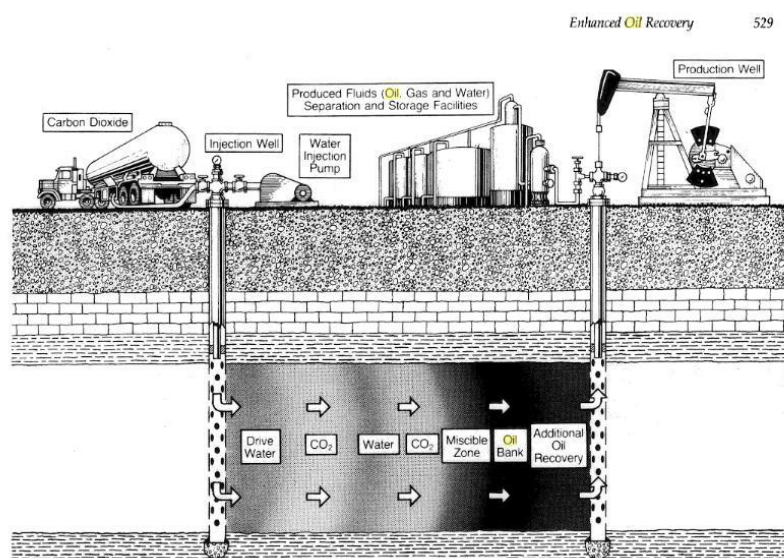


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра нефтегазового дела

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН



Методические указания по выполнению
практических и самостоятельных работ

Иркутск 2025

Гидродинамические исследования скважин: методические указания по выполнению лабораторной и самостоятельных работ. / Сост.: Лагерев Р.Ю. Иркутск: ИрННТУ, 2025. 18 с.

Изложены указания и рекомендации, необходимые для выполнения лабораторной работы для студентов, осваивающих основную профессиональную образовательную программу по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Предназначена для студентов очной и заочной формы 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 эксплуатации нефтегазодобывающего оборудования. Далее выполняют ряд расчетно-графических работ и заканчивают освоение курса выполнением моделирования работы скважины с применением микротренажера **Well Testing** и **Interference Testing** (доступны на *Google Play* и *AppStore*) с последующей интерпретацией полученных данных.

ЛАБОРАТОРАЯ РАБОТА №1

Оценка фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

Цель работы – наработка практических навыков оценки параметров гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на установившихся и неуставившихся режимах с применением микротренажера *WellTesning*.

Теоретические положения

Известно, что интерпретация ГДИС позволяет оценить *продуктивные* и *фильтрационные* характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводнённость, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т.д.), а также особенности околоскважинной и удалённой зон пласта.

□ ГДИС проводят на двух режимах:

1. *Установившийся* режим фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД);
2. *Неустановившийся* режим – метод кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Таким образом, основными задачами практической работы являются проведение исследования скважины на установившихся режимах с целью определения:

1. **Индикаторной диаграммы** – зависимости дебита скважины Q и депрессии ΔP на пласт;
2. **Коэффициента** продуктивности скважины PI ;
3. **Коэффициента** гидропроводности ε околоскважинной зоны пласта;
4. **Значения** проницаемости k околоскважинной зоны пласта.


Исследование скважины на установившихся режимах подразумевает последовательную смены нескольких установившихся режимов работы. Режим работы скважины считают установившимся, если дебит скважины Q и забойное давление $P_{зб}$ не меняются во времени.

В зависимости от коллекторских свойств пласта новый режим работы скважины может устанавливаться в течение нескольких суток после смены режима. Процедура исследования заключается в смене нескольких режимов работы скважины и получении парных значений дебита скважины и её забойного давления на каждом режиме $Q=f(P_{зб})$.

Способ изменения дебита зависит от способа эксплуатации скважины. Забойное давление измеряют непосредственно с помощью глубинного манометра либо путём замера уровня жидкости в скважине с помощью эхолота. Полученные данные обрабатывают и рассчитывают вышеупомянутые свойства околоскважинной зоны пласта.

