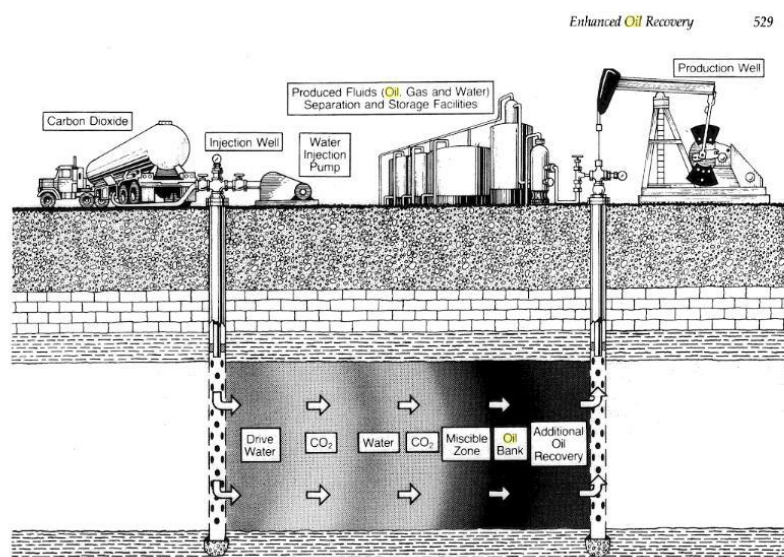


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра нефтегазового дела

Повышение нефтеотдачи пластов



Методические указания по выполнению
практических и самостоятельных работ

Иркутск 2022

Повышение нефтеотдачи пластов: методические указания по выполнению практических и самостоятельных работ. / Сост.: Лагерев Р.Ю. Иркутск: ИрННТУ, 2022. 20 с.

Изложены указания и рекомендации, необходимые для выполнения практических и самостоятельных работ для студентов, осваивающих основную профессиональную образовательную программу по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Предназначены для студентов дневной и заочной форм обучения.

Рецензент: к-т техн. наук, доцент А.К. Шмаков

В целях освоения обучающимися основной профессиональной образовательной программы высшего образования по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», ориентируясь на требования профессионального стандарта "Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата", утвержденного Приказом Минтруда России от 25.12.2014 N 1124н, в части выполнения отдельных трудовых функции работников нефтегазовой отрасли, обучающимся необходимо овладеть практическими навыками по планированию, организации, управлению, контролю, анализу и регулированию рядом технологических процессов сопровождающих скважинную добычу нефти.

Освоение программы дисциплин изложено по принципу от простого к более сложному. На первом этапе обучающиеся знакомятся с основными контролируемыми величинами, используемыми при скважинной добыче нефти. Далее выполняют ряд расчетно-графических работ и заканчивают освоение курса выполнением моделирования работы скважины с применением микротренажера **Interference Testing** (доступны на *Google Play* и *AppStore*) с последующей интерпретацией полученных данных.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 1

Перевод основных контролируемых величин


Цель работы – ознакомиться с переводными коэффициентами основных величин, используемых для целей контроля и регулирования технологических процессов сопровождающих скважинную добычу нефти.

Теоретические положения

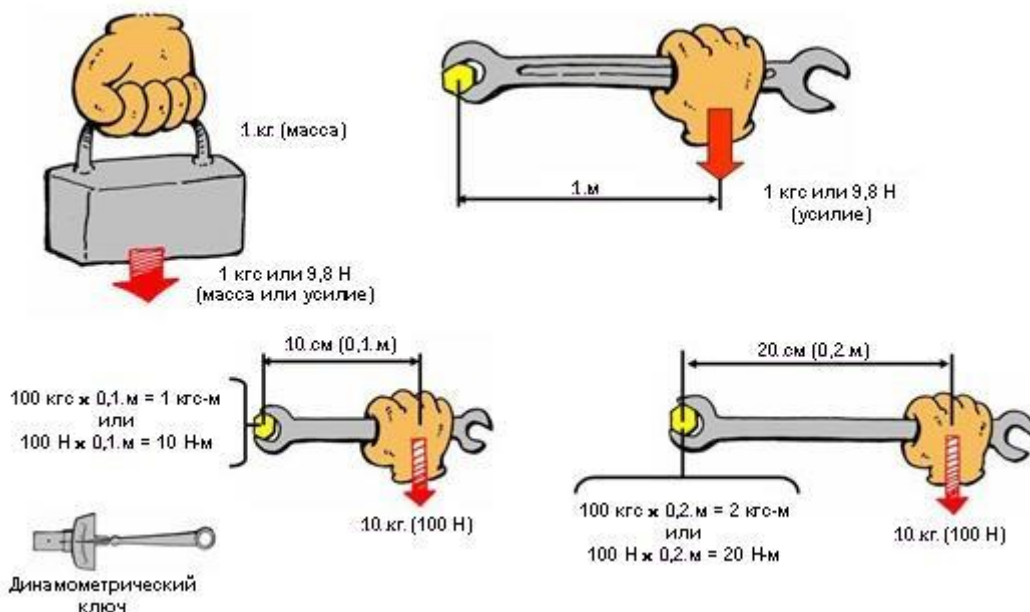
Как известно, основными показателями, характеризующими работу системы: «ПЛАСТ-ПЭС-СКВАЖИНА» являются следующие:

