

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное агентство по образованию  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Кафедра РНГМ

**Отчет по практической работе**

по дисциплине: «Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи  
пластов»

на тему: «Определение послойной, зональной и результирующей  
неоднородности пласта»

Вариант 6

Выполнил: ст.гр. МГР14

Проверил: профессор

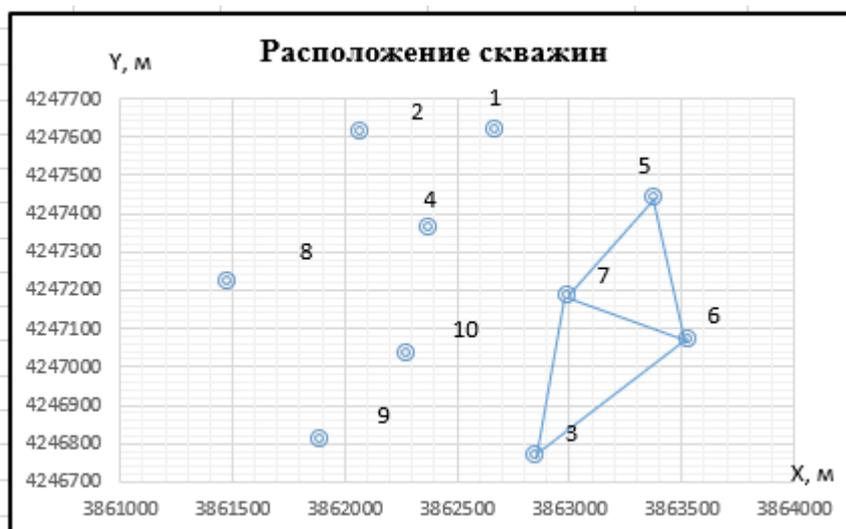
г. Уфа

20,,

Результаты интерпретации геофизических исследований  
скважин

	Толщина нефтенасыщенного пропластка h, м	Проницаемость нефтенасыщенного пропластка k, мкм <sup>2</sup>
1	1,3	0,0184
2	1,3	0,14
3	0,6	0,6872
4	0,6	1,4523
5	0,5	0,6623
6	0,6	0,4156
7	0,9	0,4396
8	0,5	0,0561
9	1	0,5074
10	0,5	0,2018
11	0,7	0,7392
12	0,9	0,23
13	0,9	0,2505
14	0,6	1,1974
15	2,5	0,2725
16	1,8	0,7943
17	1	0,296
18	0,8	1,9662
19	0,5	0,9464
20	1,9	1,1586
21	0,7	0,6872
22	0,5	1,4071
23	0,5	0,1765
24	1	0,883
25	1,5	0,9464
26	0,6	0,362
27	0,6	1,595
28	0,5	0,6128
29	1,7	0,823
<b>Сумма</b>	<b>27</b>	<b>19,9248</b>

Координаты пластопересечения скважин на кровлю продуктивного горизонта. Данные о добычи жидкости скважиной на момент обводнения			
Вариант	Координата X, м	Координата Y, м	Добыча жидкости к 20% обводнения, тыс. т
1	3862675,7	4247618,1	251,64
2	3862072,7	4247611,3	444,35
3	3862849,3	4246764,9	389,5
4	3862377,4	4247359,3	124,2
5	3863377,8	4247439,4	202,98
6	3863528,7	4247067,9	283,83
7	3862996,5	4247183,8	961,83
8	3861482,9	4247219,1	2231,4
9	3861894,4	4246809,7	979,96
10	3862280,2	4247033,6	993,59



	$k^2$	$k \cdot h$
1	0,00033856	0,02392
2	0,0196	0,182
3	0,47224384	0,41232
4	2,10917529	0,87138
5	0,43864129	0,33115
6	0,17272336	0,24936
7	0,19324816	0,39564
8	0,00314721	0,02805
9	0,25745476	0,5074
10	0,04072324	0,1009
11	0,54641664	0,51744
12	0,0529	0,207
13	0,06275025	0,22545
14	1,43376676	0,71844
15	0,07425625	0,68125
16	0,63091249	1,42974
17	0,087616	0,296
18	3,86594244	1,57296
19	0,89567296	0,4732
20	1,34235396	2,20134
21	0,47224384	0,48104
22	1,97993041	0,70355
23	0,03115225	0,08825
24	0,779689	0,883
25	0,89567296	1,4196
26	0,131044	0,2172
27	2,544025	0,957
28	0,37552384	0,3064
29	0,677329	1,3991
<b>Сумма</b>	<b>20,5864938</b>	<b>17,8801</b>

