по воде и по нефти оценены методом Перина.

На рис. 7.8.3.3 представлены результаты исследования обводненной нефтяной скважины по технологии ИД–КВД. В скважине были проведены два цикла КВД. Забойное давление не снижалось ниже давления насыщения, и флюид находился преимущественно в однофазном состоянии. По результатам обоих цик-

лов однозначно идентифицируется однородный изотропный пласт (рис.7.8.3.4). Как и в уже рассмотренных случаях многокомпонентный приток сопровождается повышением скин-фактора. На то, что на величину интегрального скин-фактора существенно сказывается многокомпонентная фильтрация, указывает его связь с обводненностью продукции. В первом цикле КВД, при обводненности 20% скин-фактор составляет +0.8, в заключительном цикле, при увеличении обводненности до 30% скин-фактор возрастает до +2.3. Изменение скин-фактора более наглядно проявляется при сопоставлении результатов ГДИС в циклах КВД в обобщенном логарифмическом масштабе (рис. 7.8.3.5).

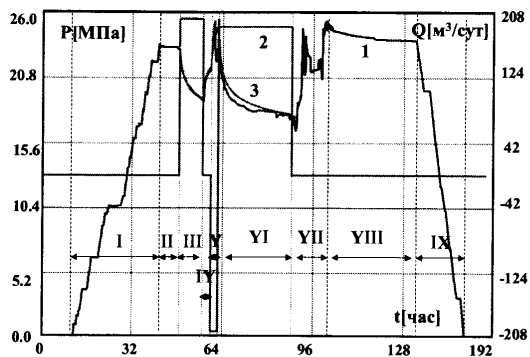


Рис. 7.8.3.1. ГДИС по технологии ИД-КСД в фонтанирующей водонефтяной смеси скважине. I – спуск прибора, II – подготовительные работы, III – пуск скважины, IV – кратковременная остановка, V – промывка скважины, сопровождаемая поглощением, VI – пуск скважины, VII – промывка скважины, VIII – простой скважины, IX – подъем оборудования; 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (III).

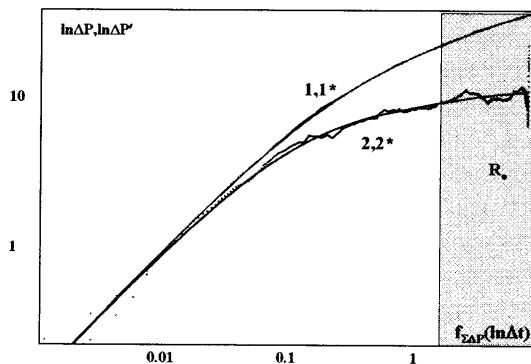


Рис. 7.8.3.2. Интерпретация цикла КСД (цикл III на рис. 7.8.3.1) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые – результат совмещения. R_0 – начало формирования радиального течения в пласте. Модель трещины ограниченной проводимости: фазовая проницаемость пласта по нефти – 10 мД, по воде – 3 мД (модель Перрина), полудлина трещины 52 м, $Fcd=2.6$, скин-фактор поверхности трещины 0, коэффициент послепритока $1.4 \text{ м}^3/\text{МПа}$.

Рис. 7.8.3.3. ГДИС по технологии ИД-КВД в фонтанирующей газодонефтяной смеси скважине. I, III, IV, V – циклы КСД, II, VI – циклы КВД, 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (VI).

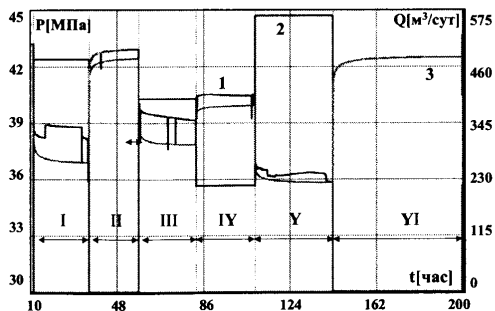


Рис. 7.8.3.4. Интерпретация циклов КВД – II (а) и VI (б) на рис. 7.8.3.1 в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал близкого к радиальному режиму течения флюида в пласте, осложненного границами пласта (пласт в форме вытянутой линзы). Модель однородного ограниченного пласта: проницаемость пласта 200 мД, скин-фактор меняется от -0.7 (а) до $+2.3$ (б), коэффициент прослепитока $0.01-0.02$ м³/МПа, длина линзы – 2000 м, ширина – 200 м.

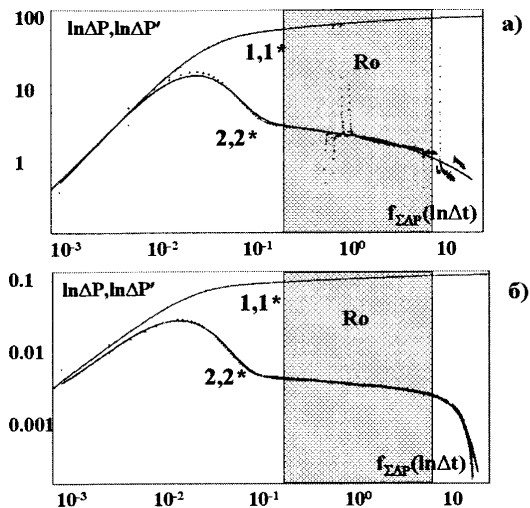
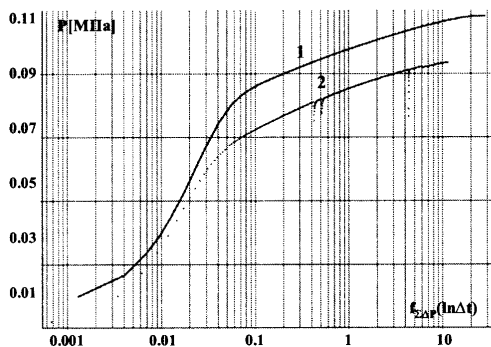


Рис. 7.8.3.5. Интерпретация циклов КВД в обобщенном логарифмическом масштабе. Кривые 1, 2 соответствуют циклам II и VI на рис. 7.8.3.4.



Нельзя не обратить внимания на еще одну особенность рассматриваемых материалов. Результаты циклических КВД свидетельствуют, что со временем падает пластовое давление. Это позволяет предположить ограниченность исследуемого объекта по простиранию или, как минимум, затруднение гидродинамической связи исследуемой зоны пласта с соседними блоками коллектора. Этот вывод подтверждается результатами интерпретации КВД. По результатам исследования обеих циклов по характерному поведению логарифмической производной диагностируются ограниченные размеры пласта.

7.9. Особенности исследования скважин при межпластовых перетоках

В разд. 4.7 были рассмотрены основные закономерности формирования поля давления в интервалах межпластовых перетоков. Рассмотрим несколько характерных примеров влияния межпластовых перетоков на результаты ГДИС. Во всех представленных выше примерах связь между пластами по каналу перетока подтверждена результатами промыслово-геофизических исследований.

На рис. 7.9.0.1 представлены результаты для случая совместной работы перфорированного и неперфорированного пластов по негерметичному заколонному пространству. На производной (рис. 7.9.0.2) отмечается специфичный «провал» в сочетании с ее нестабильностью. Формально определенная проницаемость в предположении, что работает только вскрытая перфорацией часть пласта, неправдоподобно велика для данных отложений – порядка 30 мД. При учете дополнительной работающей мощности, определенной по данным промыслово-геофизических исследований, средневзвешенная проницаемость системы более реальна (3.8 мД). Наиболее вероятной причиной аномально большой величины скин-фактора (+21) в данном случае является дополнительное фильтрационное сопротивление, связанное с заколонным движением флюида из нижележащего более мощного пласта.

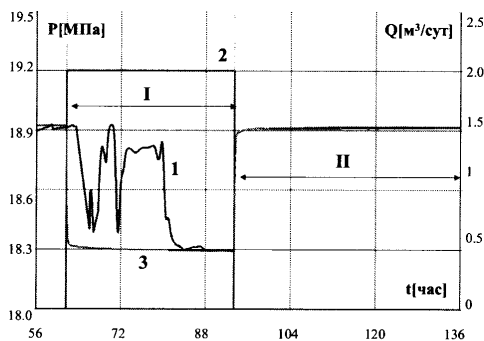


Рис. 7.9.0.1. ГДИС в добывающей скважине. I – циклы работы, II – цикл остановки скважины. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе фильтрационных параметров, оцененных в цикле II.

В большинстве случаев надежность заключения о наличии заколонного перетока по результатам одноциклических гидродинамических исследований, подобных рассмотренному выше, невысока. Проблема заключается в сложности однозначного толкования результатов. Достоверность интерпретации можно повысить целенаправленным воздействием на исследуемый пласт для усиления информативных эффектов и подавления помех. Примером реализации данной идеи является выявление перетоков в нагнетательной скважине. Применительно к этому случаю авторы предлагают использовать дополнительные информативные возможности ГДИС, которые предоставляет возникающая при нагнетании воды нестабильная динамическая трещина. Трещина меняет свои размеры в зависимости от режима работы скважины. На режимах интен-

сивного нагнетания влияние трещины сказывается в максимальной степени. В условиях статики трещина практически смыкается. Вследствие этого при изменении режима работы скважины меняется скин-фактор. При этом, если работающая мощность пласта стабильна, фильтрационные параметры пористой среды, определяемые в различных циклах ГДИС, остаются стабильными. Данный эффект был подробно рассмотрен в разд. 4.3.2.6 и 7.3.

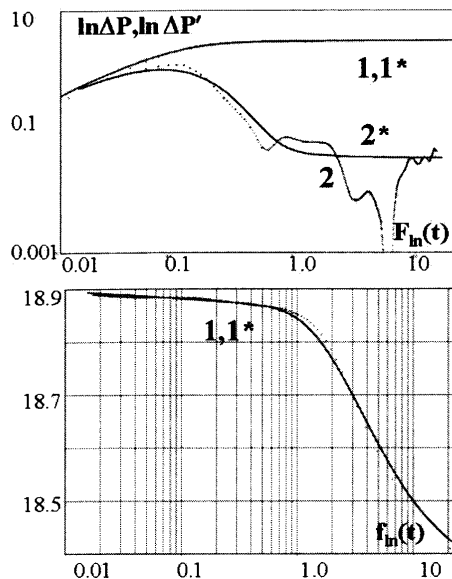


Рис. 7.9.0.2. Интерпретация цикла остановки скважины (цикл II на рис. 7.9.0.1). а) – в «LOG–LOG» масштабе, б) – в масштабе Хорнера. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта: проницаемость пласта 3.8 мД, скин-фактор +21.

Если трещина является каналом перетока, система пластов, исследуемая по ГДИС, реагирует на изменение режима работы скважины иначе. За счет смыкания и размыкания трещины в различных циклах работы скважины к перфорации подключаются различные работающие мощности. Поэтому пласт по результатам ГДИС в циклах работы с разными расходами и остановки скважины характеризуется различной гидропроводностью (см. разд. 4.7.4).

Этот эффект лежит в основе диагностики перетока. В принципе на гидропроводность могут также повлиять изменение насыщения пласта и состава пластового флюида (названные параметры определяют фазовую проницаемость и динамическую вязкость). Но для длительно и стабильно работающей нагнетательной скважины это не типично. Таким образом, получая на различных циклах работы скважины существенное различие в гидропроводности, о перетоке можно говорить достаточно уверенно.

Рассмотренная идея была проверена на многочисленных примерах реальных скважин, перетоки в которых были подтверждены результатами ПГИ.

На рис. 7.9.0.3 приведены результаты циклического исследования нагнетательной скважины. Сравним между собой результаты ГДИС в циклах нагнетания (III, Y на рис. 7.9.0.3) и остановки скважины (II, IV на рис. 7.9.0.3). Данные результаты иллюстрируются соответственно на рис. 7.9.0.4 и 7.9.0.5.

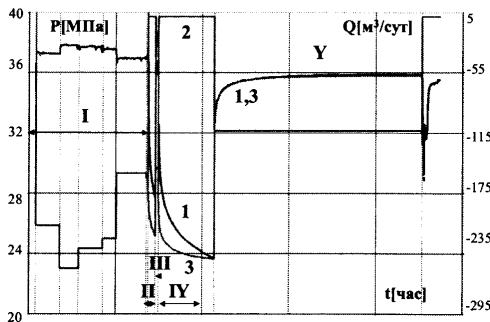


Рис. 7.9.0.3. ГДИС в нагнетательной скважине. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход, Q ; I, III – циклы нагнетания с технологическим расходом, V – цикл нагнетания с уменьшенным расходом, II, IV – циклы остановки скважины; 3 – давление, рассчитанное на основе фильтрационных параметров, оцененных в цикле V.

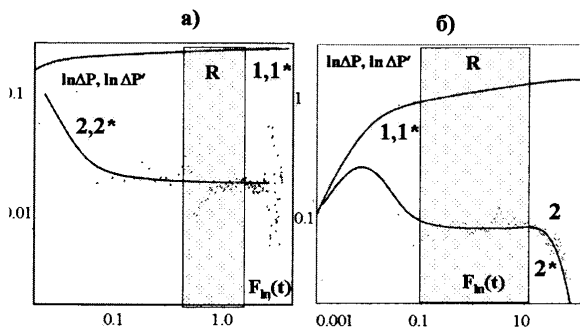


Рис. 7.9.0.4. Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе в циклах пуска скважины под нагнетание (модель неограниченной однородной среды). а) с технологическим расходом: гидропроводность пласта $27 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, интегральный скин-фактор $+3$, б) с уменьшенным расходом: гидропроводность пласта $14 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, интегральный скин-фактор $+3.7$. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), R – интервал псевдорadiaльного течения.

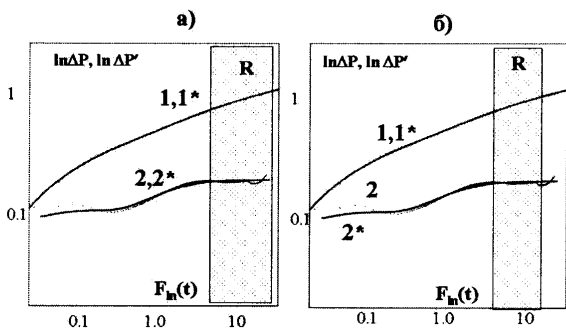


Рис. 7.9.0.5. Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе в циклах остановки скважины после закачки в технологическом режиме. а) Цикл кратковременной остановки (цикл II на рис. 7.9.0.3). Результаты интерпретации по модели трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: гидропроводность пласта $8 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, интегральный скин-фактор -4 . б) Цикл длительной остановки (цикл IV на рис. 7.9.0.3). Гидропроводность пласта $6.5 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа} \cdot \text{с}$, интегральный скин-фактор -4.1 . 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), R – интервал псевдорadiaльного течения.

Уменьшение влияния трещины за счет ее смыкания при снижении расхода нагнетания, как и в предыдущем примере, можно зафиксировать по изменению величины скин-фактора в сторону положительных значений. В циклах остановки скважины, следующих непосредственно за периодом технологического нагнетания (когда трещина была максимально раскрыта), скин-фактор

составляет около -4 . В цикле нагнетания с уменьшенным расходом скин-фактор имеет положительное значение. Интересно то, что он остается положительным и при нагнетании с технологическим расходом. Видимо, это связано с тем, что при нагнетании трещина раскрывается не сразу и не ощущается на начальном этапе создания репрессии на пласт, максимально ответственном за величину скин-фактора. Здесь можно провести аналогию с известным фактом, который широко используется в практике интерпретации ГДИС нагнетательных скважин: по начальному участку кривой давления в остановленной скважине мы уверенно диагностируем отрицательный скин-фактор, хотя трещина начинает смыкаться.

Итак, возникновение трещины разрыва, вероятно, происходит спустя некоторое время после пуска нагнетательной скважины в работу после остановки и зафиксировать этот момент нам не удастся. Тем не менее о факте ее возникновения свидетельствует динамика изменения скин-фактора.

Отметим еще одну особенность результатов интерпретации данного исследования. Цикл отбора характеризуется аномально высокой гидропроводностью ($27 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа·с). Это является следствием того, что помимо перфорированного пласта к работе скважины подключены соседние неперфорированные интервалы за счет возникающего межпластового перетока. Причем в зависимости от величины дебита нагнетания может изменяться и величина дополнительной работающей мощности пласта (за счет изменения размеров трещины разрыва). Что мы и наблюдаем, сравнивая рис. 7.9.0.4.а и рис. 7.9.0.4.б: при уменьшении интенсивности нагнетания примерно в два раза пропорционально уменьшается определенное по ГДИС значение гидропроводности.