Исследование скважины на неустановившихся режимах позволяет дополнительно определить пьезопроводность пласта χ . В добывающих скважинах её определяют по кривой восстановления давления (КВД). Чтобы получить КВД, необходимо прекратить отбор жидкости из добывающей скважины (например, отключить насос) и отслеживать изменение забойного давления. Забойное давление измеряют непосредственно с помощью глубинного манометра либо путём замера уровня жидкости в скважине с помощью эхолота. Полученные данные обрабатывают и рассчитывают свойства околоскважинной зоны пласта.

Методические указания

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

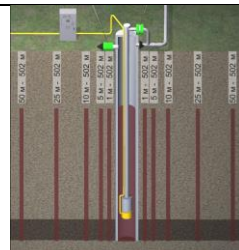
<p>Шаг 1. Смените способ механизированной добычи нефти с ШГН на ЭЦН.</p>													
<p>Шаг 2. Нажмите вкладку НОВЫЕ ДАННЫЕ и получите свои исходные данные для выполнения практической работы.</p>	<p>Программа может попросить перезаписать существующие данные при необходимости нажмите ДА</p>												
<p>Шаг 3. Нажмите вкладку СМОТРЕТЬ ДАННЫЕ и сохраните их в виде рисунка:</p>	 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>Глубина скважины, м</td> <td>1673</td> </tr> <tr> <td>Радиус скважины, см</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>Мощность пласта, м</td> <td>13.3</td> </tr> <tr> <td>Расстояние до контура питания, м</td> <td>233</td> </tr> <tr> <td>Плотность нефти, кг/м³</td> <td>846</td> </tr> <tr> <td>Вязкость нефти мПа·с</td> <td>3</td> </tr> </tbody> </table>	Глубина скважины, м	1673	Радиус скважины, см	6	Мощность пласта, м	13.3	Расстояние до контура питания, м	233	Плотность нефти, кг/м³	846	Вязкость нефти мПа·с	3
Глубина скважины, м	1673												
Радиус скважины, см	6												
Мощность пласта, м	13.3												
Расстояние до контура питания, м	233												
Плотность нефти, кг/м³	846												
Вязкость нефти мПа·с	3												

Шаг 4. Запишите начальное значение динамического уровня = статическому и заполните таблицу с исходными данными по вашему варианту:	Динамический уровень, м 502
---	------------------------------------

Исходные данные для расчета:			
Параметр		Значение	Ед.
1. Глубина скважины	L	1673	м
2. Радиус скважины	R _{ск}	6	см
3. Мощность пласта, м	h	13.3	м
4. Расстояние контура питания	R _{кп}	233	м
5. Плотность нефти	ρ	846	кг/м ³
6. Вязкость нефти	μ	3	мПа·с
7. Статический уровень	H _{ст}	502	м
8. Номер вашего варианта	В	0	-

Шаг 5. Посчитайте значение столба жидкости при остановленной скважине по формуле $H_{сж}$:	$H_{сж} = L - H_{ст}$
Шаг 6. Оцените величину начального пластового давления в скважине $P_{пл}$ через столб жидкости $H_{сж}$. Результаты расчетов внесите в таблицу:	$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot H_{сж}$

Расчетные данные:			
1. Столб жидкости при Q=0	H _{сж}	1171	м
2. Пластовое давление	P _{пл}	9.718	МПа

Шаг 7. Спустите ЭЦН в жидкость. Следите, чтобы при смене режима насос оставался погруженным в жидкость, иначе получите срыв подачи.	
--	---

Шаг 8. Запустите ЭЦН на дебите 50+в м ³ /сут и дождавшись постоянство воронки депрессии, запишите значение динамического уровня H_{дн}	Q=50 м ³ /сут H _{дн} =514 м.
Шаг 9. Аналогично шаг 8, запустите ЭЦН на дебитах 100+в, 150+в, 200+в, 250+в м ³ /сут. Запишите соответствующие значения H_{дн}	050 – 514 100 – 526 150 – 537 200 – 549 200 – 561
Шаг 10. Пересчитайте полученные значения H_{дн} в значения столба жидкости H_{сж} → в забойное давление P_{зб} → депрессию ΔP	Результаты шага 10 представьте по форме следующей таблицы:

Установившийся режим					
Дебит	м ³ /сут	H _{дн}	H _{сж}	P _{зб} , МПа	ΔP, МПа
Q1	50	514	1159	9.619	0.100
Q2	101	526	1147	9.519	0.199
Q3	150	538	1135	9.420	0.299
Q4	201	550	1123	9.320	0.398
Q5	251	562	1111	9.220	0.498

Шаг 11. Постройте индикаторную диаграмму Q = f(ΔP). Аппроксимируйте ее линейным трендом $y=kx+b$ и оцените значение R^2 . 📌 Если исследования скважины проведены правильно: $R^2 \approx 1$.	<p>Индикаторная диаграмма</p>
Шаг 12. Через полученное уравнение индикаторной диаграммы оцените коэффициент продуктивности скважины:	$PI = 1/k = \frac{Q_5 - Q_1}{\Delta P_5 - \Delta P_1}$

Оценка коэффициента продуктивности скважины PI :		
через уравнение ИД PI=1/k	500	м³/МПа·сут
аналитическим способом PI=ΔQ/ΔP	505.4	м³/МПа·сут
аналитическим способом PI=ΔQ/ΔP	5.787E-09	м³/Па·с

☞ Значения коэффициента продуктивности скважины **PI**, полученные через угловой коэффициент не должно существенно отличаться от значений, полученных аналитическим способом.

Шаг 13. Через полученное значение коэффициента продуктивности PI=K_{прод.} оцените коэффициент проницаемости ПЗП – k :	$k = \frac{K_{\text{прод.}} \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к.п.}}}{R_{\text{скв.}}}}{2\pi \cdot h}$
---	---

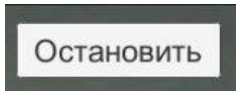
	1.76E-12	м2
Оценка проницаемости ПЗП k =	1.76013	мкм2
	1795.33	мД

Шаг 14. Через полученное значение коэффициента проницаемости ПЗП – k оцените гидропроводность ПЗП – ε	$\varepsilon = \frac{k \cdot \square}{\mu} = \left[\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}} \right]$
--	--

	7.803E-09	м³/Па·с
Гидропроводность ПЗП ε =	7.8032	мкм²·м/мПа·с
	78.032	*10 ¹⁰ ·м³/Па·с

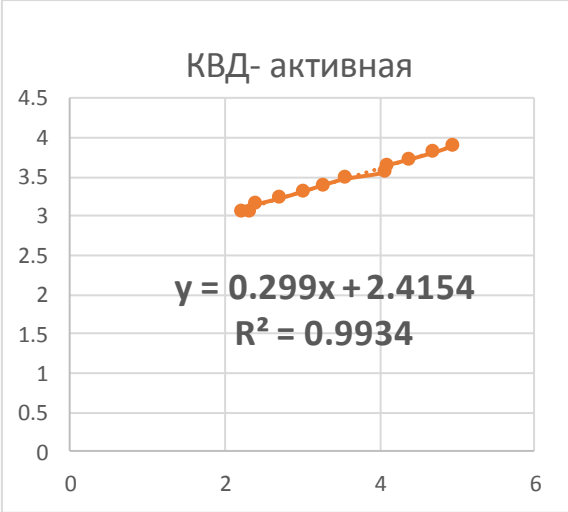
☞ Способность пласта-коллектора пропускать через себя жидкость, насыщающую его поры, называется *гидропроводностью*. Способность пласта коллектора пропускать газ называется – *проводимостью*.

Для целей оценки пьезопроводности ПЗП – **χ** последующие исследования скважины проводятся на *неустановившемся* режиме фильтрации.