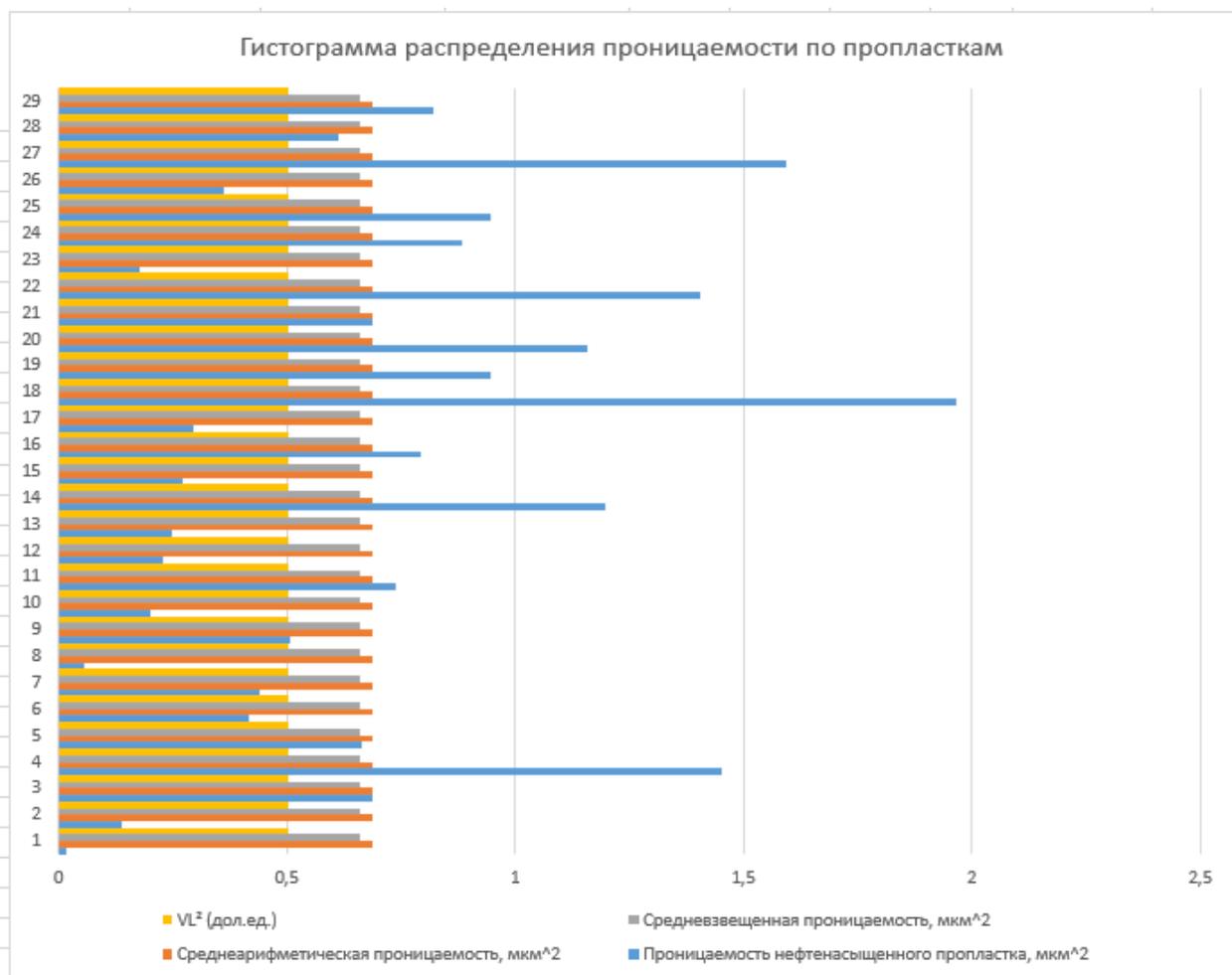
Скв.	Средневзвешенная проницаемость, мкм <sup>2</sup>
1	0,533532
2	0,360624
3	0,473592
4	0,436096
5	0,311945
6	0,662225185
7	0,985315
8	0,676171
9	0,860495
10	0,735137