Основной фактор, указывающий на возникновение перетоков в заколонном пространстве – изменение эффективной гидропроводности работающей системы, можно выявить при сопоставлении результатов интерпретации (как различных по характеру циклов, так и однотипных). В следующем примере (рис.7.9.0.6) было зафиксировано падение давления (циклы II и YI), которым предшествовал дебит нагнетания, различающийся приблизительно в три раза.

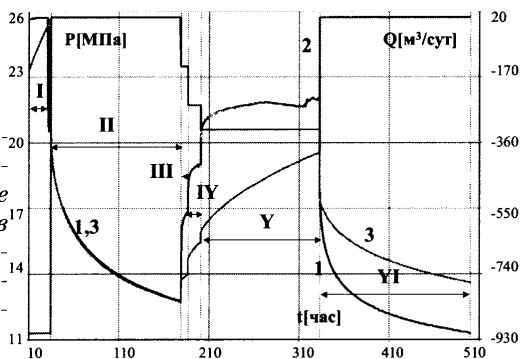


Рис. 7.9.0.6. ГДИС в нагнетательной скважине. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход, Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе фильтрационных параметров, оцененных в цикле II. I – цикл нагнетания с технологическим расходом, III, IV, Y – циклы нагнетания с уменьшенным расходом, II и YI – циклы остановки скважины.

При количественной интерпретации этих результатов (рис. 7.9.0.7.а,б) были получены различные значения эффективной гидропроводности работающей системы пластов и скин-фактора.

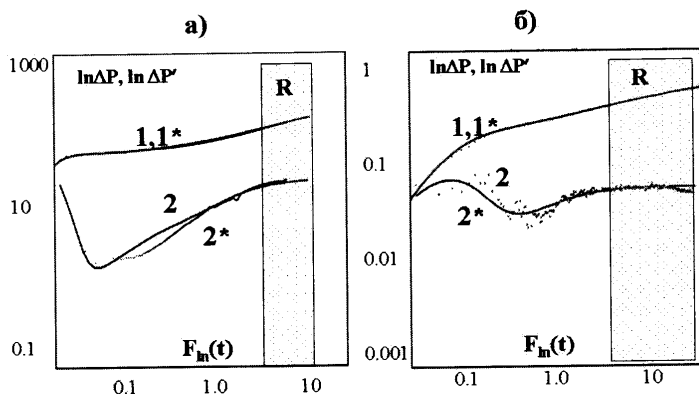


Рис. 7.9.0.7. Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе в циклах остановки скважины после закачки в технологическом режиме (а) и режиме уменьшенного отбора (б). Модель трещины неограниченной проводимости: а) цикл II на рис. 7.9.0.6 гидропроводность пласта $37.4 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$, интегральный скин-фактор -5.8 ; б) цикл III на рис. 7.9.0.6, гидропроводность пласта $20.4 \cdot 10^{-5} \text{ мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$, интегральный скин-фактор -4.0 . 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), R – интервал псевдорadiaльного течения.

В цикле II после интенсивного нагнетания (с расходом порядка $900 \text{ м}^3/\text{сут}$) система пластов характеризуется большей величиной эффективной гидропроводности и меньшим скин-фактором по сравнению с параметрами, полученными после того, как дебит нагнетания был снижен в три раза.

Рис. 7.9.0.8 наглядно иллюстрирует изменение свойств системы при изменении дебита предшествующей работы – на нем представлены результаты исследований на двух циклах II и IV в едином логарифмическом масштабе.

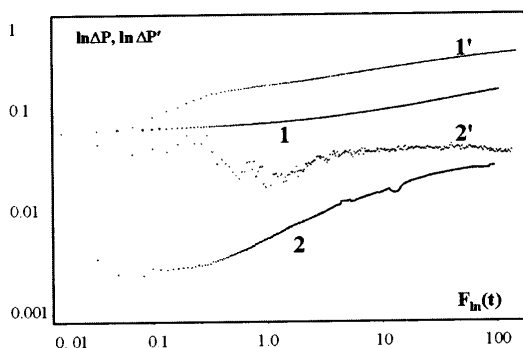
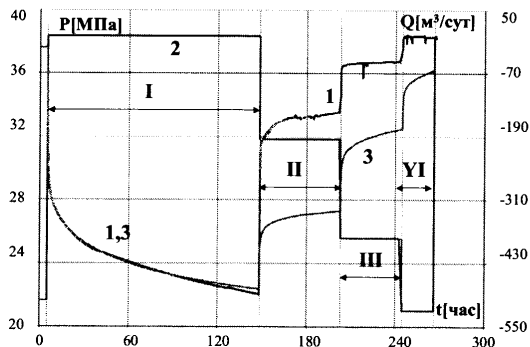


Рис. 7.9.0.8. Составление результатов ГДИС в двойном логарифмическом для циклов остановки скважины после закачки с технологическим (цикл II на рис. 7.9.0.6) и уменьшенным (цикл IV на рис. 7.9.0.6) расходом. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной для цикла II, 1', 2' – для цикла IV.

В некоторых случаях различие между величинами эффективной гидропроводности может достигать нескольких порядков. Это обусловлено контрастом свойств работающих пластов. Рассмотрим такую ситуацию на примере скважины, которая была исследована по технологии, представленной на рис. 7.9.0.9.

Рис. 7.9.0.9. ГДИС в нагнетательной скважине. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход, Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе фильтрационных параметров, оцененных в цикле I. I – цикл остановки скважины после нагнетания с технологическим расходом; II, III, IV – циклы нагнетания с уменьшенным расходом.



Так, при обработке данных, полученных в цикле остановки скважины после работы на технологическом режиме (цикл I на рис. 7.9.0.9) и в цикле последующего пуска скважины (цикл II на рис. 7.9.0.9), были получены значения эффективной гидропроводности – соответственно: $22.4 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа·с и $233 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа·с (рис. 7.9.0.10). Величина скин-фактора изменяется от -4.4 для цикла остановки (при максимальном влиянии нестабильной трещины) до $+3.4$ для цикла пуска скважины (при смыкании трещины). Изменение гидропроводности настолько существенно, что даже нестабильное поведение логарифмической производной (рис. 7.9.0.10.а) на заключительной стадии цикла исследования (вероятно, вследствие интерференции скважин) не препятствует диагностике перетока.

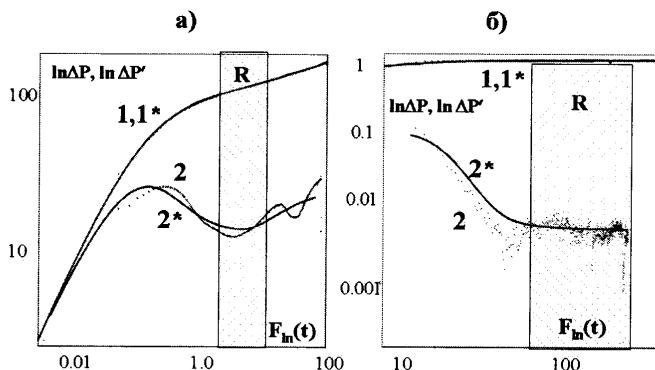


Рис. 7.9.0.10. Интерпретация ГДИС в двойном логарифмическом масштабе в циклах остановки скважины после закачки в технологическом режиме (а) и режиме уменьшенного отбора (б). а) цикл I на рис. 7.9.0.9, гидропроводность пласта $22.4 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа·с, интегральный скин-фактор -4.4 ; б) цикл II на рис. 7.9.0.9, гидропроводность пласта $233 \cdot 10^{-5}$ мкм²/МПа·с, интегральный скин-фактор $+3.4$. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения), R – интервал псевдо радиального течения.

Наглядно увидеть изменение свойств и модели строения системы «скважина–пласт» в разных циклах работы скважины можно на совмещенном графике в «LOG-LOG» масштабе для циклов остановки и пуска скважины (рис. 7.9.0.11).

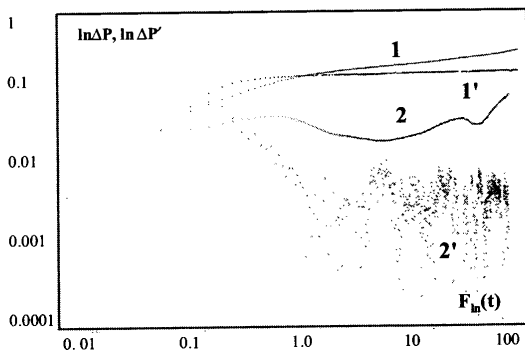


Рис. 7.9.0.11. Составление результатов ГДИС в двойном логарифмическом для циклов остановки скважины после закачки с технологическим расходом (цикл I на рис.7.9.0.9) и цикла нагнетания в уменьшенном масштабе (цикл II на рис. 7.9.0.9) расходом. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной для цикла I; 1', 2' – для цикла II.

7.10. Исследования скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов

В разд. 4.0.4 были рассмотрены закономерности поведения давления при совместной работе нескольких пропластков с различными фильтрационными свойствами. Главный практический вывод, следующий из этих материалов, заключается в том, что в широком диапазоне условий исследования многослойный пласт ведет себя как единый однородный объект с осредненными свойствами. Если пренебречь возможными изменениями по глубине совершенства вскрытия пласта, то полученную в результате интерпретации ГДИС интегральную проницаемость пласта можно распределить по слоям на основе соотношения (4.4.3.2). Из данного соотношения следует, что распределение проницаемости по глубине соответствует профилю удельного дебита по толщине пласта. Но такая оценка весьма приближенна, поскольку основана на том, что все совместно работающие пласты характеризуются идентичными условиями вскрытия.

Но все же для достоверной оценки профиля проницаемости сложных объектов необходимо исследовать их посылно, временно изолируя совместно работающие пропластки друг от друга. В практике ГДИС накоплен достаточно большой опыт подобных работ, некоторые из подробных примеров были уже рассмотрены выше. Широкий спектр таких возможностей предоставляют исследователю испытания пласта.

Прежде всего следует упомянуть испытатели пластов на кабеле (ИПК). Поинтервальные испытания с высокой дискретностью – основное функциональное предназначение этих приборов. Существенный недостаток данной технологии – малая глубинность исследований. Данный недостаток в меньшей степени присущ испытателям на трубах (ИПТ). Но здесь для отдельного испытания пластов необходимо либо использование специализированного оборудования (например, двухпакерных испытателей), либо более сложных, более затратных технологий (исследований при последовательном вскрытии отдельных объектов и пр.).

Еще одна возможность раздельного изучения совместно вскрытых пластов – ГДИС в процессе перфорации. Несколько характерных примеров подобных работ было приведено в разд. 7.6.1.

Ниже рассмотрены возможности раздельного изучения совместно работающих пластов в эксплуатационных скважинах. В этих условиях качественные исследования могут быть выполнены при соответствующем оборудовании забоя скважины.

7.10.1. ГДИС при одновременно-раздельной эксплуатации пластов

Система одновременно-раздельной эксплуатации пластов была подробно описана в разд. 1.5.3.3. Преимущество данной системы состоит в том, что она позволяет раздельно, исключая всякое взаимовлияние, исследовать совместно эксплуатируемые интервалы. Методика интерпретации полученных данных не отличается от общепринятой. На рис. 7.10.1.1 приведено исследование, выполненное в нагнетательной скважине с использованием данного оборудования. Целью измерений являлась оценка параметров текущего режима эксплуатации скважины. Количественная оценка параметров пласта не проводилась.

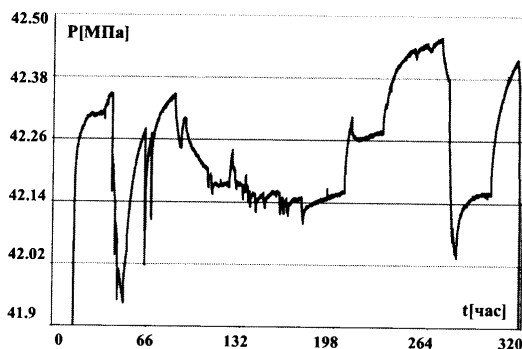


Рис. 7.10.1.1. Результаты регистрации текущего забойного давления в нагнетательной скважине, оборудованной системой одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

7.10.2. ГДИС при использовании стационарных информационно-измерительных систем на якорях

В данном разделе рассмотрены примеры практического использования *глубинных мобильных систем непрерывного мониторинга* продуктивности с помощью автономных комплексных приборов, размещаемых на якорях между совместно эксплуатируемыми пластами (см. разд. 1.5.3.3, рис. 1.5.3.3).

В скважине, эксплуатирующей три пласта Ia, Ib и II (находящихся соответственно на глубинах 2463–2469.6 м, 2475–2479 м и 2567–2574 м), были ус-

тановлены два комплекса измерительных приборов на отметках 2438 и 2540 м (рис. 7.10.2.1). Близко расположенные пласты Ia и Ib рассматривались как единый гидродинамический объект. Каждый стационарный измерительный комплекс включал: два манометра, два термометра и расходомер «Гранат». Резервные датчики использовались для полного исключения возможных сбоев регистрации. Датчики оценки состава в данном случае не применялись, плотность флюида между устройствами и ее изменения оценивались по градиенту фиксируемого на двух точках давления. Пласты Ib и II являются водоплавающими.

На рис. 7.10.2.2 представлены основные результаты измерений автономными стационарными датчиками, использованные для последующей интерпретации.

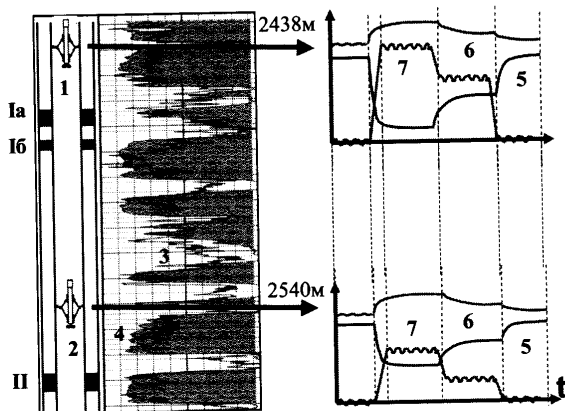


Рис. 7.10.2.1. Схема расположения измерительных комплексов глубинного мониторинга. 1, 2 — измерительные приборы, 3 — диаграмма гамма-каротажа (ГК), 4 — диаграмма электрической самопроизвольной поляризации (СП), 5, 6, 7 — основные регистрируемые параметры (температура, давление, расход), t — время, Ia, Ib, II — перфорированные пласты.

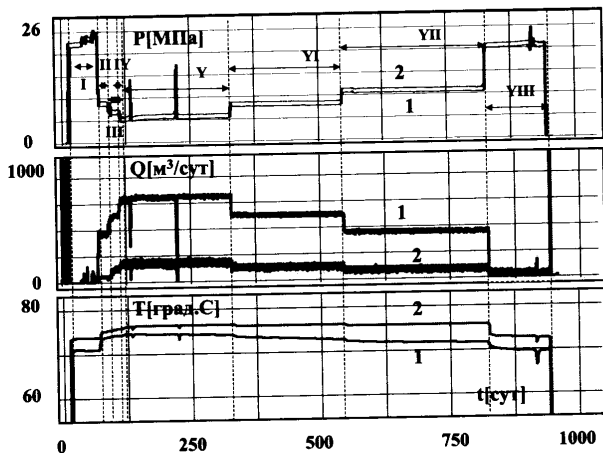


Рис. 7.10.2.2. Результаты измерений: а) давления (P), расхода (Q), температуры (T). 1, 2 — результаты измерения верхним (отм. 2438 м) и нижним (отм. 2540 м) датчиками. I — цикл простоя скважины в процессе технологических операций, II–VII — циклы работы скважины, отличающиеся дебитом, VIII — цикл КВД.

Характеризуя информативность полученных результатов, прежде всего нужно сказать, что было получено практически не искаженное подготовкой скважины к исследованиям соотношение расходов эксплуатируемых совместно пластов. В частности, установлено, что доля в общем дебите пластов, находящихся в кровле продуктивной толщи (I_a+I_b), составляет около 80%.

Зарегистрированные кривые (в первую очередь – расхода), на первый взгляд довольно шумные (благодаря визуальному эффекту за счет сжатия показаний во времени). Однако статистический анализ результатов с использованием гистограмм распределения измеряемых параметров на участках стабильной работы скважины показывает, что гистограммы имеют четкие максимумы. Это подтверждает правомерность осреднения перечисленных параметров на данных участках. Процедура и результат осреднения иллюстрируются рис. 7.10.2.3, данные их предварительной обработки представлены в табл. 7.10.2.1. Эти данные явились основой последующего анализа.