- пластовое давление – $P_{пл}$;
- забойное давление – $P_{зб}$;
- давление насыщения – $P_{нс}$;
- депрессия на пласт – ΔP ;
- плотность воды (пластовая и поверхностная) – ρ_n ;
- динамическая вязкость воды – μ ;
- объемный коэффициент воды – b ;
- приёмистость скважины – Q ;
- приведенный радиус скважины – $r_{пр}$;
- радиус контура закачки воды – $R_{кп}$;
- уровень жидкости в скважине – $H_{ст}$;
- столб жидкости в скважине – $H_{сж}$;
- коэффициент приёмистости скважины – $k_{пр} (PI) (K_{прод})$
- скин (эффект) скважины – S ;
- мощность продуктивного пласта - h ;
- проницаемость пласта - k ;
- гидропроводность пласта - ε ;
- подвижность воды – $Пнзн$;
- пьзопроводность пласта – χ ;
- время переходного процесса – $t_{пр}$.

Методические указания

 **Самостоятельно** изучите и дайте определения вышеупомянутых характеристик, характеризующих работу нагнетальной скважины и пласта-коллектора. Ознакомьтесь с нефтепромысловой размерностью контролируемых величин с учетом принятых переводных коэффициентов:

Наименование физической величины		Единицы измерения		
		система СИ	промысловая система единиц России	промысловая система единиц США
Давление	1 МПа	10^6 Па	10 ат	145,04 psi
	1 ат	0,1 МПа	1 ат	14,696 psi
	1 psi	6,895 кПа	0,07 ат	1 psi
Масса	1 кг	10^3 г	1 кг	2,205 lb
	1 lb	453,6 г	0,4536 кг	1 lb
Длина	1 м	10^3 км	1 м	3,281 ft = 39,37 in
	1 ft	30,48 см	0,305 м	1 ft
Объем	1 м ³	10^6 см ³	1 м ³	6,29 bbl
	1 bbl	159000 см ³	0,159 м ³	1 bbl
Плотность	1 г/см ³	1 г/м ³	10^3 кг/м ³	
Вязкость	1 мПа·с	10^{-3} Па·с	1 сП	1 сP
Проницаемость	1 мкм ²	10^{-12} м ²	1 Д	1 D
	1 мД	10^{-15} м ²	10^{-3} Д	10^{-3} D
Гидропроводность	1 Д·см/сП	10^{-2} (мкм ² ·м)/(мПа·с)	1 Д·см/сП	
Пьезопроводность	1 см ² /сек	10^{-4} м ² /сек	1 см ² /сек	
Продуктивность	1 м ³ / (сут·атм)	$11,57 \cdot 10^{-5}$ м³/ (сек·МПа)	1 м ³ / (сут·атм)	
Сжимаемость	1 ат ⁻¹	10 МПа ⁻¹	1 ат ⁻¹	psi ⁻¹
Дебит	1 м ³ /сут	$11,57 \cdot 10^{-6}$ м ³ /сек	1 м ³ /сут	



Задание 1.1 - Выполните перевод следующих величин:

Дано		Значение	Ед.
Сила закрытия задвижки	F	26+в	Н
Найти		Расчет	Ед.
Силу закрытия задвижки	F	???	кг·м/с ²
Силу закрытия задвижки	F	???	кН
Силу закрытия задвижки	F	???	кгс

👉 **Примечание:** в – номер вашего варианта;

Задание 1.2- Выполните перевод следующих величин:

Дано		Значение	Ед.
Приёмистость скважины	Q	35+в	м ³ /сут
Найти		Расчет	Ед.
Приёмистость скважины	Q	???	м ³ /с
Приёмистость скважины	Q	???	см ³ /с

👉 **Примечание:** в – номер вашего варианта;

Задание 1.3 - Выполните перевод следующих величин:

Дано		Значение	Ед.
Пластовое давление	Рпл	15+в	МПа
Найти		Расчет	Ед.
Пластовое давление	Рпл	???	Па
Пластовое давление	Рпл	???	ат
Пластовое давление	Рпл	???	Н/м ²

👉 **Примечание:** в – номер вашего варианта;

Задание 1.4 - Выполните перевод следующих величин:

Дано		Значение	Ед.
Проницаемость пласта	k	3.2626E-13	м ²
Найти		Расчет	Ед.
Проницаемость пласта	k	???	мкм ²
Проницаемость пласта	k	???	Д
Проницаемость пласта	k	???	мД

Задание 1.5 - Выполните перевод следующих величин:

Дано		Значение	Ед.
Гидропроводность ПЗП	ϵ	6.7700E-10	м ³ /Па·с
Найти		Расчет	Ед.
Гидропроводность ПЗП	ϵ	???	мкм ² ·м/мПа·с
Гидропроводность ПЗП	ϵ	???	*10 ¹⁰ ·м ³ /Па·с

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 2

Оценка пластового и забойного давлений

Цель работы – ознакомиться с простейшими методами оценки пластового и забойного давлений в нагнетательных скважинах.