Количество соседних скважин
3

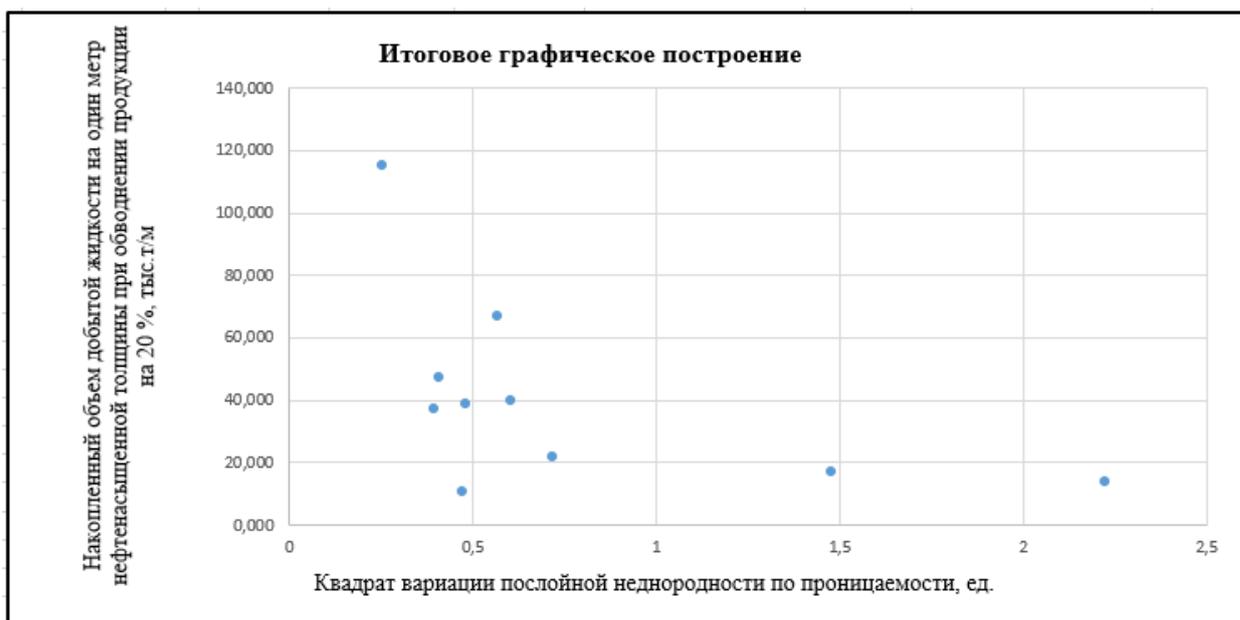
Сумма кср n	1,770852
-------------	----------

	кср <sup>2</sup>	кср
3	0,22428938	0,473592
5	0,09730968	0,311945
7	0,97084565	0,985315
Сумма кср <sup>2</sup>	1,29244471	1,770852
Vz <sup>2</sup>	0,236427617	
VL <sup>2</sup>	0,503808175	
VR <sup>2</sup>	0,859349958	

Толщина нефтенасыщенного пропластка, м	Глубина	Проницаемость нефтенасыщенного пропластка, мкм <sup>2</sup>	Среднеарифметическая проницаемость,	Средневзвешенная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	VL <sup>2</sup> (дол.ед.)
1,3	2900,7	0,0184	0,687062	0,662225185	0,503808175
1,3	2902	0,14	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2902,6	0,6872	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2903,2	1,4523	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2903,7	0,6623	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2904,3	0,4156	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,9	2905,2	0,4396	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2905,7	0,0561	0,687062	0,662225185	0,503808175
1	2906,7	0,5074	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2907,2	0,2018	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,7	2907,9	0,7392	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,9	2908,8	0,23	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,9	2909,7	0,2505	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2910,3	1,1974	0,687062	0,662225185	0,503808175
2,5	2912,8	0,2725	0,687062	0,662225185	0,503808175
1,8	2914,6	0,7943	0,687062	0,662225185	0,503808175
1	2915,6	0,296	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,8	2916,4	1,9662	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2916,9	0,9464	0,687062	0,662225185	0,503808175
1,9	2918,8	1,1586	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,7	2919,5	0,6872	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2920	1,4071	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2920,5	0,1765	0,687062	0,662225185	0,503808175
1	2921,5	0,883	0,687062	0,662225185	0,503808175
1,5	2923	0,9464	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2923,6	0,362	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,6	2924,2	1,595	0,687062	0,662225185	0,503808175
0,5	2924,7	0,6128	0,687062	0,662225185	0,503808175
1,7	2926,4	0,823	0,687062	0,662225185	0,503808175



Вариант (скважина)	$V_L^2$ , ед	$Q_{ж}^{>20\%B}$ , тыс. т	$\Sigma h_{H/H}$	$\frac{Q_{ж}^{>20\%B}}{\Sigma h_{H/H}}$ , тыс. т/м
1	2	3	4	5
1	1,47600321	251,64	14,7	17,118
2	0,60202887	444,35	11,1	40,032
3	0,47898958	389,5	10	38,950
4	2,22481789	124,2	9	13,800
5	0,71652363	202,98	9,3	21,826
6	0,50380817	283,83	27	10,512
7	0,39687047	961,83	25,9	37,136
8	0,25271421	2231,4	19,4	115,021
9	0,40631594	979,96	20,7	47,341
10	0,56920118	993,59	14,9	66,684



**Вывод:**

Отклонения на графике в правую сторону, нескольких точек, показывают неоднородность пластов и небольшой накопленный объем добытой жидкости. В этих точках возможно неравномерность выработки запасов, с последующими вытекающими из этого проблемами (например, причина неполного охвата пластов заводнением).

В заключении можем отметить, что послойная неоднородность влияет на темп и динамику обводнения продукции скважин, на суммарный отбор воды из залежи и конечный коэффициент заводнения. Послойная неоднородность пластов по проницаемости создает неравномерность выработки запасов нефти по разрезу, существенно влияет на характер обводнения продукции скважин и является одной из основных причин неполного охвата пластов заводнением. По работе видно, что большинство пропластков, находятся в пределах послойной неоднородности, что говорит о возможности эффективного применения ГТМ в рамках данного месторождения, так же остальные показатели позволяют выявить, что месторождение в целом однородно и позволяет производить нефтедобычу без существенных затрат.