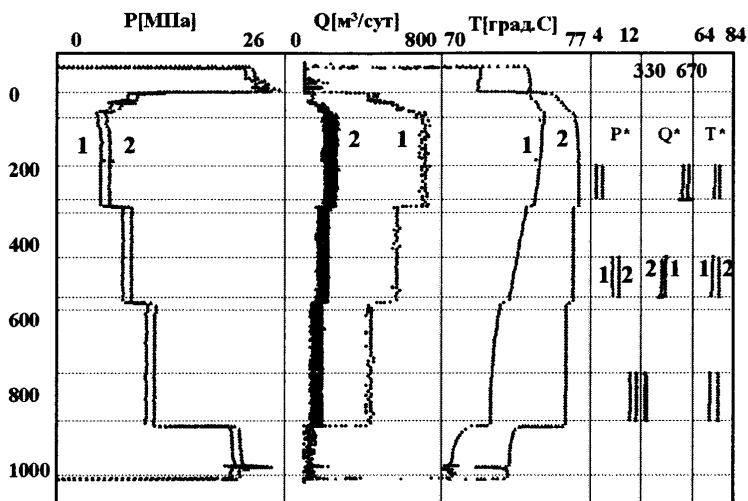


Рис. 7.10.2.3. Осреднение измеренных параметров на участках стабильной работы. P, Q, T – результаты измерения давления, расхода и температуры, P^*, Q^*, T^* – результаты осреднения перечисленных параметров. Ось ординат – шкала времени (час); 1, 2 – для глубин 2438 и 2540 м.

По результатам синхронных измерений давления на указанных в табл.7.10.2.1 глубинах была рассчитана кривая изменения во времени градиента давления, характеризующая изменения плотности и состава заполнителя ствола в интервале глубин 2438–2540 м. Результат расчета приведен на рис. 7.10.2.4.

Режим работы скважины	Показания датчиков			Рассчитанная температура			дебит пласта, по расходомеру «Гранат»
	температура	давление	расход	в кровле пласта	в подошве пласта	флюида из пласта	
	град.С	МПа	м ³ /сут	град.С	град.С	Град.С	м ³ /сут
	1	2	3	4	5	6	7
Верхний датчик – глубина 2438 м							
Технологический режим добычи	74.2	5.3	653	74.2	76.5	73.6	509.7
Средний расход	72.8	7.8	498	72.8	76.2	71.9	397.2
Уменьшенный расход	71.7	10.4	355	71.7	75.8	70.7	284.7
Нижний датчик – глубина 2540 м							
Технологический режим добычи	76.5	6.2	143.1	76.5	–	76.5	143.1
Средний расход	76.2	8.7	100.8	76.2	–	76.2	100.8
Уменьшенный расход	75.8	11.3	70.3	75.8	–	75.8	70.3

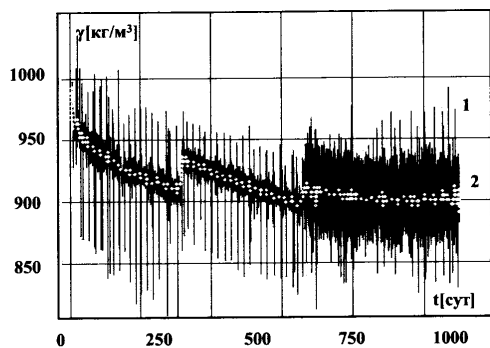


Рис. 7.10.2.4. Изменение во времени лотности заполнителя ствола. 1 – результат расчета, 2 – результат сглаживания.

Расчеты показывают, что со временем наблюдается закономерное снижение градиента давления. Этому есть несколько причин. Во-первых, с уменьшением дебита скважины снижается влияние гидравлических потерь. Во-вторых, в начале добычи со временем может происходить постепенный вынос воды из ствола. Однако колебания плотности невелики.

Названные факторы влияют совместно и их воздействие трудно разделить. Но неоспоримым является то, что определенная по градиенту давления плотность заполнителя ствола ($\approx 900 \text{ кг/м}^3$) меньше, чем должно было быть при обводненности скважины 80–90%.

Интервал оценки плотности в основном расположен ниже пластов Ia и Ib. Следовательно, на результат оценки плотности влияет флюид в основном

из нижележащего пласта II. Это позволяет заключить, что основной приток воды происходит в интервале верхних пластов Ia и Ib (либо вследствие их обводненности, либо вследствие наличия заколонного перетока). Данный вывод полностью согласуется с историей эксплуатации скважины. Резкое увеличение обводненности продукции было зафиксировано именно после подключения в разработку пласта Ib.

Максимальная плотность заполнителя ствола наблюдается при максимальной депрессии, что позволяет предположить для этих условий участие в работе дополнительных обводненных толщин. Данный вывод подтверждается фактами резкого роста обводненности продукции скважины при увеличении депрессии на пласты.

Таким образом, изменение режима работы скважины сопровождается локальным увеличением плотности смеси продукции (т.е. количества воды в стволе).

Результаты измерений были обработаны по методу индикаторных кривых вида «давление–расход» (P–Q) для совокупности верхних пластов (Ia и Ib) и нижнего пласта II (рис. 7.10.2.5). Формальная обработка полученных результатов позволяет оценить значения пластовых давлений. Для названных пластов они соответственно равны: 17.4 и 19.2 МПа. Оценки продуктивностей составили: 33.6 и 11.4 м³/сут·МПа).

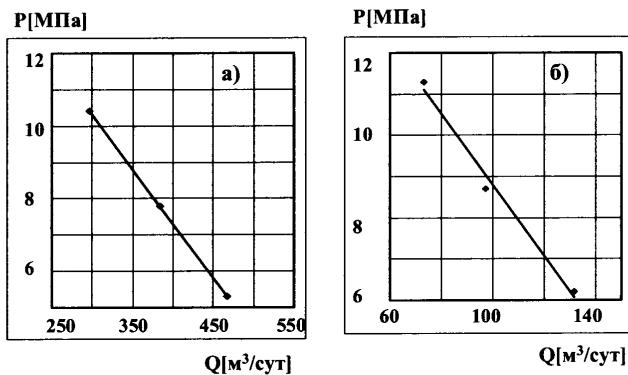


Рис. 7.10.2.5. Обработка результатов ГДИС для пластов I a+b (а) и II (б) методом ИД «давление–расход». а) пластовое давление 19.2 МПа, коэффициент продуктивности 33.6 м³/сут МПа, б) пластовое давление 17.4 МПа, коэффициент продуктивности 11.4 м³/сут МПа.

Полученные результаты не соответствуют восстановленному пластовому давлению, определенному по КВД (порядка 21 МПа). Наиболее вероятная причина этого в том, что индикаторная линия искривлена вследствие подключения при больших депрессиях дополнительных работающих толщин. Косвенным подтверждением этого факта является близкий к линейному вид индикаторной кривой для высокопродуктивного пласта (Ia+Ib) и характерный вогнутый вид индикаторной диаграммы для низкопродуктивного пласта II. Учитывая особенности поведения скважины при снижении депрессии можно

предположить, что начинают работать обводненные пропластки в интервале верхних пластов.

При использовании индикаторных диаграмм вида «давление–температура» (P–T) сравниваются средние давления на забое в интервале пласта и температуры поступающего из пласта флюида (рис. 7.10.2.6). Для самого нижнего пласта (II) температура выходящего флюида примерно соответствует измеренной. Для вышележащих пластов температура выходящего флюида (см. столбец 6, табл. 7.10.2.1) может быть рассчитана по уравнению калориметрического смешивания с использованием данных о дебитах пластов (столбец 7) и температур выше и ниже интервала смешивания (столбцы 4 и 5).

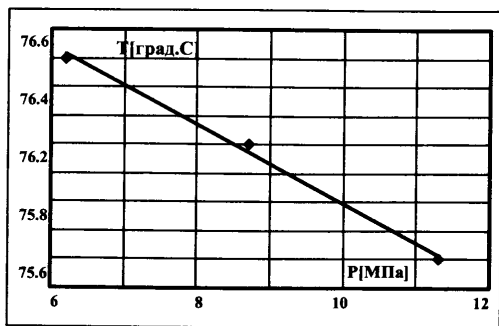


Рис. 7.10.2.6. Обработка результатов ГДИС для пласта Ia+б методом ИД давление–температура.

Тангенс угла наклона индикаторной кривой «давление–температура» для пласта II представляет собой так называемый «эффективный» коэффициент Джоуля–Томсона (дресселирования) — $\epsilon_{эфф}$. Значение этого параметра характерно для малодебитного притока водонефтяной смеси. Известны работы, где предлагалось воспользоваться величиной данного параметра для оценки обводненности продукции пласта. Но к таким оценкам следует относиться с большой осторожностью. Дело в том, что температура поступающего из пласта флюида определяется не только эффектом дресселирования, но и тепловыми потерями потока флюида вследствие теплообмена со скелетом коллектора и вмещающими породами. Поэтому абсолютная величина эффективного коэффициента дресселирования может существенно отличаться от истинного. Данный метод анализа интересен прежде всего возможностью отслеживать для подобных объектов динамику изменения обводненности пластов во времени по темпу изменения параметра $\epsilon_{эфф}$.

Для вышележащих пластов Ia+Ib подобная оценка невозможна, поскольку за время исследований тепловое поле не успевает перейти в квазистационарное состояние и температура существенно меняется в течение всего исследования.

Далее представлены результаты обработки кривых изменения давления на глубинах 2438 и 2540 м, выполненной с использованием информации об изменениях параметров давления и дебита за весь период эксплуатации. Как можно видеть из обзорных кривых (см. рис. 7.10.2.2), полное исследование включало несколько последовательно сменяемых друг друга циклов работы скважины (технологический режим отбора с максимальным дебитом, два цикла уменьшенного отбора и остановку скважины).

Прежде всего обратим внимание на цикл КВД (цикл УШ на рис.7.10.2.2). По результатам исследований в этом цикле была проведена попытка раздельного определения фильтрационных свойств и скин-фактора пластов I a+b и пласта II. Однако, как и следовало ожидать, неоднозначность интерпретации оказалась значительной. Удовлетворительное совмещение результатов измерений и расчетов можно получить при большом числе сочетаний проницаемости и скин-фактора исследуемых пластов. При отсутствии априорной информации это исключает интервальные оценки ФЕС пласта, поэтому авторы ограничились получением средних параметров (рис.7.10.2.7). Текущая фазовая проницаемость для флюида (при обводненности 90%) составила 74 мД, скин-фактор равен +45.

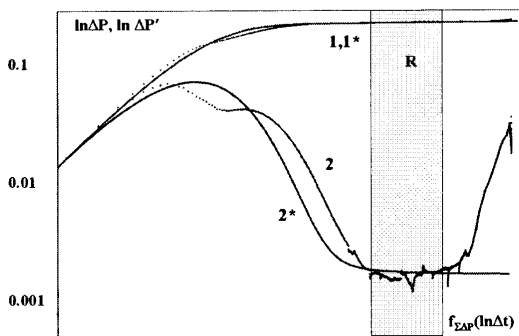


Рис. 7.10.2.7. Интерпретация цикла КВД(УШ на рис. 7.10.2. 2) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). R – интервал радиального режима течения. Результаты интерпретации по модели однородного неограниченного пласта: проницаемость пластов 85 мД, интегральный скин-фактор +53.

Отметим, что при любом сочетании параметров наблюдаются довольно высокие значения скин-факторов. Вероятно, это связано не столько с загрязнением призабойной зоны работающих пластов, сколько с подключением в работу дополнительных интервалов через негерметичность цементного камня, что подтверждается поведением индикаторных кривых. Еще одним подтверждением этого факта является то, что в начальный период восстановления (стабилизации) давления наблюдаются сферические потоки.

Не совсем ясна природа резкого роста давления в конце цикла КВД. Так, может сказываться влияние работы соседней нагнетательной скважины. Но в данном случае наиболее вероятна другая причина данной аномалии. Ускорение роста динамического уровня в затрубном пространстве и забойного давления связаны с усилением перетока жидкости из НКТ. Аргументом в пользу подобного объяснения аномального поведения давления является сопоставление поведения динамического уровня в затрубном пространстве и давлений на устье и на забое скважины (рис. 7.10.2.8). Началу периода аномального роста давления (цикл II на рис. 7.10.2.8) соответствует резкое увеличение темпа роста динамического уровня. Если принять во внимание, что с этого момента

уровень прирастает за счет притока жидкости не только из перфорированных пластов, но и из НКТ, подобное поведение давления вполне закономерно.

Аномальное поведение уровня отражается на значении плотности притекающего флюида. Данный параметр рассчитывается на основании данных о динамическом уровне и давлении на устье и забое скважины с помощью соотношения (5.3.2.2). В начале цикла КВД (интервал I) его среднее значение соответствует плотности заполнителя ствола (давление возрастает на 4.61 МПа, уровень – на 62 м, средняя плотность 768 кг/м³). Далее (интервал II на рис.7.10.2.8) уровень поднимается на 96 м, рост давления составляет всего 0.12 МПа. Значение плотности становятся неправдоподобно малыми (12.9 кг/м³). Далее (интервал III) рост уровня замедляется (41 м), а давления возрастает (1.14 МПа). Значения плотности растут, но остается аномально низким.

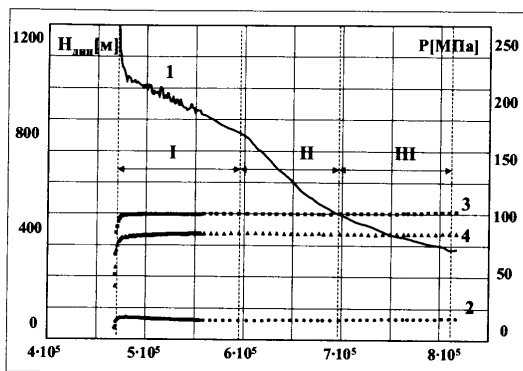


Рис. 7.10.2.8. Результаты синхронных замеров технологических параметров на устье и забое скважины. 1 – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве ($H_{дин}$), 2 – затрубное давление, 3 – забойное давление, 4 – разность затрубного и забойного давления. I, II, III – временные циклы (пояснения в тексте).

Отмечая высокую информативность описанных комплексных работ, нельзя не сказать, что произвести отдельную оценку фильтрационных параметров совместно эксплуатируемых пластов выполнить не удалось. В принципе такая оценка возможна на основе данных об интервальных дебитах. Но она будет корректной лишь в случае, если пласты характеризуются близкими скин-факторами, что, как правило, не соответствует реальности.

Индивидуальные оценки проницаемости следует выполнять в процессе последовательного опробования пластов – еще до начала их совместной разработки.

Следующий пример интересен тем, что иллюстрирует как раз такие исследования. Скважина вскрывает два продуктивных объекта: верхний (I), включающий три пропластка: Ia (2444–2476 м), Ib (2550–2571 м) и Ic (2590–2605 м), и нижний (II), также состоящий из двух слоев (2666–2678 м, 2682–2698 м). В каждом из названных объектов был выполнен гидроразрыв. Комплексные измерительные приборы были помещены в кровле названных

объектов на глубинах соответственно: 2526 и 2623 м. На рис.7.10.2.9 приведены результаты измерения давления, расхода и температуры для верхнего датчика.

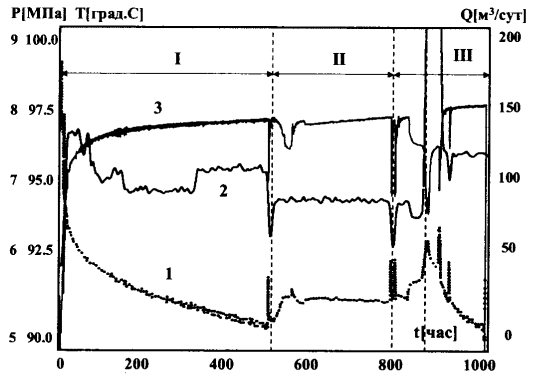


Рис. 7.10.2.9. Результаты измерений: давления P (1), расхода Q (2), температуры T (3) верхним (2526 м) датчиком. I – цикл пуска скважины на технологический режим отбора, II – цикл работы на режиме уменьшенного отбора, III – цикл нестабильной работы с последующим переходом на режим уменьшенного отбора.

Рассмотрим результаты ГДИС. На рис. 7.10.2.10 представлен обзор планшет исследования и совмещение модельных и фактических кривых давления. На рис. 7.10.2.11 – результаты оценки интегральных параметров исследуемых объектов.