Шаг 15. Запустите ЭЦН на дебите <u>250+в</u> $\text{м}^3/\text{сут}$ и дождавшись постоянство воронки депрессии, запишите значение динамического уровня $H_{\text{дн}}$	$Q=250 \text{ м}^3/\text{сут}$ $H_{\text{дн}}=561 \text{ м.}$
Шаг 16. Нажмите ОСТАНОВИТЬ (время сбросится) и фиксируйте во времени изменение уровня жидкости в скважине $H_{\text{дн}}$ пока оно полностью не восстановится. (гр. 2)	
Шаг 17. Пересчитайте полученные значения $H_{\text{дн}}$ в забойное давление $P_{\text{зб}}$ (гр. 3).	$P_{\text{зб}} = \rho \cdot g \cdot (L - H_{\text{дн}})$
Шаг 18. Посчитайте разницу между забойным давлением в i -ый момент времени $P_{\text{зб}i}$ и забойным давлением до остановки скважины $P_{\text{зб}0}$ (гр. 4)	$\Delta P_{\text{зб}} = P_{\text{зб}i} - P_{\text{зб}0}$
Шаг 19. Прологарифмируйте время t натуральным логарифмом (гр. 5)	$\text{Ln}(t)$

Неустановившийся режим					
$t, \text{ч}$	$H_{\text{дн}}, \text{м}$	$P_{\text{зб}}, \text{атм}$	$\Delta P_{\text{зб}}, \text{атм}$	$\text{Ln}(t)$	Выборка
0	561	92.288	0	-	Пассивные точки
1	547	93.45	1.1619	0	
2	536	94.363	2.07482	0.69315	
3	529	94.944	2.65576	1.09861	
4	528	95.027	2.73876	1.38629	
5	527	95.11	2.82175	1.60944	
6	526	95.193	2.90474	1.79176	
7	525	95.276	2.98773	1.94591	
8	524	95.358	3.07073	2.07944	
9	524	95.358	3.07073	2.19722	Активные точки
10	524	95.358	3.07073	2.30259	
11	523	95.441	3.15372	2.39790	
15	522	95.524	3.23671	2.70805	
20	521	95.607	3.3197	2.99573	
26	520	95.69	3.4027	3.25810	
35	519	95.773	3.4856	3.55535	

58	518	95.856	3.5686	4.06044
60	517	95.939	3.6516	4.09434
80	516	96.022	3.7346	4.38203
108	515	96.105	3.8176	4.68213
139	514	96.188	3.9006	4.93447

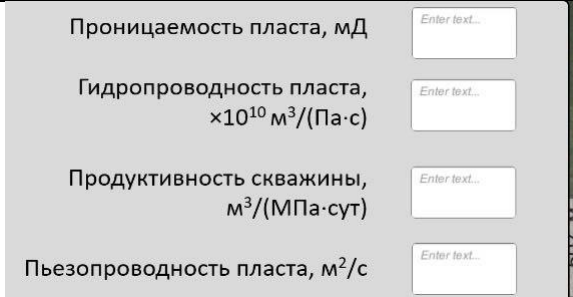
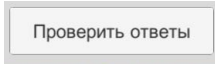
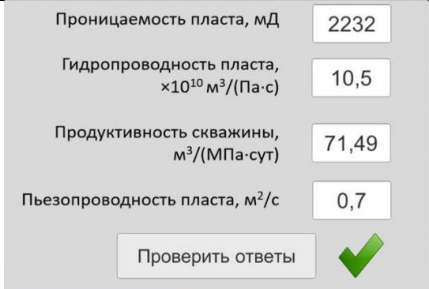
<p>Шаг 20. Отбросьте первые 5-10 точек исследований (пассивные точки – в этих точках происходит сжатие газа, и они искажают результаты ГДИС). По активным точкам постройте график КВД. Аппроксимируйте КВД линейным трендом, получите уравнение КВД: $y=kx+b$.</p>	<p>КВД- активная</p> 
<p>Шаг 21. Через полученное уравнение КВД: $y=kx+b$ оцените значение пьезопроводности ПЗП χ:</p>	$\chi = \frac{\exp(\frac{b}{k}) \cdot R_{ск}^2}{2.25}$

Пьезопроводность $\chi =$	3.772	м2/с
---------------------------	-------	------

<p>Шаг 22. Через полученное значение χ определите среднее время переходного процесса t_{np}</p>	$t_{np} = \frac{R_{кп}^2}{\chi}$
---	----------------------------------

Время переходного процесса $t_{np} =$	14391	с
	240	мин
	4	час

☞ Время перехода одного режима работы скважины на другой называется **временем переходного процесса** t_{np} .