Теоретические положения

В промысловых условиях пластовое давление **Р_{пл}** определяют по столбу жидкости, замерив предварительно **статический уровень Н_{ст}** – уровень жидкости, установившийся в скважине после ее длительной остановки при условии, что на столб жидкости действует только атмосферное давление.

Вместе с этим, забойное давление **Р_{пл}**, определяют через **динамический уровень Н_{дин}**, когда скважина вышла на стационарный (установившийся) режим работы. В основу расчета, как известно, заложена формула оценки гидростатического давления:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \quad (2.1)$$

Методические указания

В данной практической работе необходимо оценить значения пластового и забойного давлений на нагнетательной скважине, используя данные:

Дано		Значение	Ед.
Статический уровень	Н _{ст}	900+в	м
Динамический уровень	Н _{дин}	1500+в	м
Глубина скважины	h	2326+в	м
Плотность воды	ρ_n	1000+в	кг/м ³
Найти		Расчет	Ед.
Пластовое давление	Р _{пл}	???	Па
Забойное давление	Р _{зб}	???	Па
Пластовое давление	Р _{пл}	???	атм
Забойное давление	Р _{зб}	???	атм
Пластовое давление	Р _{пл}	???	psi
Забойное давление	Р _{зб}	???	psi

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 3

Оценка скорости потока в НКТ

Цель работы – ознакомиться с методикой оценки скорости закачиваемой воды, через устьевую приёмистость скважины.

Теоретические положения

Оценка скорости потока в НКТ используется для решения многих практических нефтепромысловых задач, например, для целей промывки песчаной пробки на забое оценивают среднюю скорость оседания песчинок и сопоставляют ее со скоростью восходящего потока, для расчета гидравлических потерь также необходимо знать скорость потока, для обоснования подбора скважинного оборудования и т.д.

Как известно, скорость потока внутри НКТ зависит от внутреннего диаметра колонны и объема жидкости, проходящего через соответствующее сечение колонны.

$$v = Q/S \quad (3.1)$$

Методические указания

В данной практической работе необходимо оценить значения скорости потока в нагнетальной скважине, используя исходные данные, представленные ниже:

Дано		Значение	Ед.
Внутренний диаметр НКТ	Днкт	73+ в	мм
Приемистость скважины	Q	326+ в	м ³ /сут
Найти		Расчет	Ед.
Площадь НКТ	S	???	м ²
Скорость потока воды	V	???	м/с

☞ **Примечание:** **в** – номер вашего варианта;

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 4

Оценка состояния призабойной зоны нагнетальной скважины

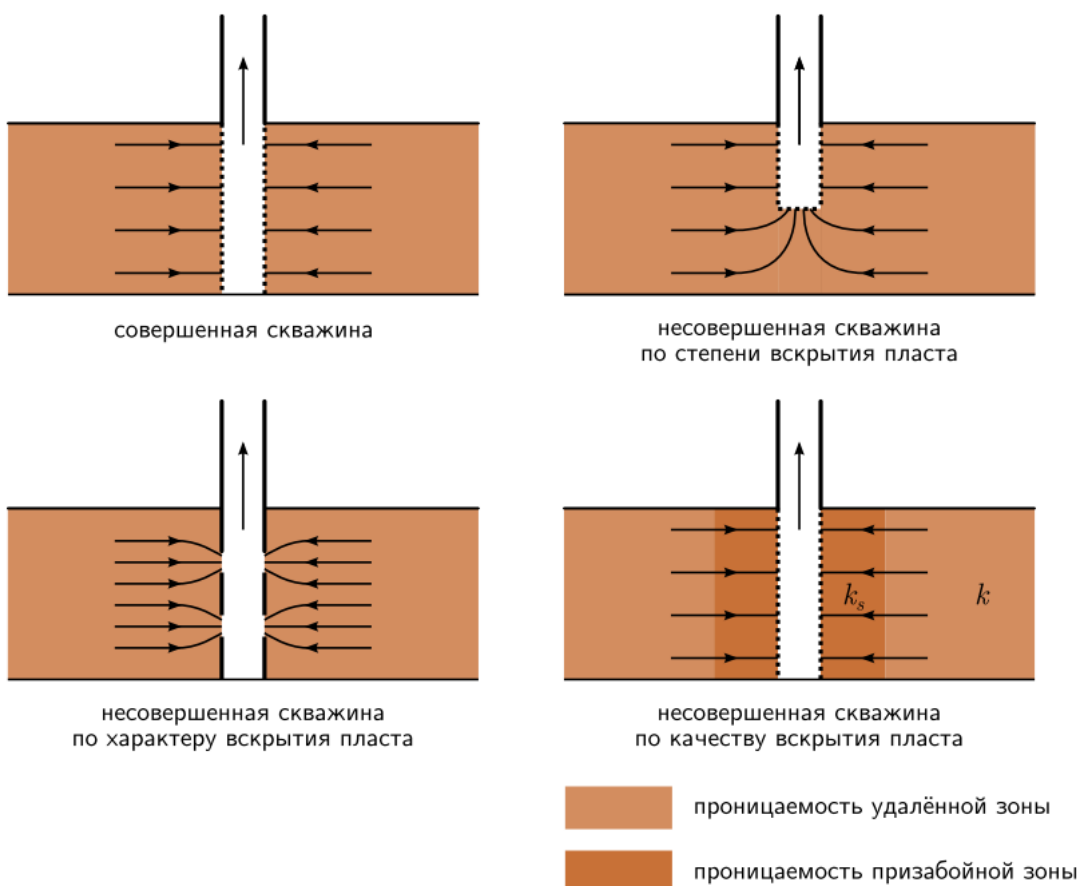
Цель работы – изучение основных факторов, характеризующих гидравлическую связь между стволом скважины и пластом. Оценка связи численными методами.