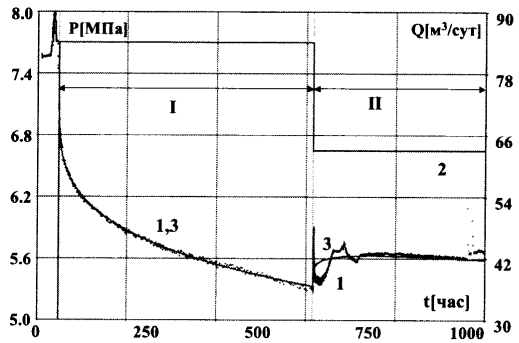
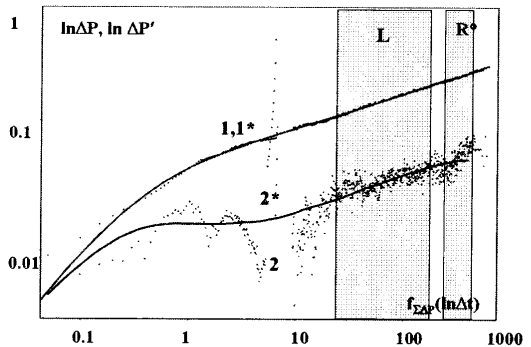


Рис. 7.10.2.10. ГДИС, выполненное с помощью системы глубинного мониторинга в насосной скважине. I – цикл запуска скважины на технологический режим (КСД), II – перевод скважины на режим уменьшенного отбора. 1 – измеренное давление P ; 2 – расход Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КСД (I).

Рис. 7.10.2.11. Интерпретация цикла КСД (цикл I на рис.7.10.2.10) в «LOG-LOG» масштабе, 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного пласта с трещиной неограниченной проводимости. L – интервал линейного течения флюида в пласте, R* – начало формирования псевдорadiaльного режима течения. Результаты интерпретации по модели трещины неограниченной проводимости в однородном неограниченном пласте: проницаемость пластов 7.3 мД, интегральный скин-фактор –4.



Эти данные позволяют не только судить о добычных возможностях всей исследуемой системы пластов. Кроме этого, в части пластов на этапе разведки было выполнено индивидуальное гидродинамическое исследование.

На рис. 7.10.2.12 – результаты исследования пласта Ia. Это качественное многоциклическое исследование, включающее закрытие скважины на забое. На «Log-Log» диаграмме (рис. 7.10.2.13) четко выражен радиальный режим течения.

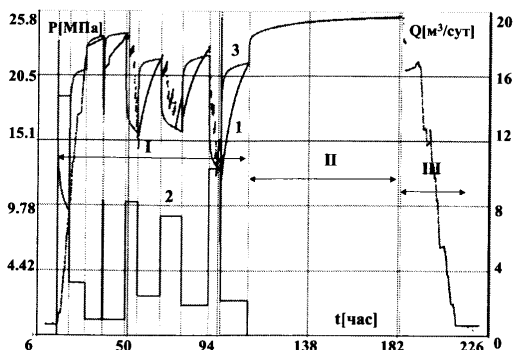


Рис. 7.10.2.12. Фоновые ГДИС при освоении скважины свабированием. I – периоды свабирования, разделенные кратковременными КВУ, II – КВД с закрытием скважины на забое, III – подъем оборудования; 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (II).

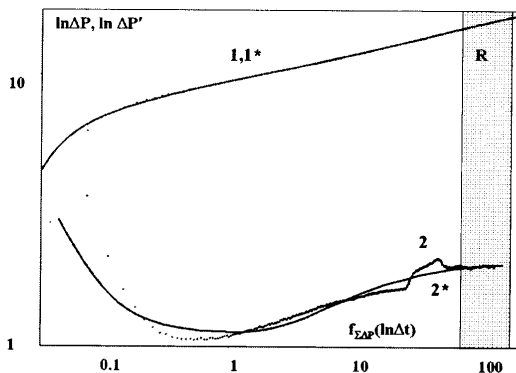


Рис. 7.10.2.13. Интерпретация цикла КВД (I на рис. 7.10.2.12) в «LOG-LOG» масштабе. 1, 2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*, 2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель неоднородного (двуслойного) неограниченного пласта цилиндрической границей раздела, R – интервал псевдорадialного режима течения, результаты интерпретации: проницаемость пласта 2.16 мД, интегральный скин-фактор +1.17, расстояние до границы 12 м, отношение проницаемостей слоев 0.55.

На рис. 7.10.2.14, 7.10.2.15 приведены аналогичные результаты по пласту Ib.

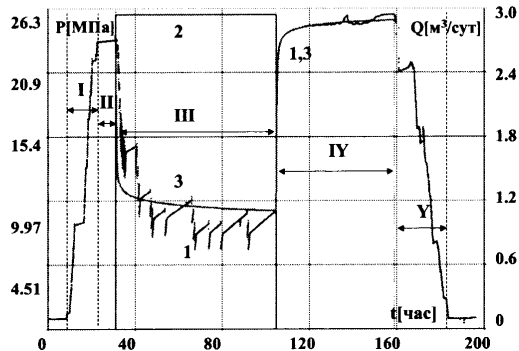


Рис. 7.10.2.14. Фоновые ГДИС при освоении скважины свабированием. I – спуск оборудования, II – подготовительный период, III – периоды свабирования, разделенные кратковременными КВУ, IV – КВД с закрытием скважины на забое, V – подъем оборудования; 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (IV).

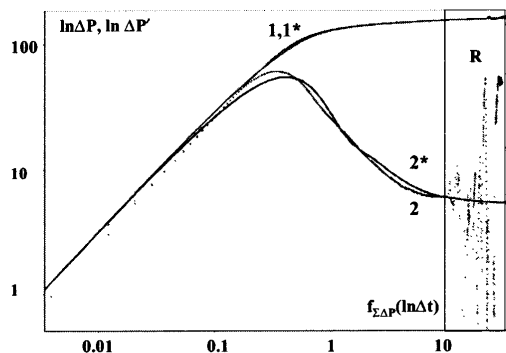
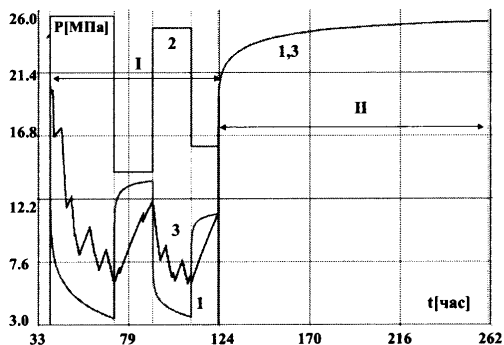


Рис. 7.10.2.15. Интерпретация цикла КВД (цикл IV на рис. 7.10.2.14) в «LOG-LOG» масштабе, 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*,2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель однородного неограниченного пласта. R – интервал радиального режима течения, результаты интерпретации: проницаемость пласта 5.16 мД, интегральный скин-фактор +9.5.

И, наконец, рис.7.10.2.16, рис.7.10.2.17 – результаты по пласту IV.

Рис. 7.10.2.16. Фоновые ГДИС при освоении скважины свабированием. I – периоды свабирования, разделенные кратковременными КВУ, II – КВД с закрытием скважины на забое. 1 – измеренное давление P ; 2 – средний расход в цикле вызова притока Q ; 3 – давление, рассчитанное на основе гидродинамических параметров пласта, оцененных в цикле КВД (II).



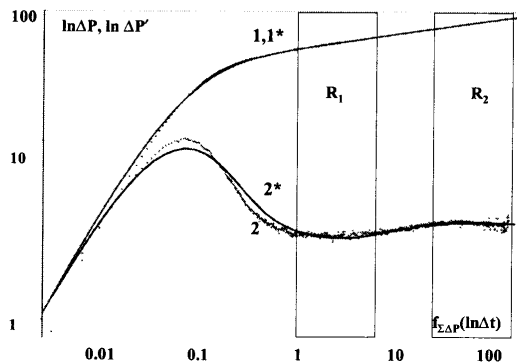


Рис. 7.10.2.17. Интерпретация цикла КВД (цикл II на рис. 7.10.2.16) в «LOG-LOG» масштабе, 1,2 – измеренные кривые давления и логарифмической производной; 1*,2* – рассчитанные кривые (результат совмещения). Модель неоднородного (двуслойного) неограниченного пласта цилиндрической границей раздела, R – интервал псевдораздельного режима течения. Результаты интерпретации: проницаемость пласта 1.7 мД, интегральный скин-фактор +2.5, расстояние до границы 10 м, соотношение проницаемостей слоев 0.8.

Представленные данные интересны прежде всего тем, что это полноценные высококачественные исследования с закрытием скважины на забое.

Важно также и то, что по исследуемым объектам известны текущие пластовые давления. На их основе с использованием данных об интервальных дебитах и давлениях на забое были оценены продуктивности совместно работающих пластов.

Названные результаты по всем объектам сведены в табл. 7.10.2.2.

Таблица 7.10.2.2

Пласт	Интервал [м]	Работающая мощность [м]	Проницаемость и скин-фактор по результатам раздельного испытания	Результаты совместного исследования		
				дебит [м ³ /сут]	проницаемость и скин-фактор	продуктивность [м ³ /сут МПа]
Ia	2444–2476	6.4	Проницаемость 1.7 мД*. Скин-фактор +2.5	8.4	Проницаемость 7.3 мД Скин-фактор – 4	2
Iб	2550–2571	3.0	Проницаемость 5.15 мД*. Скин-фактор +9.5	32		8.5
Iв	2590–2605	9.0	Проницаемость 2.16 мД. Скин-фактор +1.17			
IIa	2666–2678	19.8	Не испытывались	57	13	
IIб	2682–2698					

* средняя проницаемость комплекса 16+1в=(5.15*3.0+2.16*9.0)/(3.0+9.0)=2.9 мД

Воспользуемся данными из табл. 7.10.2.2 для оценки информативности индивидуальной оценки параметров пластов. Рассмотрим несколько методов определения параметров на основе различных срезов представленной в данной таблице информации.

Прежде всего проницаемость каждого из пластов может быть приближенно оценена по результатам исследования в процессе их совместной работы, если известны дебиты и работающие мощности. Оценка основана на предположении, что пластовые давления и скин-факторы пластов одинаковы. Тогда гидропроводность при совместном исследовании можно распределить по пластам пропорционально их дебитам. Если допустить, что флюид из всех пластов близок по составу, расчетное соотношение для оценки проницаемости каждого пласта определится формулой:

$$k_i h_i = k_{\Sigma} h_{\Sigma} \frac{Q_i}{Q_{\Sigma}} \quad \text{или}$$

$$k_i = \frac{k_{\Sigma} h_{\Sigma}}{h_i} \frac{Q_i}{Q_{\Sigma}} \quad (7.10.2.1)$$

Путем несложных расчетов получим оценку проницаемости пластов 1а:

$$k_{1a} = \frac{7.3 \cdot (6.4 + 3 + 9 + 19.8)}{6.4} \frac{8.4}{(8.4 + 32 + 57)} = \frac{7.3 \cdot 38.2 \cdot 8.4}{6.4 \cdot 97.4} = 3.8 \text{ [мД]}$$

Аналогичная оценка для пластов 1б+1в:

$$k_{1б+1в} = \frac{7.3 \cdot (6.4 + 3 + 9 + 19.8)}{(3 + 9)} \frac{32}{(8.4 + 32 + 57)} = \frac{7.3 \cdot 38.2 \cdot 32}{12 \cdot 97.4} = 7.6 \text{ [мД]}$$

Сравним результаты расчетов со значениями проницаемости по ГДИС из табл. 7.10.2.2 (1.7 и 2.9 мД). Порядок значений близок, значения различаются существенно. Это неудивительно, если принять во внимание приближения, при которых получено соотношение (7.10.2.1).

Для нижележащих пластов подобный анализ, к сожалению, невозможен, там фоновые ГДИС проведены не были.

ГЛАВА 8

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТИ И ГДИС

В данном разделе рассмотрены вопросы организации, планирования и практического использования результатов промыслово-технологических (ТИ) и гидродинамических (ГДИС) исследований скважин. Особое внимание уделено роли информации, получаемой с помощью ТИ и ГДИС в системе промыслово-геофизического контроля.

Планирование гидродинамических и промысловых исследований обычно непосредственно осуществляется и контролируется геологической службой добывающего предприятия с участием выполняющей его сервисной службы.

Данные работы включают работы по оперативному и системному планированию. Оперативное планирование предполагает организацию работ по конкретному объекту (скважине, пласту) с целью решения локальной геологотехнической задачи (оценка фильтрационных параметров пласта, состояния призабойной зоны и пр.). Системное планирование определяет необходимый охват и методологию работ для залежи в целом. В рамках этого этапа работы по ТИ-ГДИС должны быть увязаны с общей системой промыслово-геофизического контроля на месторождении.

8.1. Оперативное планирование исследований

Как следует из рассмотренных выше многочисленных материалов исследований скважин, гидродинамическое исследование, ставящее своей целью детальное изучение строения пласта, получение максимально полного набора его фильтрационных параметров и характеристик совершенства вскрытия, является высокотехнологичной и затратной операцией. В идеале необходимо до исследования знать все детали проведения работ и представлять, какие «подводные камни» могут встретиться при выполнении измерений в скважине и интерпретации полученных данных.

Конечно, исследователь никогда не будет иметь полного понимания того, что представляет собой выбранный для изучения объект. Собственно, для получения необходимых данных о скважине и пласте он и проводит эксперимент в скважине. И все же при организации работ он должен заранее представлять себе, решается ли стоящая перед ГДИС задача в условиях конкретных скважины и пласта и если да, какова должна быть подготовка скважины, какие средства и технологию измерений необходимо использовать [1–8 и др.]

В получении ответа на эти вопросы и состоит цель оперативного планирования. Основой для решения этой задачи являются известные к моменту исследования геолого-промысловые данные о скважине и пласте (литологическая характеристика пласта, результаты проведенных измерений технологических параметров на устье и забое скважины, способ эксплуатации скважины и пр.).

Таким образом, оперативное планирование включает работы по обоснованию оптимальной технологии проведения исследований (в том числе обоснование оптимальной длительности ГДИС). В рамках этого этапа обосновываются также оптимальные средства регистрации параметров и способ измерения.

8.1.1. Выбор технологии ГДИС-ТИ

Одним из основных критериев выбора оптимальной технологии и ГДИС-ТИ является решаемая задача. Можно выделить несколько групп задач, существенно отличающихся уровнем информативности. В первую группу входят задачи по изучению параметров режима работы скважины. Для их решения, как правило, достаточно оперативных промысловых технологических замеров забойного давления (например, результатов измерений стационарными датчиками либо дистанционными глубинными приборами на приеме насоса) и расхода. Дополнительное использование экспресс-технологий ГДИС (дискретных измерений на нескольких установившихся режимах закачки или отбора в стабильно работающих скважинах) или исследований по технологии КВУ позволяет оценить продуктивность пласта, а при благоприятных условиях и пластовое давление.

Следующая группа задач связана с оценкой фильтрационных параметров пласта. Стационарные методы в данном случае могут применяться очень ограниченно. С их помощью можно, например, приближенно оценить диапазон возможного изменения проницаемости пласта при наиболее вероятной для исследуемого пласта величине скин-фактора. Если же нужно достоверно оценить как фильтрационные свойства коллектора, так и совершенство вскрытия скважины, то необходимо привлечение нестационарных технологий (КВД, КСД и пр.) Причем, если требуется максимально исключить влияние помех (вследствие возможной зависимости скин-фактора от режима работы скважины и пр.), необходимо использовать циклические технологии (ИД-КВД, ИД-КСД). Один из наиболее ярких примеров высокой информативности подобных

исследований – выявление по результатам ГДИС межпластовых перетоков (см. разд. 7.9). И наконец, нельзя не упомянуть задач по уточнению геологического строения пласта (выявление гидродинамических границ, уточнение формы и размеров залежи). Здесь наиболее эффективны специализированные долговременные исследования, а в сложных случаях – синхронные исследования соседних скважин или специализированные межскважинные исследования (гидропрослушивание).

Не менее важны для выбора технологии ГДИС *условия проведения исследований*. Прежде всего очень важно, может ли исследуемая скважина работать стабильно. Если это так (скважина фонтанирует с высоким дебитом, работает в режиме нагнетания), то арсенал методов исследования достаточно обширен и можно добиться информативного результата ГДИС, не привлекая затратные способы вызова или стабилизации притока. В скважинах механизированного фонда со свободным динамическим уровнем возможны достаточно качественные исследования по технологии КСД. При нестабильном притоке в процессе освоения скважин для получения информативного результата необходимо применение специальных устройств, позволяющих минимизировать послеприток (обеспечить проведение исследований по технологии КВД при закрытии скважины на забое).