<p>Шаг 23. Нажмите клавишу ДАТЬ ОТВЕТ и введите полученные результаты проведенных ГДИС</p>	
<p>Шаг 24. После ввода полученных результатов нажмите ПРОВЕРИТЬ ОТВЕТЫ</p>	
<p>Шаг 25. Работа считается выполненной и принятой, если результаты ГДИС прошли проверку в программе Well Testing.</p>	

В случае, если полученные результаты ГДИС не проходят проверку программой рекомендуется:

1. **заменить** точку на запятую в заносимых данных;
2. **проверить** правильность принятой размерности (проницаемость и гидропроводность);
3. **проверить** коэффициент продуктивности скважины (вместо аналитического значения подставьте графическое).

ЛАБОРАТОРАЯ РАБОТА №2

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:

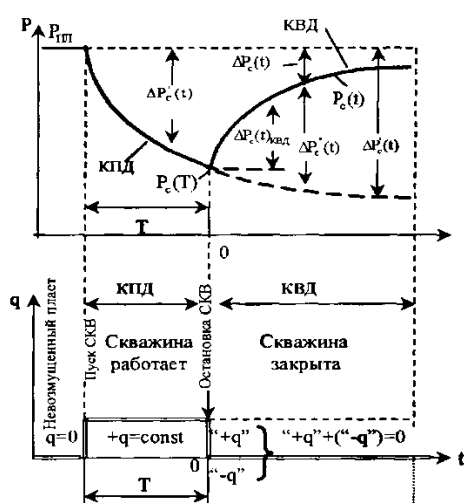


Схема процессов изменения давления при ГДП

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.

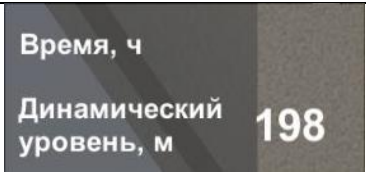
❏ Если при ГДП в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на наличие между скважинами непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). ГДП позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным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

Методические указания

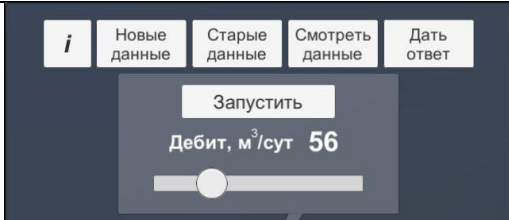
Для выполнения практической работы вам потребуется скачать приложение **Interference Testing**

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>		
<p>Шаг 3. Запишите начальное значение динамического уровня $H_{дн}$ = статическому $H_{ст}$ и заполните таблицу с исходными данными по вашему варианту:</p>		

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/м³
6. Вязкость нефти	μ	5.5	мПа·с
7. Статический уровень	Нст	198	м
8. Дебит (по вариантам!) см. Шаг 4.	Q	56	м³/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 фиксируйте 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>	$P_{зб}=p \cdot g \cdot (L-H_{дн})$
<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	$\Delta P_{зб}$, Па	$\Delta P_{зб}$, ' 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.