Теоретические положения

☞ При вскрытии пласта не на всю толщину скважиной с открытым забоем, а только на некоторую глубину, то ее называют гидродинамический несовершенной **по степени** вскрытия пласта. Вместе с тем, если скважина вскрывает пласт до подошвы, но сообщение с пластом происходит только через специальные отверстия в обсадной колонне и цементном камне или через

специальные фильтры, то такую скважину называют гидродинамически несовершенной по **характеру** вскрытия пласта.

Поскольку, скважина имеет приемистость только при наличии гидравлической связи с коллектором, качество и количество оттока жидкости в пласт зависит от **степени** и **характера** вскрытия продуктивного пласта (см. рисунки ниже), определяющих величину **скин-фактора S** и коэффициента гидравлического совершенствования скважины **C** .



$$C = C_1 + C_2 + S, \quad (5.1)$$

где C_1 – безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное несовершенством скважины *по степени вскрытия пласта* (скважина вскрывает пласт не на всю глубину);

C_2 – безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное несовершенством скважины *по характеру вскрытия пласта*;

S – **скин-фактор** – ухудшения проницаемости в призабойной зоне пласта, обусловленное несовершенством скважины *по качеству вскрытия пласта* из-за:

$$S = S_{\bar{o}} + S_n + S_{\bar{u}} \quad (5.2)$$

где $S_{\bar{o}}$ – первичного вскрытия бурением;
 S_n – вторичного вскрытия перфорацией;
 $S_{\bar{u}}$ – цементированием.

Если скважина подтверждена загрязнению, со снижением проницаемости в призабойной зоне, то $+S$ – *положителен*. Если скважина интенсифицирована, когда в ней выполнена какая-то работа по воздействию на пласт (сильнокислотная обработка, импульсное воздействие), то пласт очищается и в призабойной зоне может оказаться проницаемость выше проницаемости пласта. Тогда $-S$ – *становится отрицательным*.

Гидродинамическое совершенство скважины также принято оценивать приведенным радиусом скважины:

Приведенный радиус скважины r_{np} характеризует гидродинамическое совершенство скважины и *рассматривается как радиус такой воображаемой скважины, которая в аналогичных условиях дает такую же приемистость, что реальная скважина:*

$$r_{np} = r_c \cdot e^{-C}, \quad (5.3)$$

где r_c – радиус скважины.

После логарифмирования [5.3] получаем формулу оценки **гидродинамического совершенства** скважины C :

$$C = \ln \frac{r_{np}}{r_c}, \text{ аналогично } C = \frac{\ln R_k/r_{np}}{\ln R_k/r_c}, \quad (5.4)$$

Методические указания

В данной практической работе необходимо оценить значения гидродинамического совершенства нагнетательных скважины, используя исходные данные, представленные ниже:

Дано		Значение	Ед.
Радиус скважины	$r_{ск}+в$	15	см
Приведенный радиус	$r_{пр}+в$	1	см
Контур закачки воды	R_k	250	м
Найти		Расчет	Ед.
C		???	

 **Примечание:** в – номер вашего варианта;

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 5

Оценка пластового давления через индикаторную диаграмму

Цель работы – ознакомиться с методикой оценки пластового давления $P_{пл}$ через уравнение индикаторной диаграммы нагнетательной скважины.

Теоретические положения

Как известно, пластовое давление $P_{пл}$ скважины можно приблизительно найти на установившемся режиме эксплуатации, через парные значения забойных давлений $P_{зб}$ и соответствующие им значения приёмистости Q .

Для этих целей необходимо исследовать скважину на различных режимах на каждом из которых зафиксировать приёмистость и соответствующее ей забойное давление.