8.1.2. Обоснование необходимой длительности ГДИС

Длительность проведения измерений может быть ограничена технологией исследования. В частности, при использовании стандартного опробователя пластов на кабеле длительность (несколько минут) лимитирована временем заполнения камеры пробоотборника. Для опробователя пластов на трубах аналогичное ограничение связано со временем заполнения бурильных труб, а при опробовании в открытом стволе еще и опасностью разрушения стенок скважины. Для увеличения времени исследования необходимы более совершенные технологии (например, длительное свабирование скважины с последующим закрытием на забое).

Однако нельзя не учитывать не менее серьезные проблемы проведения ГДИС, связанные с условиями проведения исследований. Основным требованием, определяющим минимальное время ГДИС, является необходимость выхода за пределы диапазона времени влияния послепритока. Данный фактор диктует увеличение времени исследований. Но при этом возможны другие серьезные препятствия. Одно из очевидных связано с разрешающей способностью используемого датчика. Но это не главное. Современные цифровые приборы позволяют регистрировать давление с очень высокой разрешающей способностью. Основной помехой увеличения длительности являются особенности системы разработки, в первую очередь усиливающееся при длительном исследовании влияние соседних скважин.

В данных условиях высокий послеприток (например, при исследовании малопродуктивного пласта при свободном динамическом уровне) может сде-

лать результаты ГДИС полностью неинформативными. Это подтверждается многочисленными практическими примерами, рассмотренными выше в разделе 7. Тогда требуются специальные усилия по снижению влияния ствола скважины, включая кардинальное средство – закрытие скважины на забое.

И наконец, важным критерием при выборе длительности исследования является необходимая глубинность. Это особенно важно при исследовании скважины с трещиной гидроразрыва, горизонтальным стволом. Аналогичную задачу необходимо решать, чтобы обосновать длительность ГДИС для фиксации границ пласта.

Таким образом, при планировании продолжительности исследования необходимо учитывать комплекс влияющих факторов, включая строение пласта, его энергетические возможности, особенности вскрытия. Кардинальным средством решения данной задачи является воспроизведение исследования на секторной модели при наиболее вероятных значениях определяемых параметров.

Порядок длительности исследования можно также оценить с помощью приближенных соотношений, определяющих предельные времена наблюдения различных эффектов (начала влияния границ пласта, смены режимов течения и пр.).

8.1.3. Выбор средств регистрации и способа измерения

Выбор средств измерения должен быть адекватным решаемой задаче. Если планируется длительное исследование с целью оценки полного набора фильтрационных параметров и изучения геометрии пласта, и тем более, гидропрослушивание, необходимо использовать датчики, обеспечивающие чувствительность регистрации давления не хуже 0.001 МПа. При этом необходимо учитывать диапазон термобарических условий, в котором предстоит вести измерения.

Способ измерения в первую очередь зависит от условий проведения исследования. Понятно, что нужно максимально стремиться к тому, чтобы приблизить глубину измерения к изучаемому пласту, а в случае совместной эксплуатации нескольких пластов обеспечить исследования при их раздельном вскрытии. Если по техническим причинам это выполнить невозможно, то для каждого конкретного объекта необходима оценка возможной при этом погрешности. В частности, если в нагнетательной скважине допустимо, чтобы датчик давления находился вблизи устья (но обязательно ниже глубины предполагаемого в статических условиях уровня воды), то в добывающей скважине с высоким газовым фактором такое измерение в принципе неприемлемо.

Практически исчерпали себя дискретные замеры параметра. Даже при длительных исследованиях стационарными датчиками под приемом насоса, где в условиях стабильного режима работы скважины практикуются дискрет-

ные замеры давления с периодом от нескольких минут до нескольких часов, циклы запуска или резкого изменения режима работы скважины должны изучаться с гораздо большей детальностью.

8.2. Системность гидродинамического контроля разработки по ГДИС-ТИ

Системность гидродинамических (ГДИС) и технологических (ТИ) исследований направлена на получение результатов, необходимых для настройки и экспертизы создаваемых по месторождениям цифровых постоянно действующих геолого-технологических цифровых моделей и в конечном счете – на оптимизацию работы скважин и месторождений [9–11 и др.]. Решение этих глобальных задач зависит от реализации на производстве современных технологий, включая корректные испытания пластов при их опробовании и массовый переход на проведение мониторинговых исследований в добывающем фонде скважин стационарными датчиками, устанавливаемыми под приемом электроцентробежных насосов. Реализация стационарных измерительных систем в нефтегазодобывающей отрасли позволяет: не останавливать добывающие скважины на время выполнения исследований (с неизбежным подъемом насосного оборудования). Это позволяет с меньшими затратами реализовать современные эффективные технологии обработки для многоциклических ГДИС, проводить исследования в традиционно неудобных эксплуатационных объектах (например, в горизонтальных скважинах), реализовать на практике управление работой скважин и эксплуатацией залежей (создание так называемых «умных» скважин).

Кроме того, для выполнения системных ГДИС и ТИ на месторождении должны быть организованы опорные наблюдательные сети скважин. В частности, для гидродинамического контроля динамики изменения пластового давления и построения карт изобар организуется фонд пьезометрических наблюдательных скважин. В самом эксплуатационном фонде, согласно требованиям проектирования разработки месторождений, должны быть обозначены опорные сети для исследований по контролю динамики изменения проницаемости, скин-фактора, пластового давления. Систематический контроль забойных давлений (динамических уровней) и продуктивностей должен быть организован во всем эксплуатационном фонде скважин. Если на месторождении единой сеткой скважин эксплуатируется более одного пласта, то, согласно действующим требованиям Центральной комиссии по разработке Роснедра, на месторождении должен быть организован системный индивидуальный контроль работы каждого из разрабатываемых объектов.

8.2.1. Пьезометрический фонд скважин

Пьезометрический фонд скважин предназначен для контроля текущего пластового давления эксплуатируемого месторождения. Планирование пьезометрического фонда должно быть увязано с принципом равномерного расположения контрольных скважин по площади залежи и с производственной целесообразностью. Максимальная доля пьезометрического фонда нормативными документами не ограничена, минимальная доля пьезометров для поздних стадий разработки – 5% от фонда эксплуатационных скважин.

В качестве пьезометрических не допускается использование скважин эксплуатационного фонда, а также скважин, вскрывающих совместно несколько эксплуатируемых объектов. Однако отдельные дополнительные замеры пластового давления (статических уровней) могут быть выполнены в долго простаивающих эксплуатационных скважинах, ожидающих капитального ремонта, ликвидации или изменения своего статуса

В скважинах-пьезометрах должны отсутствовать межпластовые перетоки по негерметичному заколонному пространству. С целью контроля технического состояния в пьезометрических скважинах не реже, чем раз в два года рекомендуется выполнять исследования методами ГИС-контроля (замеры термометром и шумомером). Комплекс дополнительно может включать методы оценки герметичности цементного камня и обсадных колонн.

Кроме этого, пьезометрические скважины должны удовлетворять следующим требованиям:

- хорошая гидродинамическая связь ствола с исследуемым пластом;
- длительная (не менее 2–3 месяцев) выдержка после вынужденных мероприятий, связанных работой пласта (например, после подземного ремонта).

Скважины пьезометрического фонда должны быть расположены равномерно по простиранию пласта с учетом его геологических особенностей. Формирование на месторождениях опорной сети пьезометрических скважин должно быть увязано с его разбуриванием и созданием системы ППД. В пьезометрических скважинах должны проводиться периодические измерения статических уровней или прямые измерения давления на забое в соответствии с требованиями разд. 8.3. В процессе непосредственных измерений забойного давления проводится непрерывная запись параметра длительностью не менее 3–5 часов.

8.2.2. Опорные сети эксплуатационного фонда скважин

Скважины опорной сети эксплуатационного фонда скважин предназначены для обеспечения необходимой представительности гидродинамичес-

ких и технологических исследований. Скважины опорной сети должны быть расположены равномерно по простиранию пласта с учетом его геологических особенностей.

Фонд скважин опорной сети эксплуатационного фонда должен составлять не менее 25% от общего эксплуатационного фонда – на начальной стадии разработки месторождения и 10% – в стадии падающей добычи.

В состав опорной сети не могут быть включены скважины, вскрывающие совместно несколько эксплуатируемых объектов. В скважинах должны отсутствовать межпластовые перетоки по негерметичному заколонному пространству. С целью контроля технического состояния в скважинах опорной сети не реже, чем раз в два года должны выполняться исследования методами ГИС-контроля. Комплекс ГИС-контроля должен в обязательном порядке включать термометрию и методы оценки герметичности цементного камня и обсадных колонн.

Технология ГДИС в скважинах опорной сети определяется в зависимости от типа скважины. Добывающие фонтанные скважины исследуются с помощью технологий КВД, КСД, «ИД-КВД», «ИД-КСД»; нагнетательные скважины – по технологиям КПД и «ИД-КПД». Для исследования скважин, находящихся в капитальном ремонте, рекомендуется запись КВД после циклов освоения с закрытием на забое.

8.3. Требования к периодичности и охвату ТИ и ГДИС

Основные требования к охвату и периодичности ТИ и ГДИС, обеспечивающие необходимую полноту и качество исходных данных для текущего мониторинга работы пластов, скважин и подземного оборудования, представлены в табл. 8.3.1 и табл.8.3.2.

Отклонения от представленных в таблицах требований по охвату и периодичности ГДИС (например, изменения периодичности и охвата ГДИС в связи со степенью изученности конкретного месторождения) должны быть обоснованы и закреплены в действующем проектном документе.

Требования к периодичности и охвату ТИ

Тип и объем исследования	Задача									
	Оценка продуктивности		Оценка приемистости	Измерение забойного давления (Рзаб)			Измерение пластового давления (Рпл)			
	Фонтанный фонд	Насосный фонд	Нагнетательный фонд	Фонтанный фонд	Насосный фонд	Нагнетательный фонд	Фонтанный фонд	Насосный фонд	Нагнетательный фонд	Пьезометры
1. Начальная стадия разработки										
Охват	25%	20%	20%	100%	100%	50%	100%	50%	100%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	4 раза в год	12 раз в год ⁽¹⁾ или непрерывно ^{(3), (4)}	12 раз в год ⁽⁵⁾	1 раз в год ⁽⁶⁾	1 раз в год	1 раз в год	10 раз в год ⁽²⁾ 2 раза в год ⁽¹⁾ или непрерывно ⁽⁴⁾
2. Стадии пиковой и стабилизированной добычи										
Охват	20%	15%	15%	100%	100%	50%	100%	40%	100%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	2 раза в год	6 раз в год ⁽¹⁾ или непрерывно ^{(3), (4)}	6 раз в год ⁽⁵⁾	1 раз в год ⁽⁶⁾	1 раз в год	1 раз в год	8-10 раз в год ⁽²⁾ 2-4 в год ⁽¹⁾ или непрерывно ⁽⁴⁾
3. Стадия падающей добычи										
Охват	15%	10%	10%	100%	50%	50%	100%	30%	100%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	4 раза в год ⁽¹⁾ или непрерывно ^{(3), (4)}	4 раза в год ⁽⁵⁾	1 раз в год ⁽⁶⁾	1 раз в год	1 раз в год	10 раз в год ⁽²⁾ 2 раза в год ⁽¹⁾ или непрерывно ⁽⁴⁾
⁽¹⁾ контроль динамического уровня ⁽²⁾ контроль статического уровня ⁽³⁾ непосредственное измерение забойного давления контрольным датчиком ЭЦН ⁽⁴⁾ индивидуальный контроль с помощью стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) ⁽⁵⁾ контроль затрубного давления, в том числе контроль забойного давления 10% 1 раз в год с помощью СИИС ⁽⁶⁾ измерение глубинным манометром										

Требования по охвату и периодичности ГДИС

Тип и объект исследования	Задача						
	Оценка ФЕС пласта			Контроль энергетики пласта (Рпл)			
	Фонтанный фонд	Насосный фонд	Нагнетательный фонд	Фонтанный фонд	Насосный фонд	Нагнетательный фонд	Пьезометры
1. Начальная стадия разработки							
Охват	50%	25%	25%	50%	25%	25%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	2 раза в год	2 раза в год ⁽¹⁾	2 раза в год	2 раза в год ⁽²⁾
2. Стадии пиковой и стабилизированной добычи							
Охват	30%	15%	20%	50%	25%	50%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	2 раза в год	1 раз в год ⁽¹⁾	2 раза в год	2–3 раза в год ⁽²⁾
3. Стадия падающей добычи							
Охват	25%	10%	20%	100%	10%	25%	100%
Периодичность	1 раз в год	1 раз в год	4 раза в год	1–2 раза в год	1 раз в год ⁽¹⁾	2 раза в год	2 раза в год ⁽²⁾
⁽¹⁾ для простаивающего фонда 2 раза в год; ⁽²⁾ непосредственное измерение забойного давления (не менее 1 раза в год) или измерение статического уровня.							

8.4. Комплексование ГДИС с другими методами геофизического контроля разработки

ГДИС должны использоваться в комплексе с геофизическими методами [9,10,11], включая геофизический контроль разработки в обсаженном фонде скважин, а также методы ГИС-бурения в необсаженном стволе.

Комплексование ГДИС и ГИС в первую очередь необходимо при подборе оптимального режима и способа эксплуатации скважины, оценки качества вскрытия пласта и состояния призабойной зоны, определении фильтрационных параметров пласта и уточнении геологического строения резервуара.

Геофизические методы в открытом стволе (ГИС-бурение) используются для литологического расчленения разреза, определения типа и структурных особенностей коллектора, выявления непроницаемых пропластков, оценки эффективной толщины, начальной насыщенности, емкостных свойств и их рас-

пределения по разрезу. Эти методы также применяют для настройки геологической модели пласта и выбора адекватной модели интерпретации результатов ГДИС.

Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин (ГИС-контроль) используют с целью установить наличие гидродинамической связи пласта и скважины, оценить величину работающих толщин пласта, получить данные о текущем насыщении пласта и составе продукции, уточнить параметры технологического режима работы скважины. Эти оценки необходимы, в частности, для достоверного расчета фильтрационных параметров по результатам ГДИС.

На основе данных о наличии межпластовых перетоков и их интенсивности, получаемых с помощью исследований ГИС-контроля, принимается решение о возможности и достоверности количественной интерпретации ГДИС или обосновывается поправка, связанная с заколонным движением.

Запланированные в скважине комплексы ГДИС и ГИС-контроля рекомендуется совмещать во времени.

8.5. Документирование результатов ТИ и ГДИС

Результаты текущих технологических исследований (ТИ) непосредственно после измерений должны проходить предварительный контроль качества с целью занесения информации в базу данных и выполнения интерпретации. В базу заносится следующие данные:

- результаты непосредственных измерений на скважине;
- результаты расчетов (с указанием способа расчетов);
- сопутствующая промысловая информация.

При проведении гидродинамических исследований скважин документируются как исходные результаты измерений, так и данные, получаемые на этапах подготовки информации или ее интерпретации:

- исходные данные измерений в цифровой форме;
- необходимая для обработки и интерпретации сопроводительная промысловая информация;
- результаты редактирования исходных данных ТИ и ГДИС;
- результаты предварительной обработки ТИ и ГДИС;
- результаты интерпретации ТИ и ГДИС.

Исходные результаты ГДИС должны быть представлены в виде массива значений давления в физических единицах и времени в одном из стандартных текстовых форматов. Какая-либо корректировка исходных данных (например, прореживание значений или сглаживание кривой) на этом этапе не допускается.

Исходные материалы ГДИС дополняются сопроводительной таблицей, которая должна включать в себя следующую информацию:

- наименование;
- способ работы скважины;
- метод ГДИС;

- используемые единицы измерения;
- глубину точки измерения;
- тип прибора, номер прибора;
- дату начала и конца записи;
- время начала и конца записи.

При документировании результатов измерений, расчетов и сопутствующей промысловой информации необходимо придерживаться единой системы физических единиц.

Сопроводительная информация для интерпретации ГДИС должна включать:

- общие сведения по скважине и условиям проведения исследований (данные о заказчике и исполнителе работ, данные об объекте исследований – скважина, куст, пласт, дата исследований и пр.);
- категории скважины на дату исследования (добывающая нефтяная, добывающая газовая, нагнетательная, пьезометрическая, разведочная и пр.);
- технологии исследования;
- сведения об элементах конструкции исследуемой скважины (диаметр ствола скважины в исследуемом интервале, альтитуада скважины, внутренний диаметр эксплуатационной колонны, внешний и внутренний диаметры НКТ, глубина башмака НКТ, данные инклинометрии);
- сведения о техническом состоянии скважины (заключение о герметичности устьевого оборудования, заключение герметичности глубинного оборудования при измерениях опробователями пластов, при освоении, данные о межпластовых перетоках (интервал, интенсивность));
- сведения о физических свойствах заполнителя ствола (средняя плотность, вязкость, сжимаемость, объемный коэффициент);
- сведения об исследуемом пласте (эффективная толщина, работающая эффективная толщина, средняя температура, литологическая характеристика, текущее насыщение, коэффициент пористости, данные о естественной трещиноватости, сжимаемость пор коллектора и пр.);
- данные о наличии и абсолютной отметке флюидалных контактов (ГВК, ГЖК, ВНК);
- сведения о составе притока (для добывающей скважины);
- сведения о физических свойствах пластового флюида и его компонент.