Шаг 9. Для каждого интервала наблюдений найдите обратные значения их продолжительности – Гр7 =[1/c].	$(1/t)$
Шаг 10. Для каждого интервала наблюдений рассчитайте величину $1/t_{cp.i}$ – Гр8 .	$1/t_{cp.i} = \frac{1/t_i + 1/t_{i-1}}{2}$
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).	$\ln(\varphi)$

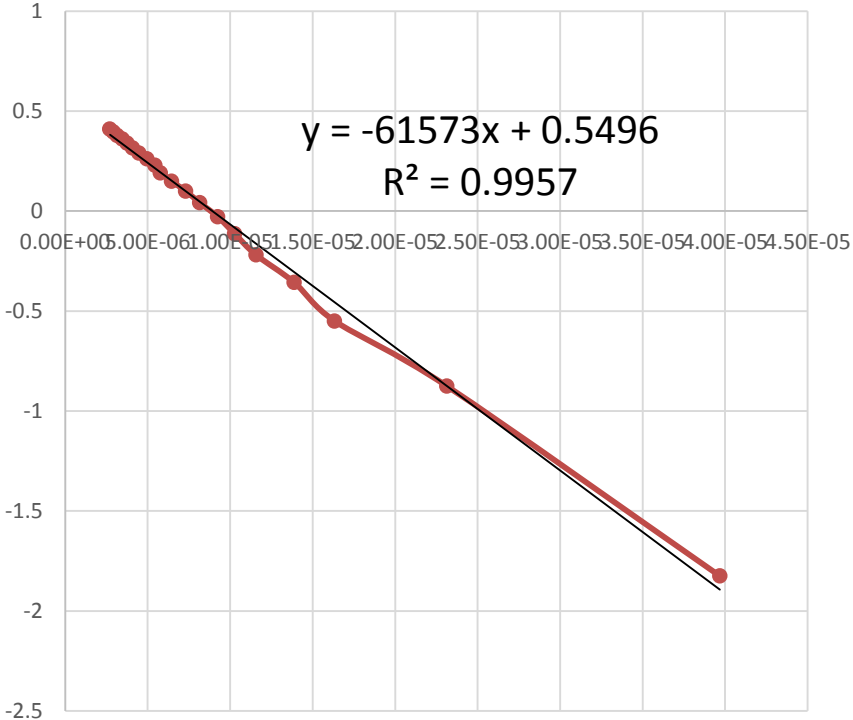
Результаты обработки исходных данных представьте по форме таблицы ниже:

Результаты обработки исходных данных

гр.7	гр.8	гр.9	гр.10	гр.11
$1/t, c$	$1/t_{cp}$	$\Delta P_{заб.}' \cdot (1/t_{cp})$	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: $\ln(\varphi)=f(1/t_{cp})$, который интерполируйте линейной функцией: $\ln(\varphi)=A(1/t) + B$</p>	
<p>Шаг 15. По показателю A линии тренда найдите коэффициент пьезопроводности пласта χ:</p>	$\chi = \frac{R^2}{4 A '}$


Пьезопроводность пласта χ =	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 ε =	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> <div>Пьезопроводность, м²/с</div> <div>Enter text...</div> <div>Гидропроводность × 10¹⁰, м³/(Па·с)</div> <div>Enter text...</div> <div>Проницаемость, мД</div> <div>Enter text...</div> </div>
<p>Шаг 19. После ввода полученных результатов нажмите ПРОВЕРИТЬ ОТВЕТЫ</p>	<div> <div>Проверить ответы</div> </div>
<p>Шаг 20. Работа считается выполненной и принятой, если результаты ГДП прошли проверку в программе Interference Testing.</p>	<div> <div>Пьезопроводность, м²/с</div> <div>0,87</div> <div>Гидропроводность × 10¹⁰, м³/(Па·с)</div> <div>4,83</div> <div>Проницаемость, мД</div> <div>630</div> <div> <div>Проверить ответы</div>  </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.

Дополнения.

ГДИС - гидродинамический мониторинг свойств пласта - предназначен для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации **в добывающих и нагнетательных скважинах** с целью получения данных об их продуктивности и приемистости, фильтрационных параметрах и скин-факторе, трассировки границ пласта и особенностях зон дренирования, типа пласта-коллектора, анизотропии пласта по проницаемости, режима залежи и др.

ГДП метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения усредненных значений **гидропроводности** и **пьезопроводности** пластов на участках между исследуемыми скважинами в условиях неустановившейся фильтрации жидкости.