Полученные данные используются для получения графика зависимости приёмистости скважины от забойного давления и получили название *индикаторных диаграмм*. Индикаторной диаграммой (ИД) скважины называется графическая зависимость установившейся приёмистости Q от депрессии ΔP или забойного давления $P_{зб}$:

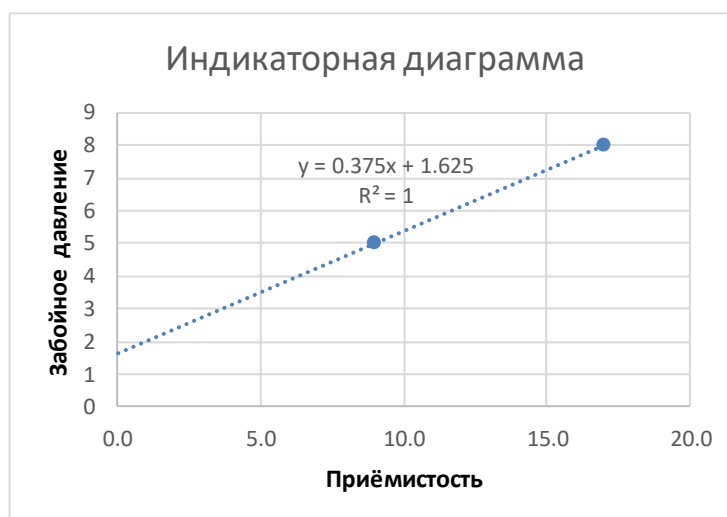


Рисунок 5.1 – Общий вид индикаторной диаграммы нагнетательной скважины

Диаграмма $Q=f(P_{зб})$ предназначена для оценки величины пластового давления ($P_{пл}$), которые определяются путем «продолжения» индикаторной линии до пересечения с осью ординат. То есть при $Q=0$ скважина не работает, а забойное давление стремится к пластовому ($P_{зб} \rightarrow P_{пл}$).

Таким образом, для оценки пластового давления требуется нахождение уравнения индикаторной диаграммы, получить которое можно через оценку координат двух точек, лежащих на одной прямой:

$$\frac{x - x_1}{(x_2 - x_1)} = \frac{y - y_1}{(y_2 - y_1)}$$

где x_1 и x_2 – значения приёмистости нагнетательной скважины, снятые на установившемся режиме фильтрации;

y_1 и y_2 – значения забойных давлений скважины, соответствующих приёмистости x_1 и x_2 .

☞ Приняв, в полученном линейном уравнение $y=kx+b$ значения приёмистости равным нулю – получают оценку пластового давления.

Методические указания

В данной практической работе необходимо оценить значение пластового давления, используя данные, полученные по результатам исследования скважин на установившихся режимах.

Дано		Значение	Ед.
Приёмистость 1	Q1+в	9	м ³ /(сут · МПа)
Приёмистость 2	Q2+в	17	м ³ /(сут · МПа)
Забойное давление 1	Рзб1	13	МПа
Забойное давление 2	Рзб2	15	МПа
Найти		Расчет	Ед.
Пластовое давление	Рпл	10.75	МПа
Пластовое давление	Рпл	10 750 000	Па
Пластовое давление	Рпл	107.5	атм

☞ **Примечание:** в – номер вашего варианта;

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА 6

Оценка коэффициента приёмистости нагнетательной скважины

Цель работы – ознакомиться с понятием коэффициент приёмистости скважины **PI** (Productivity Index) и методами его оценивания.

Теоретические положения

Для выбора скважинного и устьевого оборудования, для установления оптимального режима работы нагнетательных скважин важно знать значение коэффициента приёмистости скважины, поскольку, как известно, именно этот коэффициент предопределяет оптимальность закачки воды в продуктивный пласт:

$$Q = PI \cdot (P_{зб} - P_{пл}) \quad (7.1)$$

☞ **Коэффициент приёмистости (1)** - количество воды, которое может быть закачено в пласт при создании перепада давления на ее забое в 1 МПа.

☞ **Коэффициент приёмистости (2)** – отношение ее приемистости к перепаду (репрессии) между соответствующими забойным и пластовым давлениями.

☞ **Коэффициент приёмистости (3)** – показывает, на сколько может измениться объем закачки воды в скважину при изменении репрессии на пласт на единицу.

Исходя из определений и зависимости (7.1) коэффициент PI равен:

$$PI = \frac{Q}{(P_{зб} - P_{пл})} \quad (7.2)$$

Фактически коэффициент приёмистости HC в соответствии с функциональными зависимостями после изменения ее забойного давления устанавливается не сразу, а в течение некоторого времени ее эксплуатации. Поэтому для его определения PI требуется, чтобы скважина находилась на стационарном режиме эксплуатации (установившемся режиме фильтрации). Используя *крайние* значения замеров приёмистости и репрессии на установившемся режиме фильтрации, определяют:

$$PI = K_{np} = \frac{Q_2 - Q_1}{\Delta P_2 - \Delta P_1} \quad (7.3)$$

Как видно из формулы [6.3] размерность коэффициента приёмистости зависит от принятой размерности Q и ΔP . В нефтепромысловой практике обычно используют: [т/сут·МПа] [м³/сут·МПа] [м³/с·МПа]

При известных фильтрационных характеристиках пласта коэффициент приёмистости может быть также определен по формуле:

$$PI = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{np}}} \quad (7.4)$$

где k – коэффициент проницаемости, [м²];

μ – динамическая вязкость воды, [Па·с];

R_{kn} – радиус контура закачки (0,5×расстояния между НС) [м];

r_{np} – приведенный радиус скважины [м].

☞ Здесь, k – важнейший гидродинамический параметр пористой среды. Он характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации жидкости, на единичной площади фильтрации.