Данные об условиях проведения исследований также являются неотъемлемым и очень важным элементом сопроводительной информации по ГДИС и должны включать следующее.

Предыстория исследований (информация о циклах эксплуатации скважины в период, предшествующий исследованиям). Данные оформляются в виде таблицы, где последовательно для всех циклов предыстории указываются продолжительность циклов, расходы нефти, воды, газа. Период, за который указывается предыстория, должен быть больше периода проведения исследований не менее чем в 5 раз. Для 10-дневного периода, непосредственно предшествующего исследованиям, должны быть досконально описаны все циклы работы скважины; для более ранних циклов (не более чем за 1 месяц) допускается осреднение расходов за периоды не более 10 дней; дебиты за все предшествующие этапы работы скважины могут быть усреднены за периоды не более 1 месяца.

Данные о технологических операциях, непосредственно предшествующих исследованиям (освоение, капитальный ремонт).

Подробные данные обо всех технологических операциях, сопутствующих исследованиям: точное время начала и конца всех циклов изменения состояния скважины – пуск, остановка, изменение расхода.

Если интенсификация притока проводится свабированием, указывается количество циклов вызова притока (под циклами вызова притока понимаются серия рейсов сваба, выполняемых один за другим без существенных перерывов). Названные циклы разделяются циклами восстановления уровня или (при закрытии скважины на забое) восстановления давления. Для каждого цикла вызова притока указывается время начала и конца каждого цикла, количество рейсов сваба, количество добытой жидкости, состав добытой жидкости.

Результаты обработки ГДИС хранятся в базе данных во внутреннем формате используемого программного обеспечения. В сопроводительной информации к результатам обработки указываются основные выполненные операции.

Результаты ИД при экспресс-оценке продуктивности представляют в виде таблицы, где указаны средние для каждого режима работы скважины давления и расходы. Если давления и расходы рассчитываются косвенным путем, в таблице должна быть сохранена вся исходная информация, необходимая для повторного расчета (диаметр штуцера, давление на измерительном устройстве расхода типа «ДИКТ» и пр.).

Если при обработке исходные данные ГДИС были трансформированы, видоизмененные данные должны быть также сохранены. Тогда в сопроводительной таблице дополнительно отражаются основные этапы обработки.

Результаты интерпретации ГДИС документируются в виде протоколов. Протоколы дополняются графическими приложениями (оформляемыми средствами используемых при интерпретации обрабатываемых программ), а также соответствующими файлами исходных данных и результатов обработки. Перечисленные документы сопровождаются заключением в произвольной текстовой или табличной форме, где описываются: качество исходной информации, основные этапы предварительной обработки данных, методы и модели интерпретации, основные полученные результаты и их достоверность, рекомендации по дополнительным исследованиям (при необходимости).

8.6. Анализ и обобщение результатов ГДИС

8.6.1. Построение карт изобар

Карты изобар составляются с целью:

- контроля над изменением энергетического состояния в продуктивном пласте в процессе разработки;
- регулирования процесса разработки (увеличение, уменьшение закачки, отбора жидкости);

- определения направления движения жидкости и газа в пласте;
- обоснования рекомендаций и принятия мер по устранению причин резкого падения (роста) давления на отдельных участках пласта;
- прогноза поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

Построение карт изобар на месторождениях выполняется ежеквартально.

Значение пластового давления для картопосторения определяют по результатам гидродинамических исследований, технологических измерений на забое или пересчитывают по устьевым параметрам скважины (статический уровень, затрубное давление, избыточное давление). Не менее 10% значений пластового давления для построения карты должно быть получено по результатам качественных ГДИС. При построении карт изобар пластовое давление приводится на отметку ВНК (ГВК).

При построении карт изобар на установленную дату следует использовать результаты измерения давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате.

Пластовое давление, измеренное в интервале пласта глубинным манометром и пересчитанное на отметку ВНК или ГВК, считается приоритетным.

Значения пластовых давлений, рассчитанные косвенным методом по устьевым параметрам скважин, должны быть подвергнуты тщательному отбору на основе следующих критериев.

- Наиболее достоверными следует считать результаты расчетов по бездействию фонду (время простоя 30 суток и более).

- Приемлемыми для использования следует считать результаты расчетов в простаивающих не менее 5 суток скважинах, заполненных однофазной продукцией. Время простоя скважины в пластах с проницаемостью до 5 мД и трещиной гидроразрыва должно быть увеличено до 10 суток.

Измерения пластового давления в негерметичных скважинах, при отсутствии связи с пластом, а также при перетоках в зоне рассматриваемого пласта должны исключаться при картопостроении.

При оценке достоверности расчетов пластового давления учитываются общие закономерности его изменения по простиранию пласта и во времени, установленные за период разработки для конкретного пласта.

При использовании данных, полученных значительно ранее даты составления карт, в измеренные давления должна вводиться поправка за время, рассчитанная с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по предыдущим картам изобар.

Изменение пластового давления в скважине более чем на 10 атм по сравнению с предыдущим измерением, должно быть обосновано на основе анализа промысловых данных.

При анализе предпочтительно иметь карту динамики пластового давления за предыдущий год или более. Необходимо также использовать историю работы скважин за последние два–три года. В истории скважин отображаются: пластовые, забойные давления, дебит, процент воды, причина выхода в бездействие.

Далее на основе анализа промыслового материала (данных об отборе нефти из эксплуатационных скважин, закачке воды в нагнетательные скважи-

ны, о коллекторских свойствах пласта) устанавливаются причины изменения давления, например:

1) давление снизилось из-за увеличения темпов отбора при сохранении объема закачки;

2) давление снизилось, так как скважина эксплуатируется в литологически замкнутой линзе без поддержания пластового давления.

Для построения карт пластовых давлений (карт изобар) должны использоваться лицензионные программные продукты. Карты, предназначенные для сравнительного анализа, должны быть получены с помощью одного и того же программного продукта и одинаковым способом интерполяции. Допускается совмещение построения карт изобар и разработок.

Оценки средних пластовых давлений выполняются на основе построенных карт изобар как для всей залежи в целом, так и для отдельных ее блоков. Дополнительно по картам изобар фиксируют средние значения пластового давления в зонах закачки и зонах отбора, разделяемых границей по радиусу контура питания.

Величину радиуса принимают равной половине расстояния между соседними добывающими и нагнетательными скважинами. Для оценки этого параметра в контурных областях необходимо учитывать зону с наиболее выраженной воронкой репрессии (депрессии).

Для мало разбуренных месторождений рекомендуется выделять *зону неактивной разработки* и отдельно оценивать для нее среднее пластовое давление.

В качестве *среднего пластового давления для всего пласта* рекомендуется использовать средневзвешенное значение по площади. Допускается проводить расчет среднего пластового давления по объему пласта.

Алгоритмы *оценки среднего пластового давления в зонах закачки или отбора* включают оценки в зонах с границей по радиусу контура питания.

Карты изобар обычно анализируются совместно с картами текущей разработки, накопленных отборов жидкости и закачки воды, темпов выработки запасов.

8.6.2. Построение карт проницаемости и проводимости

Карты проницаемости и проводимости составляются с целью оптимизации процесса разработки залежи.

Проводимость (произведение проницаемости и дренируемых толщин) в скважинах получают по результатам ГДИС (при этом дренируемые эффективные толщины могут быть уточнены по результатам методов ГИС-контроля), а в межскважинном пространстве – распространяют в соответствии с известными закономерностями осадконакопления. Допускаются оценки проницаемости и проводимости на основе информации о продуктивности, однако результаты ГДИС принимают в качестве опорных значений.

При использовании данных, полученных при различной обводненности продукции, необходимо привести результаты ГДИС к единым условиям. Рекомендуется пересчет проницаемости и проводимости к условиям наличия в

пласте только нефти и капиллярно связанной воды, что обычно соответствует ГДИС, выполненным на стадиях разведки и разбуривания залежи.

При построении карт проницаемости и проводимости предпочтительно иметь дополнительные данные в виде карт по гидропрослушиванию скважин и результатов закачки меченого вещества. На основе полученных карт возможен расчет средней проводимости как по пласту, так и по отдельным его участкам.

8.6.3. Анализ динамики изменения гидродинамических свойств скважины (продуктивности и удельной продуктивности)

Для оценки свойств дальней зоны ГДИС рекомендуется проводить только в опорной сети скважин с узаконенными периодичностью и охватом (см. выше табл.8.3.2). В остальных случаях контроль параметров работы скважин осуществляют с помощью экспресс-исследований (например, ТИ), направленных на определение продуктивности. По динамике продуктивности судят об изменении скин-фактора скважин и текущей проницаемости пластов.

По данным об изменении во времени продуктивности скважины в совокупности с результатами базовых ГДИС и операций, проводимых со скважиной, делают выводы о следующих возможных изменениях в системе «скважина–пласт».

– Падение продуктивности после глушения скважины связано с ухудшением проницаемости околоскважинной области.

– Повышение продуктивности в процессе отработки скважины связано со снижением скин-фактора в результате очистки призабойной зоны пласта.

– Падение продуктивности связано с прорывом к скважине нагнетаемой воды, вызвавшим снижение текущей фазовой проницаемости.

– Изменение продуктивности связано с наличием в скважине межпластовых перетоков.

– Падение продуктивности при снижении давления ниже давления насыщения связано с образованием дополнительного фильтрационного сопротивления потоку нефти вследствие появления свободного газа.

При анализе причины изменения продуктивности необходимо использовать дополнительные данные промыслово-геофизического контроля с целью учета таких факторов, как изменение структуры пор в околоскважинной области, подключение низкопроницаемых пропластков, нарушение целостности цементного камня, появление межпластовых перетоков и т.п.

8.7. Анализ и обобщение результатов ТИ и ГДИС

Анализ и обобщение результатов ГДИС выполняется:

– в процессе и по завершению разведочного бурения и испытания пластов;

– в процессе и по завершению разбуривания (добуривания) месторождения (с испытанием объектов эксплуатации);

– поэтапно в процессе разработки месторождения (при подготовке планов, проектов и при обосновании дополнительных проектов разработки).

Анализ и обобщение данных ГДИС по выявлению характерных закономерностей в фильтрационных процессах на месторождении должен проводиться параллельно с созданием динамической геолого-технологической модели месторождения. Если данных по исследованиям достаточно и их качество удовлетворительное, данные ГДИС используются для настройки модели. При наличии точечных оценок свойств пласта в отдельных скважинах результаты ГДИС используются для экспертизы параметров, заложенных в модель.

Модель, настроенная или хотя бы прошедшая экспертизу на основе ГДИС, является более эффективным инструментом при обосновании геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по повышению производительности скважин и увеличению нефте- и газоотдачи.

Подразделение, выполняющее анализ и обобщение материалов ГДИС проводит экспертизу их качества и отбраковку недостоверной информации. По результатам должно быть представлено резюме об уровне качества исходных данных или о причинах их недостаточной достоверности. При выполнении анализа результатов ГДИС должны быть привлечены альтернативные результаты геолого-промысловых и геофизических исследований, а также непосредственно результаты геомоделирования. После чего группа специалистов, выполняющая анализ и обобщение материалов ГДИС, представляет свои результаты (аналитические текстовые записки, графические материалы) группам проектирования. Ответственность за полноту использования указанной обобщенной информации при подготовке проекта разработки несет непосредственно руководитель проекта.

При явно недостаточном исходном уровне информационного обеспечения проектов (не соответствующий действующим в РФ стандартам и РД по охвату ГДИС объектов разработки), а также необходимости подтверждения особенностей геологического строения залежи (разломов, экранов и т.п.) руководитель проекта по разработке месторождения должен предложить для исполнения программу дополнительных исследований.

Технология *оперативного анализа* материалов ГДИС включает сбор и оценку качества имеющихся материалов исследований. Материалы должны быть представлены в виде электронных таблиц. К таблицам прикладываются графические результаты переинтерпретации некоторых исследований, иллюстрирующие выявление аномальных гидродинамических процессов или характерных фильтрационных зон в скважинах и в пластах.

Перечисленные материалы дополняются текстовым заключением в произвольной форме. В заключение даются пояснения по представленным графическим материалам, объясняются вероятные причины наблюдаемых аномалий, приводится обоснование предложений по нормализации ситуации с разработкой отдельных объектов либо по их дополнительному исследованию. В итоге должны быть перечислены результаты базовых ГДИС, где оценка фильтрационных свойств наиболее достоверна и которые могут быть использованы для геомоделирования.

При оперативном анализе результатов ГДИС в обязательном порядке должны привлекаться все имеющиеся по объекту данные ГИС-бурения (литология, коллекторские свойства, начальное и текущее насыщение), ГИС-контроля (удельные расходы, работающие толщины, перетоки), промысловые данные (фазовые дебиты, график работы скважины, конструкция скважины). Необходимую геолого-промысловую информацию следует использовать уже с учетом выполненных в группах геомоделирования корректировок и исправлений.

Технология *детального анализа* материалов ГДИС дополнительно включает:

- оценку средних для пласта (месторождения) фильтрационных и энергетических параметров;

- создание графических и табличных иллюстраций (в виде карт, схем, массивов) распределения по площади основных гидродинамических свойств пласта (начальное и текущее пластовое давление, абсолютная фазовая проницаемость, подвижность или проводимость, фазовые удельные продуктивности, скин-факторы);

- расчеты (с привлечением материалов ГИС, геологических построений) кубов некоторых из оцениваемых по ГДИС параметров (например, начальной проницаемости по нефти или газу), анализ распределения указанных свойств в контексте с имеющейся геологической информацией, а также результатами разработки и альтернативными методами исследований (например, трассирование индикаторами фильтрационных потоков).

При построении карт и схем с распределениями гидродинамических свойств необходимо указывать значения интерполируемых параметров в конкретных скважинах.

Оценивается также динамика изменения проницаемости в зависимости от текущего насыщения коллектора и фазовых дебитов продукции (вплоть до момента перевода скважины под нагнетание воды). По возможности следует оценивать соответствие результатов ГДИС принятым на месторождении кривым относительных фазовых проницаемостей (полученным по результатам лабораторных исследований керна или по аналогии с месторождениями со сходным геологическим строением).

Выполнение *детального анализа* допускается, если охват качественными и информативными гидродинамическими исследованиями на месторождении превышает 25% фонда скважин, а охват базовыми (т.е. с оценкой фильтрационных параметров) ГДИС – свыше 10%.

В случае недостаточного охвата гидродинамическими исследованиями в итоговой записке необходимо дать оценку причин, повлекших неудовлетворительную степень изученности объектов разработки (вследствие низкого качества выполненных ГДИС или из-за несоблюдения требований по охвату и периодичности исследованиями).

По результатам *детального анализа* данных ГДИС рекомендуется выполнять настройку гидродинамических моделей месторождения, а по результатам оперативного анализа этих данных – выборочную экспертизу результатов моделирования. Для опорных точек с базовыми исследованиями результаты моделирования и ГДИС должны быть согласованы.

В итоговой записке по детальному анализу в обязательном порядке должны быть отражены предложения по технологии и периодичности ГДИС, а также по дальнейшему охвату объектов разработки исследованиями (согласно требованиям федеральных РД [1–3] и РД компаний [4, 5]) – с указанием списка опорных для базовых исследований скважин. Указанные разделы проектного документа должны проходить внутреннюю экспертизу в добывающей компании, экспертизу центральной или территориальной комиссий по разработке Роснедра РФ, а после утверждения проекта принимаются как генеральный план организации ГДИС и ТИ на месторождении.

Допускается изменение планируемых мероприятий ГДИС и ТИ – либо в связи с кардинальными изменениями в самой системе разработки месторождения, либо в связи с апробацией новых, более эффективных методов и технологий ГДИС.

Исследовательские подразделения добывающей компании или исследовательская группа сервисного предприятия выполняют следующие виды работ:

- планирование и производство ГДИС и ТИ,
- регистрацию качественных данных в соответствии с утвержденной программой исследовательских работ,
- редактирование кривых на базе соответствующего метрологического обеспечения для используемых приборов,
- предварительную обработку результатов измерений в ГДИС-ТИ,
- документирование всех материалов в базе данных ГДИС-ТИ.