Методические указания

В данной практической работе необходимо оценить значения коэффициента приёмистости скважины, используя исходные данные, представленные ниже:

Задание 7.1 – Оценка PI по данным исследования скважины

Дано		Значение	Ед.
Приёмистость 1	$Q1+v$	25	м3/сут
Репрессия 1	$\Delta P1$	18	МПа
Приёмистость 2	$Q2+v$	55	м3/сут
Репрессия 2	$\Delta P2$	6	МПа
Найти		Значение	Ед.
PI скважины	PI	???	м3/(сут · МПа)
PI скважины	PI	???	м3/(с · Па)

МОДЕЛИРОВАНИЕ НА МИКРОТРЕНАЖЕРЕ INTERFERENCE TESTING (ДОПОЛНЕНИЕ)

Проведение межскважинного гидропрослушивания (ГДП).

Цель работы – ознакомиться с методикой проведения гидропрослушивания нефтяных (ГДП) скважин.

ГДП позволяет определять параметры пласта, линий выклинивания, тектонических нарушений, гидродинамическую связь между скважинами, выявлять непроницаемые границы, оценивать степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке, путем оценивания значений гидропроводности ε и пьезопроводности λ пласта между скважинами.

ГДП заключается: в наблюдении за изменением давления в одной из скважин (пьезометрической или простаивающей) при создании возмущения в соседней (добывающей или нагнетательной) скважине при фильтрации в пласте однофазной или водо-нефтяной смеси:

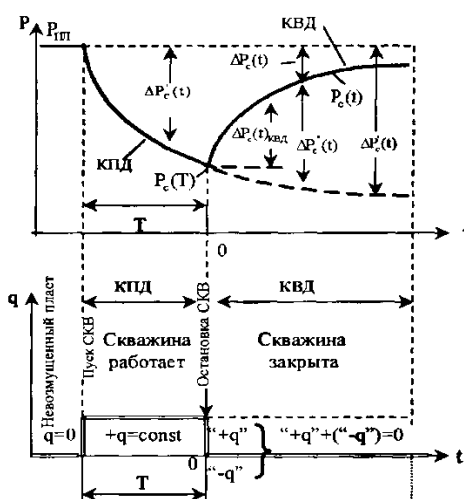


Схема процессов изменения давления при ГДП


Таким образом, запомните основные цели проведения ГДП:
а) определение ε и λ пласта в районе исследуемых скважин;

б) **определение** профиля притока (расхода) и параметров по разрезу пласта;

д) **контроль** и регулирование текущей нефтенасыщенности пласта при вытеснении нефти водой.

☞ Если при ГДП в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на наличие между скважинами непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). ГДП позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

Методические указания

Для выполнения практической работы вам потребуется скачать приложение **Interference Testing** .

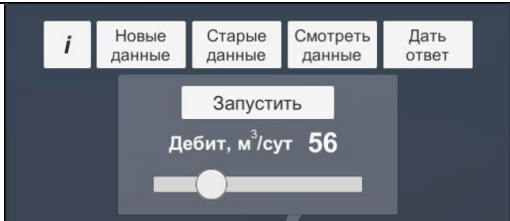
Цель моделирования работы скважин заключается в наблюдении за изменением уровня жидкости (давления) в скважине, обусловленным изменением отбора жидкости в соседней. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в "возмущающей" скважине и начало изменения давления в "реагирующей" скважине по времени пробега "волны давления" от одной скважины до другой, при известном расстоянии между скважинами и зафиксированном времени пробега "волны давления" необходимо получить следующие фильтрационные свойства:

1. Пьезопроводность пласта – λ .
2. Гидропроводность пласта – ε
3. Проницаемость пласта – k .

<p>Шаг 1. Нажмите вкладку НОВЫЕ ДАННЫЕ чтобы сгенерировать свои исходные данные для выполнения практической работы.</p>											
<p>Шаг 2. Нажмите вкладку СМОТРЕТЬ ДАННЫЕ и сохраните их в виде принт скрина:</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;">Расстояние между скважинами, м</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">464</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Глубина пласта, м</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">720</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Мощность пласта, м</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">4.3</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Вязкость нефти, сПз</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">5.5</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Плотность нефти, кг/м³</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">828</td> </tr> </table>	Расстояние между скважинами, м	464	Глубина пласта, м	720	Мощность пласта, м	4.3	Вязкость нефти, сПз	5.5	Плотность нефти, кг/м ³	828
Расстояние между скважинами, м	464										
Глубина пласта, м	720										
Мощность пласта, м	4.3										
Вязкость нефти, сПз	5.5										
Плотность нефти, кг/м ³	828										
<p>Шаг 3. Запишите начальное значение динамического уровня $H_{дн} =$ статическому $H_{ст}$ и заполните</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;">Время, ч</td> <td style="padding: 5px;"></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Динамический уровень, м</td> <td style="text-align: right; padding: 5px;">198</td> </tr> </table>	Время, ч		Динамический уровень, м	198						
Время, ч											
Динамический уровень, м	198										

таблицу с исходными данными по вашему варианту:	
---	--

Исходные данные для расчета:			
Параметр		Значение	Ед.
1. Глубина пласта	Нскв	720	м
2. Расстояние между скважинами	Ркп	464	м
3. Мощность пласта	h	4.3	м
5. Плотность нефти	ρ	828	кг/м ³
6. Вязкость нефти	μ	5.5	мПа·с
7. Статический уровень	Нст	198	м
8. Дебит (по вариантам!) см. Шаг 4.	Q	56	м ³ /сут

<p>Шаг 4. Задайте суточный дебит $Q_{сут}$ на возмущающей скважине с помощью бегунка 30+в м³/сут.</p>	
<p>Шаг 5. Нажмите ЗАПУСТИТЬ и зафиксируйте изменение (+1м) динамического уровня $H_{дн}$ в реагирующей скважине (гр. 3). Если не успеете зафиксировать данные нажмите НАЧАТЬ ЗАНОВО.</p>	$H_{дн}=f(t)$
<p>Шаг 6. Пересчитайте полученные значения $H_{дн}$ [м] в забойное давление $P_{зб}$ [Па] (гр. 4).</p>	$P_{зб}=ρ·g·(L-H_{дн})$
<p>Шаг 7. Посчитайте разницу между забойным давлением в i-ый момент времени $P_{збi}$ [Па] и забойным давлением до запуска скважины $P_{зб0}$ [Па] (гр. 5).</p>	$\Delta P_{зб}=P_{збi}-P_{зб0}$
<p>Шаг 8. Посчитайте значение абсолютное изменение $\Delta P_{збi}$ для каждого интервала наблюдений [Па] – (гр. 6).</p>	$\Delta P_{зб}=P_{збi}-P_{зб(i+1)}$

Результаты подготовки исходных данных представьте по форме таблицы ниже:

Подготовка исходных данных

гр.1	гр.2	гр.3	гр.4	гр.5	гр.6
t, ч	t, с	Ндн, м	P _{зб} , Па	ΔP _{зб} , Па	ΔP _{зб} , Па
0	0	198	4240039		
7	25200	199	4231916	8123	8123
12	43200	200	4223794	16245	8123
17	61200	201	4215671	24368	8123
20	72000	202	4207548	32491	8123
24	86400	203	4199426	40613	8123
27	97200	204	4191303	48736	8123
30	108000	205	4183180	56859	8123
34	122400	206	4175058	64981	8123
38	136800	207	4166935	73104	8123
43	154800	208	4158812	81227	8123
48	172800	209	4150689	89349	8123
51	183600	210	4142567	97472	8123
56	201600	211	4134444	105595	8123
62	223200	212	4126321	113718	8123
68	244800	213	4118199	121840	8123
74	266400	214	4110076	129963	8123
80	288000	215	4101953	138086	8123
88	316800	216	4093831	146208	8123
95	342000	217	4085708	154331	8123
102	367200	218	4077585	162454	8123

Подготовка исходных данных завершена, последующие этапы анализа данных направлены на обработку полученных исходных данных.

<p>Шаг 9. Для каждого интервала наблюдений найдите обратные значения их продолжительности – $\Gamma_{p7} = [1/c]$.</p>	$(1/t)$
<p>Шаг 10. Для каждого интервала наблюдений рассчитайте величину $1/t_{cp.i}$ – Γ_{p8}.</p>	$1/t_{cp.i} = \frac{1/t_i + 1/t_{i-1}}{2}$

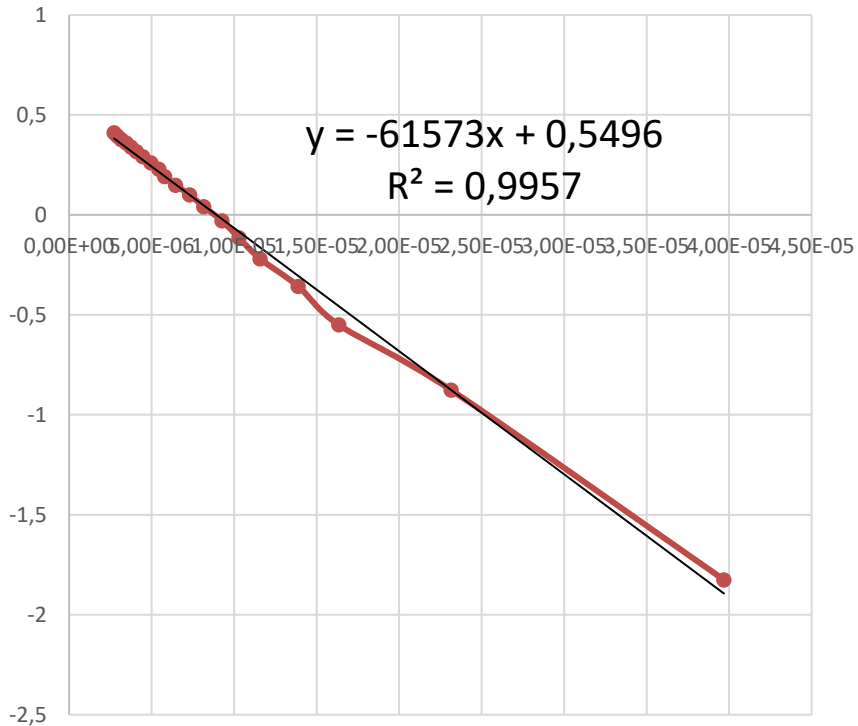
Шаг 11. Для каждого интервала наблюдений рассчитайте произведение – (гр. 9).	$(1/t_{cp.i}) \cdot (dP_{заб.})'$,
Шаг 12. Для каждого интервала наблюдений рассчитайте величину φ – (гр. 10).	$\varphi_i = \sum_{t=0}^{t=i} (1/t_{cp.i}) \cdot (dP_{заб.})'$
Шаг 13. Для каждого интервала времени прологарифмируйте величину φ натуральным логарифмом– (гр. 11).	$\ln(\varphi)$