8.8. Программное обеспечение ТИ и ГДИС

Несмотря на общность подходов к интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, средства работы с данными ГДИС имеют свою ярко выраженную специфику.

Во-первых, при интерпретации ГДИС приходится иметь дело с ограниченным комплексом обрабатываемых методов. Совместному анализу обычно подлежат кривые давления, дебита и иногда температуры.

Во-вторых, в каждом сеансе интерпретации можно ограничиться фактически единичным объектом. Это либо пласт (или система пластов, выступающих обычно как единое целое), либо некоторый процесс (восстановления давления, изменения дебита и пр.).

В-третьих, в ГДИС сужен (по сравнению с ГИС и ПГИ) диапазон решаемых задач.

Но нельзя не отметить, что по сравнению с ПГИ в технологиях интерпретации ГДИС при подборе модели и оценке параметров пласта существенно выше удельный вес количественной обработки (или использования соответствующих типовых кривых – «палеток»).

Все названное в целом определило высокую схожесть друг с другом известных программных продуктов, предназначенных для фундаментальной специализированной интерпретации результатов ГДИС (см. табл. 8.8.1, разд. 1, п. 1.1–1.9).

Сравнительная характеристика наиболее известных в РФ программ автоматизированной интерпретации ГДИС

Наименование	Фирма-производитель	Основные функции ПО ГДИС (Well Testing)	Ограничения	ПО в смежных областях
1. Программные продукты для фундаментальной специализированной обработки				
1.1	Компания «Schlumberger»	Оперативная интерпретация ГДИС с помощью основных наиболее часто используемых на практике моделей пласта и базовых способов интерпретации (идентификация моделей с помощью логарифмической производной, реализация асимптотических методов, использование типовых критериев, метода совмещения)	Не допускает совместной интерпретации нескольких циклов (режимов) изменения расхода	Стандартный планшет для обработки результатов ГДИС и ППИ
1.2	«Avanti Consulting LTD» (USA), «US Gas Research Institute»		Допускает совместную обработку информации для наиболее типичных сочетаний циклов (добыча – КВД, нагнетание – КВД)	«Perfort» – анализ течения флюида в скважине и наземных трубопроводах, «PVTLib» – анализ физических свойств флюидов
1.3	В составе ПО «Work Bench» (компания «SSI»)	Интерпретация результатов ГДИС на основе стандартного набора моделей пласта и способов интерпретации, описанных в п.1.2.	Используются для стандартной обработки ГДИС	Организовано взаимодействие с модулем «WorkBench», используемым для разработки и сопровождения динамических моделей залежи
1.4	Компания «Fekete Associates Inc» (Канада)	Набор моделей ограничен наиболее часто встречающимися на практике стандартными случаями: однородный пласт, пласт с плоскопараллельными и радиальными границами раздела, различные сочетания непроницаемых границ и границ постоянного давления (для вертикальных трещин гидроразрыва и горизонтальных скважин)		«RTA» – анализ изменения дебита, «MBA» – анализ материально-го баланса
1.5	В составе ПО «Eclipse» (Компания «Shlumberger», «GeoQuest»)		Громоздкий интерфейс, не всегда удобный для пользователя и затрудняющий оперативную интерпретацию	Взаимодействие с модулем «Eclipse», используемым для разработки и сопровождения динамических моделей залежи

	Наименование	Фирма-производитель	Основные функции ПО ГДИС (Well Testing)	Ограничения	ПО в смежных областях
1. Программные продукты для фундаментальной специализированной обработки					
1.6	«Pan System»	Компания «EPS», г. Эдинбург	Аналогично п.1.3, реализована возможность анализа нестандартных моделей методом сеточного моделирования Секторное моделирование	В модель может быть включена только одна скважина	«WellFlo» – анализ процессов течения флюида по стволу скважины и процессов взаимодействия скважины с пластом
1.7	«Pan Mesh»		Наиболее совершенная разработка продукта, занимающая лидирующее положение на рынке программного обеспечения данного типа. Среди существенных преимуществ – удобный интерфейс, максимальное количество реализованных моделей пласта, возможность интерпретации результатов ГДИС при существенно меняющемся дебите с использованием метода де-конволюции, возможность секторного моделирования при взаимодействии нескольких скважин		«Diamant» – работа с данными о дебитах скважин (подготовка для анализа продуктивности и воспроектирования истории разработки). «Toraze» – анализ продуктивности, оценка среднего пластового давления и фильтрационных параметров в ограниченном резервуаре или секторе залежи.
1.8	«Saphir»	Компания «Kappa Engineering», Франция	Более совершенная версия программы «Saphir», возможность секторного моделирования методом сеток при произвольной геометрии залежи и с учетом фильтрации многофазного флюида на основе строгого решения соответствующих дифференциальных уравнений		«Estep» – комплексный продукт, соединяющий возможности программ «Saphir», «Diamant» и «Toraze»
1.9	«Saphir-NL»				

	Наименование	Фирма-производитель	Основные функции ПО ГДИС (Well Testing)	Ограничения	ПО в смежных областях
1. Программные продукты для фундаментальной специализированной обработки					
1.10	«Testar»	Фирма «Информпласт», г. Москва	Интерпретация результатов ГДИС на основе стандартного набора моделей пласта и способов интерпретации, описанных в п.1.2. Совместная интерпретация результатов ГДИС при произвольном циклическом или непрерывном изменении дебита для моделей с нерадиальным режимом течения	Уступает современным зарубежным продуктам по уровню сервиса и набору используемых моделей	
2. Программные продукты для оперативной инженерной обработки					
2.1	АРМ «Гидродинамик»	БелНИПИнефть, (Беларусь, г. Гомель)	Обработка результатов одноциклических ГДИС для радиального притока асимптотическим методом.	Примитивные алгоритмы экспресс-обработки, ограниченное количество вводимой информации Оперативная среда и интерфейс DOS	
2.2	«ГДИ-эффект»	ЦЭ, г. Москва	Обработка результатов ГДИС известными экспресс-методами с целью оценки коэффициента продуктивности. Визуализация «LOG-LOG» диаграмм (но без обработки на основе сложных моделей пласта). Обработка результатов многоциклических исследований для радиального режима асимптотическими методами	Методическая основа только для решения стандартных задач	Программа «Прайм» для интерпретации результатов ПГИ. Информационной связи между программами нет
2.3	«Гидрозонд»	БГУ, г. Уфа			

	Наименование	Фирма-производитель	Основные функции ПО ГДИС (Well Testing)	Ограничения	ПО в смежных областях
2. Программные продукты для оперативной инженерной обработки					
2.4	«Гидра-Тест»	Фирма «Гетэк», РГУНГ, г. Москва	Обработка многоциклических исследований с совмещением (радиальный приток) и асимптотическими методами (нерадиальный приток). Обработка ГДИС при произвольном переменном дебите по алгоритмам на основе интеграла свертки (радиальный режим). Большой набор сервисных средств – динамический многооконный планшет, гидродинамический калькулятор, встроенный редактор формул. Динамическая связь со специализированной базой данных на СУБД «Oracle»	Не реализован метод совмещения для сложных моделей пласта и метод совмещения для нестабильного нерадиального притока	Программа «Камертон-Контроль», связанная с программой «Гидра-Тест» единой информационной платформой – сетевой многопользовательской базой данных «ПГИ-ГДИС» на СУБД «Oracle»

Существующие программные средства практически идентичны в подходах к интерпретации, способах визуализации исходных данных и получаемых результатов, а также близки по набору используемых моделей. В последние годы лидером в развитии ПО данного класса является комплекс «Saphir» (разработка компании «Карра Engineering») [13]. В этом программном комплексе привлекает не только удобный интерфейс, но и более развитые методические средства (в частности, возможность использования упрощенных секторных моделей и специальные средства для интерпретации скважин при существенно меняющемся дебите).

Фирма «Карра Engineering» является разработчиком целой линейки программных продуктов, среди которых находится комплекс «Emeraude», предназначенный для интерпретации ПГИ, а также комплексы «Diamante» и «Toraze» (для обработки и анализа результатов мониторинга производительности скважин). Дополнительная возможность комплексной обработки данных ГДИС и ПГИ с использованием программных средств, близких по интерфейсу и по идеологии построения, является большим преимуществом названной фирмы на рынке программной продукции.

Среди российских программ, предоставляющий пользователю на сегодняшний день работу с моделями пластов, следует назвать комплекс «Testar» [14]. Несомненным достоинством этого ПО является реализация алгоритмов обработки ГДИС при существенной нестабильности расхода скважины с использованием алгоритмов на основе интеграла свертки для нерадиальных режимов течения. Но в целом по своим возможностям (уровню сервиса, набору моделей, способам учета многофазности и пр.) этот продукт отстает от зарубежных ГДИС.

Большинство программных средств российского производства следует отнести к классу используемых для оперативной инженерной обработки. Среди программ данного класса следует особо выделить комплекс «Гидра-Тест», разработанный при участии авторов [9, 12]. Данный программный комплекс обладает следующими преимуществами.

Во-первых, в этом комплексе реализованы практически все известные методы экспресс-обработки как для ГДИС, так и для ТИ. В нем также реализованы алгоритмы интерпретации результатов ГДИС для циклического дебита методом касательной для большинства классических моделей скважины, пласта и границ (табл. 8.8.2), а также алгоритмы для переменного дебита с использованием интеграла свертки (для радиального режима).

Во-вторых, в процессе интерпретации результатов ГДИС и при сопутствующих расчетах используется встроенный гидродинамический калькулятор, где реализованы алгоритмы большинства используемых в практике ГДИС способов оперативных вычислений.

В-третьих, пользователь может проводить вычисления по любой самостоятельно запрограммированной им формуле.

При этом комплекс «Гидра-Тест» обладает сервисными средствами, аналогичными геофизической обрабатывающей системе «Камертон-Контроль», в том числе – динамическим планшетом. Это дает ему бесспорные преимущ-

щества при проведении многовариантной обработки. Однако главным преимуществом названного программного продукта является возможность его параллельной работы с единой для модулей системы «Камертон» сетевой базой данных (организованной на СУБД «Oracle»). При этом в составе базы данных «Гидра-Тест» есть таблицы, позволяющие хранить результаты сложных обработок с использованием специализированных программных средств. По мнению авторов, данный комплекс идеально приспособлен для его практического использования в технологической цепочке программных продуктов с целью обработок данных ГДИС и ТИ в режиме автоматизированных рабочих мест (сетевой вариант), а также разработан с целью информационного обеспечения гидродинамического моделирования резервуаров. Это подтверждает также и многолетний опыт его использования в компании «Газпромнефть», других добывающих и сервисных компаниях.

Таблица 8.8.2

Описание сложных моделей в программном комплексе «Гидра-Тест»

Та №	Группа параметров	Основные параметры
1	2	3
1	Параметры гидроразрывного пласта	<ul style="list-style-type: none"> • Полудлина трещины • Ширина трещины • Проницаемость пропанта • Скин-фактор кольтматации трещины • Скин-фактор кольтматации пласта • Высота трещины • Смещение трещины
2	Геометрические размеры пласта	<ul style="list-style-type: none"> • Расстояние до границы • Длина резервуара • Ширина резервуара • «Dietz»-фактор формы • Объем запасов • Общий поровый объем
3	Параметры неоднородности пласта	<ul style="list-style-type: none"> • Расстояние до границы • Параметры ближней зоны • Параметры дальней зоны • Количественные характеристики двойной пористости • Количественные характеристики двойной проницаемости • Поровый объем • Площадь дренирования
4	Параметры горизонтального ствола	<ul style="list-style-type: none"> • Скин-фактор горизонтальной скважины • Длина горизонтального ствола • Размещение ствола в пласте • Расстояния до границ

В рамках модуля «Гидра-Тест» активно развиваются средства кодирования и конвертации информации для ее последующего использования в процессе моделирования разработки залежей углеводородов.

8.9. Применение результатов ТИ и ГДИС

8.9.1. Мониторинг бурения и разработки месторождений

Основной задачей ГДИС и ТИ при мониторинге бурения и разработки месторождений является уточнение строения и распределения фильтрационных свойств залежи для планирования ГТМ, направленных на увеличение текущей добычи и конечного извлечения углеводородов. На первой стадии планирования ГТМ используют результаты проведенного анализа ГДИС и ТИ в виде таблиц параметров фильтрационных и энергетических свойств в районе исследованных скважин, средних значений по пластам, карт проводимости, проницаемости, динамики энергетики пластов, карт изобар, кубов начальной проницаемости.

При планировании ГТМ в области, не охваченной гидродинамическими исследованиями, проектная группа должна предложить для исполнения программу дополнительных исследований. На основе такой программы могут быть изменены объекты для плановых исследований. Технологии ГДИС, направленных на решение конкретных геолого-промысловых задач, должны быть подробно описаны в программе исследований. Для оптимизации таких исследований на этапе планирования необходимо смоделировать ГДИС (длительность циклов, режимы работы, последовательность действий) – т.е. подготовить дизайн ГДИС.

На основе полученной по ГДИС информации в районе планирования ГТМ прогнозируются: проницаемость, скин-фактор и в комплексе с геологическими и промысловыми данными – продуктивность и запускной дебит после ГТМ.

8.9.2. Применение результатов ТИ и ГДИС на этапе построения секторных гидродинамических моделей

Информация, полученная с помощью ГДИС, является базовой для оценки проницаемости при построении секторных и гидродинамических моделей. При наличии готовой геологической модели структурные поверхности и геологические свойства в интересующей области получают непосредственно из модели. В противном случае поверхности в секторе сроятся заново.

При построении секторных моделей по результатам ГДИС выполняют следующие операции по адаптации и настройке.

– На основе результатов ГИС-бурения задаются профили статических свойств (распределение коллектора, пористость).

– На основе интегральной проницаемости по ГДИС с учетом параметров вертикальной неоднородности пласта по данным ГИС рассчитывается профиль проницаемости, масштабируется на значения ГДИС (скорректированные на момент начала разработки – при начальной нефте- и газонасыщенности и остаточной водонасыщенности пласта).

– Параметры пористости и проницаемости распространяются в межскважинном пространстве в соответствии с имеющимися данными и закономерностями.

– Параметры корректируются в соответствии с промышленными данными и текущими результатами ГИС-контроля.

Литература к главе 8

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002.

2. РД 153-39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений.

3. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

4. РД 153-39.0-007-96. Регламент составления проектных технологических документов. Регламент гидродинамических исследований нефтедобывающих и водонагнетательных скважин на нефтяных и нефтегазовых месторождениях. ЗАО «Юкос-ЭП», №13-С01-01. М., 2002.

5. Регламент скважинных исследований. Часть I. Гидродинамические исследования скважин. ОАО «Сибнефть», 2003.

6. Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов. Проект национального стандарта, Вестник ЦКР, № 2, 2007.

7. Кулагина Т.Е., Камардинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин, Томск, 2004, 340с.

8. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М.: 2007, 512 с.

9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов, М.: 2006

10. Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Способ изучения объемного распределения проницаемости объекта эксплуатации по комплексу геофизических и гидродинамических методов исследований скважин. Геофизика, 2004, № 3, с. 31–39.

11. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Промыслово-геофизический контроль. Новые задачи. Новые возможности. Новые приоритеты, Каротажник, № 96, 2002.

12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Повышение достоверности математического моделирования разработки месторождений нефти и газа на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе. Геофизика, № 4, 2005.

13. Oliver House, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Foundation Pressure Transient Analysis (Dynamic Flow Analysis, Part 1, Kappa, 1988–2007.

14. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В., Штейнберг Ю.М., Дяченко А.Г., Вольпин А.С. Анализ применения ГДИС технологий в информационном обеспечении проектирования разработки, Нефтяное хозяйство № 10, 2002

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Условные обозначения.....	5
ГЛАВА 1. ОСНОВЫ МЕТОДОВ ТИ И ГДИС.....	15
1.1. Цели, задачи и объекты ТИ и ГДИС	15
1.2. Классификация технологий ТИ-ГДИС.....	17
1.3. Технологии промысловых технологических исследований.....	18
1.4. Технологии гидродинамических исследований.....	19
1.4.1 Одноцикличные нестационарные технологии.....	20
1.4.2 Комплексные циклические гидродинамические исследования.....	26
1.4.3. Реализация технологий ГДИС в различных эксплуатационных и разведочных скважинах	29
1.4.4. Комплексные исследования при опробовании пластов	31
1.4.4.1. Испытания пластов измерительными комплексами на бурильных трубах (ИПТ).....	31
1.4.4.2. Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле	34
1.4.4.3. Комплексные технологии при освоении скважин (вызов притока способами компрессирования, закачки газа или свабирования)	37
1.4.4.4. Технология свабирования с последующим закрытием скважины на забое	40
1.4.4.5. Технология освоения струйным аппаратом	41
1.4.5 Исследования методом гидропрослушивания (ГДП)	42
1.5. Средства измерения ТИ и ГДИС	43
1.5.1. Основные характеристики измерительных датчиков давления.....	44
1.5.2 Основные характеристики измерительных датчиков расхода.....	48
1.5.3 Критерии эффективности аппаратурного обеспечения ГДИС.....	51
1.5.2. Метрологическое обеспечение средств измерения ГДИС и ТИ	53
1.5.3. Типы глубинных информационно-измерительных систем ГДИС	57
1.5.3.1. Автономные информационно-измерительные системы измерения	57
1.5.3.2. Стационарные дистанционные информационно- измерительные системы	58
1.5.3.3. Стационарные информационно-измерительные системы индивидуального контроля работы пластов при их совместной эксплуатации.....	59
Литература к главе 1	62

ГЛАВА 2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ.....	64
2.1. Физические свойства пластовых флюидов	64
2.1.1. Нефти и природные газы.....	64
2.1.2. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию	65
2.1.3. Основные характеристики пластовых углеводородов как термодинамических систем	66
2.1.4. Основные уравнения термодинамики.....	68
2.1.5. Фазовые диаграммы	67
2.1.6. Свойства пластовых флюидов	72
2.1.6.1. Условия определения свойств пластовых флюидов	73
2.1.6.2. Удельный, молярный объем, плотность	73
2.1.6.3. Вязкость	74
2.1.6.4. Параметры, характеризующие растворимость газа в нефти.....	74
2.1.6.5. Параметры газа (газоконденсатной смеси)	76
2.1.6.6. Корреляционные зависимости для физических свойств	77
2.2. Фильтрация в пористой среде. Модель пористой среды.....	85
2.3. Фильтрационные и емкостные характеристики коллекторов	86
2.3.1. Емкостные характеристики коллектора.....	86
2.3.2. Проницаемость коллекторов	87
2.3.3 Особенности фильтрации многокомпонентного (многофазного) флюида	89
2.3.4. Капиллярные свойства.....	91
2.3.5. Удельная поверхность	93
2.3.6. Взаимосвязь проницаемости и пористости	94
2.3.7. Упругие свойства коллекторов.....	98
Литература к главе 2	100
ГЛАВА 3. ТЕОРИЯ ПРОЦЕССОВ ГДИС	102
3.1. Законы фильтрации жидкости и газа	102
3.1.1. Описание коллектора на основе гипотезы сплошности	102
3.1.2. Основные понятия механики сплошных сред	103
3.1.3. Законы сохранения в пористой среде	104
3.1.3.1. Закон сохранения массы (уравнение неразрывности).....	104
3.1.3.2. Закон сохранения импульса	106
3.1.3.3. Закон Дарси как форма закона сохранения импульса.....	107

3.1.4. Математические модели фильтрации однофазного флюида	108
3.1.4.1. Фильтрация несжимаемой жидкости в несжимаемой среде	108
3.1.4.2. Фильтрация сжимаемой (упругой) жидкости	108
3.1.4.3. Фильтрация газа	111
3.1.5. Математические модели фильтрации многофазного флюида	115
3.2. Режимы течения флюида в пласте	118
3.2.1. Радиальный режим течения жидкости	118
3.2.2. Радиальный режим течения газа	110
3.2.3. Режимы течения, отличные от радиального	121
3.3. Квазистационарная радиальная фильтрация	124
3.3.1. Стационарное распределение давления в кольцевой цилиндрической полости	124
3.3.1.1. Фильтрация жидкости	124
3.3.1.2. Фильтрация газа	125
3.3.2. Радиус контура питания	125
3.3.3. Уравнение квазистационарной радиальной фильтрации	129
3.3.3.1. Фильтрация жидкости	129
3.3.3.2. Фильтрация газа	130
3.3.4. Уравнения стационарной нерадиальной фильтрации	132
3.3.4.1. Оценка расхода горизонтальной скважины	132
3.3.4.2. Оценка расхода вертикальной трещины неограниченной проводимости	133
3.3.4.3. Работа скважины в ограниченном по простираению однородном пласте	135
3.3.5. Индикаторные диаграммы	137
3.4. Радиальный скин-фактор	140
3.4.1. Типы несовершенства скважин	140
3.4.2. Скин-фактор как количественная мера несовершенства скважины	145
3.4.3. Связь скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта	148
3.4.3.1. Скин-фактор кольтматации пласта	148
3.4.3.2. Скин-фактор частичного вскрытия пласта	150
3.4.3.3. Скин-фактор отклонения ствола от вертикали	151
3.4.3.4. Скин-фактор перфорации	152
3.4.3.5. Скин-фактор трещины гидроразрыва	152

3.4.3.4. Скин-фактор и радиальный приток	153
3.4.4. Уравнение Дюпюи для несовершенной скважины.....	153
3.4.5. Продуктивность пласта	153
3.4.6. Влияние нелинейности закона фильтрации, D-фактор	155
3.4.7. Приведенный радиус скважины.....	156
3.5. Нестационарные процессы при циклической работе скважины.....	158
3.5.1. Эффект влияния ствола скважины.....	158
3.5.1.1. Понятие о коэффициенте послепритока	158
3.5.1.2. Расчет коэффициента послепритока	160
3.5.1.3. Переменный коэффициент послепритока	161
3.5.2. Базовая модель нестационарной радиальной фильтрации.....	162
3.5.3. Асимптотическая модель нестационарной радиальной фильтрации жидкости	166
3.5.3.1. Условия пуска скважины в работу со стабильным расходом скважины без учета влияния послепритока (КВД в логарифмическом масштабе времени).....	166
3.5.3.2. Условия остановки стабильно работающей скважины без учета влияния послепритока (КВД в масштабе Хорнера)	168
3.5.3.3. Условия остановки стабильно работающей скважины без учета влияния послепритока (КВД в обобщенном логарифмическом масштабе)	169
3.5.3.4. Условия циклически работающей скважины	170
3.5.3.5. Условия нестабильно работающей скважины.....	172
3.5.4. Асимптотические модели нестационарной нерадиальной фильтрации жидкости	173
3.5.5. Асимптотическая модель радиальной фильтрации газа	175
3.6 Квazистационарная линейная фильтрация	176
3.6.1. Основные закономерности стационарного линейного течения жидкости.....	176
3.6.2. Стационарное распределение давления в линейной полости	177
3.6.3. Линейный контур питания	178
3.6.4. Уравнение квазистационарной линейной фильтрации жидкости.....	179
3.6.5. Линейный скин-фактор	179
3.6.6. Связь линейного скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта	180
Литература к главе 3.....	181
ГЛАВА 4. МОДЕЛИ ГДИС.....	183
4.1. Графическое представление результатов ГДИС	183

4.1.1. Изображение результатов исследований в реальном времени.....	183
4.1.2 Масштабирование результатов ГДИС при радиальном режиме течения	183
4.1.3. Масштабирование результатов ГДИС при нерадиальных режимах течения.....	187
4.2. Классификация моделей ГДИС	189
4.3. Модели скважины.....	191
4.3.1. Вертикальная скважина в однородном изотропном пласте со скин-фактором.....	191
4.3.2. Скважина с трещиной гидроразрыва	195
4.3.2.1. Особенности массопереноса в системе «трещина-пласт»	195
4.3.2.2. Безразмерные характеристики массопереноса в трещине	197
4.3.2.3. Модель трещины неограниченной проводимости.....	198
4.3.2.4. Модель трещины ограниченной проводимости.....	203
4.3.2.5. Влияние трещины на интегральный скин-фактор	208
4.3.2.6. Динамические трещины в нагнетательных скважинах	210
4.3.3. Модель частичного вскрытия	211
4.4. Модели резервуара.....	217
4.4.1. Модели композитного пласта.....	217
4.4.2. Модель двойной пористости	220
4.4.2.1. Особенности массопереноса в системе скважина-пласт.....	220
4.4.2.2. Безразмерные характеристики массопереноса	224
4.4.2.3. Характерные режимы течения, особенности поведения логарифмической производной	225
4.4.3. Совместная работа нескольких пластов.....	228
4.4.3.1. Результаты численного моделирования	228
4.4.3.2. Приближенное аналитическое решение задачи (модель двойной проницаемости)	230
4.5. Модели границ	232
4.5.1. Одиночная граница	233
4.5.2. Пересекающиеся границы (клин)	238
4.5.3. Две параллельные границы (русло).....	241
4.5.4. Три взаимно пересекающиеся границы (полуограниченное русло)	244
4.5.5. Полностью ограниченный пласт (линза)	246
4.5.5.1. Вытянутая линза.....	247

4.5.5.2. Компактная линза	250
4.6. Комплексные модели «скважина-пласт»	251
4.6.1. Горизонтальная скважина в ограниченном пласте	251
4.6.1.1. Описание модели и характерные режимы течения	252
4.6.1.2. Особенности поведения	257
логарифмической производной	257
4.6.2. Модели межскважинного взаимодействия	259
4.7. Межпластовые перетоки	263
4.7.1. Модель заколонного перетока.....	263
4.7.2. Результативность ГДИС при выявлении перетока по негерметичному цементному камню.....	263
4.7.3. Результативность ГДИС при выявлении перетоков по трещине гидроразрыва	265
4.7.4. Результативность ГДИС при выявлении перетоков по нестабильной трещине в нагнетательной скважине.....	267
4.8. Особенности восстановления давления при сложных режимах течения ..	268
4.9. Влияние предыстории.....	271
4.10. Поле давления в условиях длительной выработки запасов.....	279
Литература к главе 4	287
ГЛАВА 5. ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, КАК ОСНОВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС	290
5.1. Определение забойного давления.....	290
5.1.1. Пересчет измеренного забойного давления на характерные глубины.....	291
5.1.2. Расчет давления на забое нагнетательной скважины по величине измеренного устьевого давления	292
5.1.3 Расчет давления на забое остановленной газовой скважины по величине устьевого давления	293
5.1.4. Расчет давления на забое скважины механизированного фонда, работающей водонефтяной смесью.....	295
5.1.5. Определение забойного давления в добывающих нефтяных скважинах механизированного фонда с большим газосодержанием продукции.....	297
5.2. Экспресс-оценка расхода по замерам давления и динамического уровня	298
5.2.1. Связь значений давления и расхода с динамическим уровнем.....	298
5.2.2. Экспресс-оценка расхода по одновременным замерам динамического уровня	299
5.2.3. Экспресс оценка дебитов по темпу изменения забойного давления во времени	300

5.2.4. Особенности оценки расхода при вызове притока свабированием	301
5.3. Определение плотности заполняющего ствол и притекающего флюида	302
5.3.1. Оценка расходной плотности по кривым изменения во времени забойного давления и динамического уровня	302
5.3.2. Оценка плотности и состава заполнителя скважины по градиенту давления в стволе по глубине.....	303
5.4. Оценка восстановленного и пластового давления и продуктивности пласта	304
5.5. Особенности непрерывного мониторинга технологических параметров стационарными системами измерения.....	305
Литература к главе 5	305
ГЛАВА 6. МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	307
6.1. Принципы интерпретации результатов ГДИС	307
6.2. Достоверность оценки пластового давления по результатам ГДИС	308
6.3. Методы интерпретации ГДИС.....	310
6.3.1. Интерпретация ГДИС при установившихся режимах работы пласта жидкостью.....	310
6.3.1.1. Оценка пластового давления и продуктивности	311
6.3.1.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров пласта по величине фильтрационного сопротивления	312
6.3.1.4. Общий подход к анализу нелинейных индикаторных диаграмм	313
6.3.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения переходных процессов в стабильно работающих жидкостью скважинах	314
6.3.2.1. Метод линейной анаморфозы.....	315
6.3.2.2. Метод типовых кривых.....	317
6.3.2.3. Метод совмещения	319
6.3.3. Циклическая смена нестационарных режимов	319
6.3.4. Оценка расходных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем.....	320
6.3.4.1. Особенности исследований скважин с динамическим уровнем.....	320
6.3.4.2. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления	320

6.3.5. Оценка фильтрационных параметров пластов в скважинах с динамическим уровнем	324
6.3.5.1. Основные способы обработки и интерпретации ГДИС	324
6.3.5.2. Учет переменного дебита методом деконволюции	325
6.3.5.3. Совместная обработка кривых давления и дебита методом совмещения	326
6.3.5.4. Информативные возможности интерпретации скважин с нестабильным расходом	327
6.3.6. Интерпретация ГДИС при установившихся режимах работы пласта газом	328
6.3.6.1. Оценка интенсивности работы, пластового давления и фильтрационных сопротивлений в скважине, работающей со стабильным расходом	328
6.3.6.2. Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения нестационарного поля давления	330
6.3.7. Особенности интерпретации ГДИС в скважинах, работающих многофазной продукцией	331
6.3.8. Оценка фильтрационных параметров пластов по результатам гидропрослушивания	332
6.3.8.1. Методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания	332
6.3.8.2. Методы фундаментальной обработки результатов гидропрослушивания	336
6.3.9. Интерпретация кривых падения дебита	337
6.3.9.1. Интерпретация кривых изменения дебита	337
6.3.9.2. Интерпретация кривых изменения давления и дебита	341
Литература к главе 6	344
ГЛАВА 7. ПРАКТИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС	346
7.1. Исследования скважин, фонтанирующих жидкостью	346
7.2. Исследования добывающих скважин механизированного фонда	353
7.2.1. Исследования автономными датчиками на приеме насоса	354
7.2.2. Исследования с помощью специализированных дистанционных датчиков	362
7.2.3. Измерения динамического уровня эхолотом	363
7.3. Исследования эксплуатационных нагнетательных скважин	366
7.4. Исследования в процессе испытания	372
7.5. Исследования в процессе освоения	376
7.5.1. Вызов притока свабированием при свободном динамическом уровне	376

7.5.2. Вызов притока сваби́рованием с закрытием скважины на забое	384
7.5.3. Вызов притока струйным аппаратом.....	387
7.5.4. Вызов притока компрессированием или азотированием	390
7.6. Сопровождение ГТМ	392
7.6.1. Исследования в процессе перфорации	392
7.6.2. Исследования в процессе гидроразрыва.....	394
7.6.3. Исследования до и после гидроразрыва.....	400
7.6.4. Исследования до и после кислотной обработки.....	404
7.7. Исследование скважин, фонтанирующих газом	406
7.8. Особенности исследования скважин при многофазном притоке	410
7.8.1. Легкая нефть, (газоконденсатная) смесь.....	410
7.8.2. Газонефтяная смесь при снижении давления ниже давления насыщения	414
7.8.3. Водонефтяная смесь	417
7.9. Особенности исследования скважин при межпластовых перетоках.....	420
7.10. Исследования скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов	426
7.10.1. ГДИС при одновременно-раздельной эксплуатации пластов	427
7.10.2. ГДИС при использовании стационарных информационно-измерительных систем на якорях	427
ГЛАВА 8. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТИ И ГДИС.....	440
8.1. Оперативное планирование исследований	440
8.1.1. Выбор технологии ГДИС-ТИ.....	441
8.1.2. Обоснование необходимой длительности ГДИС	442
8.1.3. Выбор средств регистрации и способа измерения	443
8.2. Системность гидродинамического контроля разработки по ГДИС-ТИ	444
8.2.1. Пьезометрический фонд скважин	445
8.2.2. Опорные сети эксплуатационного фонда скважин.....	445
8.3. Требования к периодичности и охвату ТИ и ГДИС.....	446
8.4. Комплексование ГДИС с другими методами геофизического контроля разработки.....	448
8.5. Документирование результатов ТИ и ГДИС.....	449
8.6. Анализ и обобщение результатов ГДИС	451

8.6.1. Построение карт изобар	451
8.6.2. Построение карт проницаемости и проводимости	453
8.6.3. Анализ динамики изменения гидродинамических свойств скважины (продуктивности и удельной продуктивности).....	454
8.7. Анализ и обобщение результатов ТИ и ГДИС	454
8.8. Программное обеспечение ТИ и ГДИС	457
8.9. Применение результатов ТИ и ГДИС.....	464
8.9.1. Мониторинг бурения и разработки месторождений.....	464
8.9.2. Применение результатов ТИ и ГДИС на этапе построения секторных гидродинамических моделей.....	464
Литература к главе 8.....	465