Результаты обработки исходных данных представьте по форме таблицы ниже:

Результаты обработки исходных данных

гр.7	гр.8	гр.9	гр.10	гр.11
1/ t, с	1/t _{ср}	$\Delta P_{зб.}' \cdot (1/t_{ср})$	φ	$\ln(\varphi)$
3.97E-05	1.98E-05	0.1612	0.1612	-1.8253
2.31E-05	3.14E-05	0.2552	0.4163	-0.8763
1.63E-05	1.97E-05	0.1604	0.5767	-0.5504
1.39E-05	1.51E-05	0.1228	0.6995	-0.3574
1.16E-05	1.27E-05	0.1034	0.8029	-0.2195
1.03E-05	1.09E-05	0.0888	0.8917	-0.1146
9.26E-06	9.77E-06	0.0794	0.9711	-0.0294
8.17E-06	8.71E-06	0.0708	1.0419	0.0410
7.31E-06	7.74E-06	0.0629	1.1047	0.0996
6.46E-06	6.88E-06	0.0559	1.1607	0.1490
5.79E-06	6.12E-06	0.0497	1.2104	0.1909
5.45E-06	5.62E-06	0.0456	1.2560	0.2279
4.96E-06	5.20E-06	0.0423	1.2983	0.2610
4.48E-06	4.72E-06	0.0383	1.3366	0.2901
4.08E-06	4.28E-06	0.0348	1.3714	0.3158
3.75E-06	3.92E-06	0.0318	1.4032	0.3388
3.47E-06	3.61E-06	0.0293	1.4326	0.3595
3.16E-06	3.31E-06	0.0269	1.4595	0.3781
2.92E-06	3.04E-06	0.0247	1.4842	0.3949
2.72E-06	2.82E-06	0.0229	1.5071	0.4102

Обработка исходных данных завершена, последующие шаги направлены на интерпретацию полученных исходных данных, через кривую ГДП.

<p>Шаг 14. Далее постройте график ГДП:</p> <p>$\ln(\varphi)=f(1/t_{cp})$, который интерполируйте линейной функцией:</p> <p>$\ln(\varphi)=A(1/t) + B$</p>	
<p>Шаг 15. По показателю A линии тренда найдите коэффициент пьезопроводности пласта χ:</p>	$\chi = \frac{R^2}{4 A '}$

Пьезопроводность пласта $\chi =$	0.87415	м ² /с
----------------------------------	---------	-------------------

<p>Шаг 16. По показателю B линии тренда найдите коэффициент гидропроводности пласта ε:</p>	$\varepsilon = \frac{Q\chi}{\pi R^2 e^B}$
---	---

Гидропроводность пласта $\varepsilon =$	4.8E-10	м ³ /Па·с
	4.834886	*10 ¹⁰ ·м ³ /Па·с

<p>Шаг 17. По показателю гидропроводности найдите коэффициент проницаемости пласта k:</p>	$k = \frac{\varepsilon\mu}{h'}$
---	---------------------------------

	6.2E-13	м ²
Проницаемость пласта $k=$	0.618416	МКМ ²
	630.784	мД

<p>Шаг 18. Нажмите клавишу ДАТЬ ОТВЕТ и введите полученные результаты проведенного ГДП</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Пьезопроводность, м²/с <input type="text" value="Enter text..."/></p> <p>Гидропроводность × 10¹⁰, м³/(Па·с) <input type="text" value="Enter text..."/></p> <p>Проницаемость, мД <input type="text" value="Enter text..."/></p> </div>
<p>Шаг 19. После ввода полученных результатов нажмите ПРОВЕРИТЬ ОТВЕТЫ</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;"> <p>Проверить ответы</p> </div>
<p>Шаг 20. Работа считается выполненной и принятой, если результаты ГДП прошли проверку в программе Interference Testing.</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <p>Пьезопроводность, м²/с <input type="text" value="0,87"/></p> <p>Гидропроводность × 10¹⁰, м³/(Па·с) <input type="text" value="4,83"/></p> <p>Проницаемость, мД <input type="text" value="630"/></p> <div style="text-align: right; margin-top: 5px;"> <input type="button" value="Проверить ответы"/> </div> </div>

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.0-109-01. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений"
2. Р. Г. ШАГИЕВ Исследование скважин по КВД
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ.ред. Ш.К. ГИМАТУДИНОВА / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.