

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

Кафедра морского
нефтегазового дела

**ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
МЕТОДОМ SIGMALOG**

*Методические указания к выполнению расчетно-
графической работе по дисциплине «Геолого-
технологические исследования при бурении на
Арктическом шельфе» для обучающихся по
специальности 21.05.05 Физические процессы
горного или нефтегазового производства и по
направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Кортаев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела.

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

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

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ 2541

Мурманский государственный технический университет, 2019

©Б. А. Кортаев, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Общие методические указания к выполнению расчетно-графической работе (РГР).....	3
Методические указания по выполнению расчетно-графической работы.	
Прогнозная оценка пластового давления методом SIGMALOG.....	6
Определение "буровой пористости"	13
Исходные данные для расчета.....	14
Контрольные вопросы	15
Список литературы	16

Общие методические указания к выполнению расчетно-графической работе (РГР)

Расчетно-графическая работа по дисциплине выполняется в соответствии с учебным планом по направлению/специальности.

Целью РГР является систематизация, расширение и углубление знаний, полученных при теоретическом изучении дисциплины, с тем, чтобы студент мог использовать полученные знания на практике. Одной из важных задач работы является совершенствование умений студента работать самостоятельно с литературными источниками и нормативно-справочной литературой.

Перед выполнением расчетно-графической работы необходимо ознакомиться с соответствующими разделами программы курса и методическими указаниями.

РГР должно быть выполнено и представлено в срок, установленный преподавателем в соответствии с изучаемой дисциплиной.

При выполнении задания студенту необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. В работе должен быть указан номер её варианта.

Первый вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И.

Второй вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: К, Л, М, Н, О, П, Р.

Третий вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: С, Т, У, Ф, Х, Ц, Ч, Ш, Щ, Э, Ю, Я.

2. Самовольная замена одного варианта задания другим не разрешается.

3. Перед решением задания должно быть приведено его условие. Отделите решение задачи от ее условия некоторым интервалом.

4. Решение задания следует сопровождать необходимыми формулами, развернутыми расчетами и выводами по полученным результатам, раскрывающие момент входа в зону АВПД. В процессе решения РГР нужно проверять производимые расчеты, пользуясь взаимосвязью между исчисляемыми показателями процесса бурения разведочной морской скважины. Выполненная работа должна быть

оформлена в соответствии с требованиями по оформлению письменных работ.

5. После получения рецензированной работы студент должен исправить все отмеченные рецензентом ошибки и недочеты, а также выполнить все рекомендации.

6. Работы, выполненные не по своему варианту, рецензированию не подлежат.

Цель работы: уметь определять глубину интервала начала вхождения в зону АВПД и производить оценочные расчеты по определению порового давления.

В 70-г.г были разработаны различные методы "нормализации" механической скорости проходки. Их цель состояла в том, чтобы устранить влияние режимно-технологических параметров бурения и дать представительный параметр буримости горной породы. Бингам в 1964 г предложил модель механической скорости бурения в следующем виде:

$$\frac{V}{N} = a \left(\frac{W}{D}\right)^d,$$

где V- механическая скорость проходки, фут/м; N-обороты ротора, об/мин; W- нагрузка на долото, фунты; D –диаметр долота, дюймы; а – литологическая константа; d – экспонента уплотнения. В 1966 г Джорден и Ширли предложили решение для нахождения экспоненты уплотнения:

$$d = \frac{\lg\left(\frac{V}{60N}\right)}{\lg\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)},$$

где V- механическая скорость проходки, фут/час; N-обороты ротора, об/мин; W- нагрузка на долото, фунты; D –диаметр долота, дюймы;

В 1971 г Рем и Мак-Клендон предложили модифицировать d-экспоненту:

$$d_c = d \frac{\rho}{\rho_{\text{ЭКВ}}},$$

где ρ - региональная плотность воды в данном регионе бурения, $\rho_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная плотность бурового раствора. Она определяется как:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \rho_{\text{бр}} + \frac{\Delta P_{\text{кзп}}}{g L},$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора; $\Delta P_{\text{кзп}}$ - потери в кольцевом затрубном пространстве, g- ускорение свободного падения, L – вертикальная глубина скважины. В окончательном виде d –экспонента выглядит следующим образом:

$$d_{cs} = \lg \left(\frac{\alpha^P}{\frac{ROP \cdot RPM}{12 \cdot WOB}} \right) \frac{\rho}{ECD},$$

где α^P – функция учитывающая износ долота; ROP – механическая скорость проходки, WOB – нагрузка на долото; BS – размер долота; ρ - региональная плотность воды в данном регионе бурения; ECD - эквивалентная плотность бурового раствора; RPM – обороты

ротора. D- экспонента предназначена для определения начала интервала залегания пласта с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД). Она хорошо работает в разрезе где есть мощные толщи глин и глинистых сланцев. По ней можно приблизительно получить первое представление о пластовом давлении. При приближении к кровле пласта с АВПД расчет d-экспоненты производился через каждые 1-2 метра. Для ручного расчета d-экспоненты применялась номограмма, рис.1[3]:

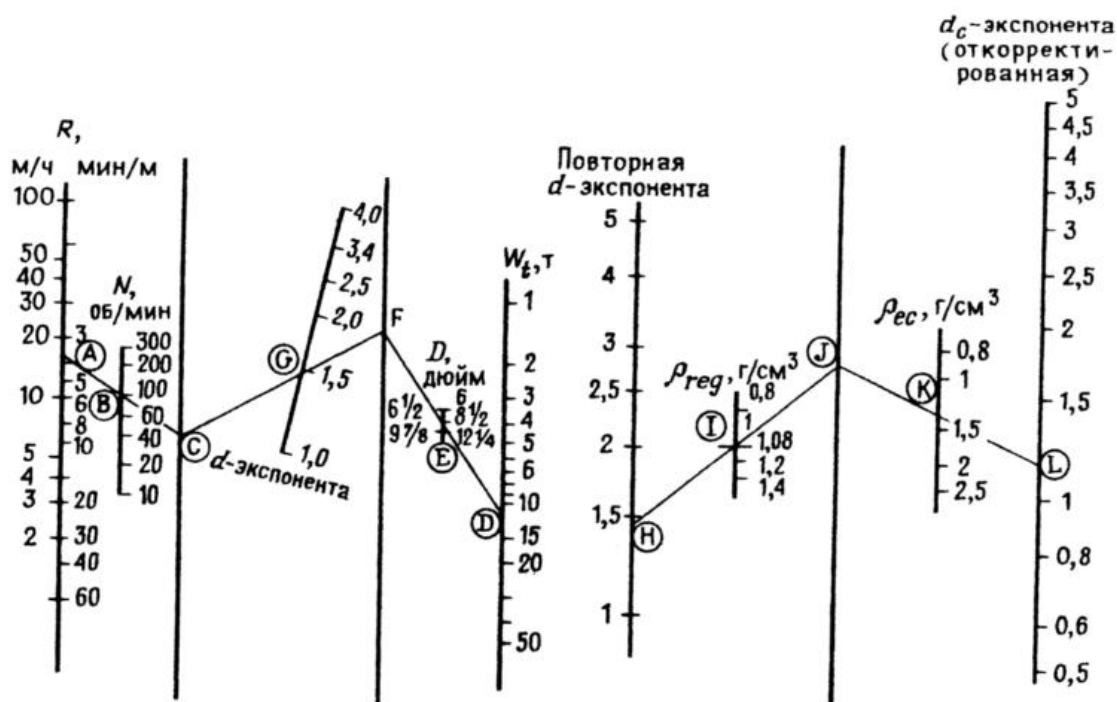


Рис.1. Номограмма для расчета d-экспоненты [3]:

R- скорость проходки; N – частота вращения ротора; D- диаметр долота; W- осевая нагрузка на долото; ρ_{reg} - региональный градиент гидростатического давления; $\rho_{ес}$ - эквивалентная плотность циркулирующего бурового раствора.

Методические указания по выполнению расчетно-графической работы. Прогнозная оценка пластового давления методом SIGMALOG.

Расчет служит для прогнозного определения момента входа в зону АВПД и оценки величины пластового давления. Достоверное определение пластового давления достигается только при отборе проб флюида пробоотборником. Исходные данные для расчета приведены в табл.1.

В расчетно-графической работе рассчитываются следующие параметры:

- параметры a и b линии эталонной прочности горных пород (по линейной зависимости σ_0 от глубины);
- параметр σ_{gn} эталонной прочности горных пород;
- момент входа в зону АВПД;
- градиент пластового давления в зоне АВПД.

σ_t , σ_0 и K рассчитываются по программе определения общей пористости пород. Коэффициенты a и b определяются из уравнения $\sigma_0 = a \cdot H + b$ по методу наименьших квадратов.

Расчет градиента пластового давления начинается с расчета программы определения общей пористости пород.

$V = \sigma_{gn} / \sigma_t$ – коэффициент.

С каждым новым долблением линия σ_{gn} обновляется.

Отклонение значений σ_0 влево от σ_{gn} означает вход в зону аномально высокого пластового давления (АВПД) и служит сигналом к началу расчета пластовых давлений и быть готовым к проявлению.

Кривая z_i характеризует изменение пористости пород по интервалу глубин (рис.1). Кроме зон АВПД, определение пористости пород рекомендуется проводить при входе в коллектор, а также в перспективных участках разреза. Данный расчет производится без учета поправки на износ долота.

Расчет производился в среде Mathcad:

$$i := 0..19 \quad gradPfn := 1.04 \quad gradPg := 2.3$$

$$H_0 := 3501 \quad \gamma_{eql} := 2.1 \quad D := 215.9$$

где H_0 – начальная глубина расчёта, м;

D – диаметр долота в мм;

$gradPfn$ – градиент нормального давления в данном районе работ;

$gradPg$ – градиент горного давления;

eql – эквивалентная плотность бурового раствора;

n – обороты ротора, об/мин;

W – нагрузка на долото, т.

V – механическая скорость бурения м/ч

H – текущая (на момент расчета) глубина;

Исходные данные для расчета:

	3501	3.9	63	10.9
	3502	3.7	63	10.9
	3503	3.5	64	9.5
	3504	3.3	65	10.7
	3505	3.0	62	10.2
	3506	2.7	63	10.2
	3507	2.3	60	9.4
	3508	2.0	63	9.2
	3509	2.3	64	9.8
$H:=$	3510	2.7	62	9.5
	3511	3.0	63	9.5
	3512	3.3	61	9.1
	3513	3.5	62	9.4
	3514	3.8	62	9.3
	3515	4.0	63	9.3
	3516	3.6	62	9.2
	3517	3.5	65	9.5
	3518	3.2	64	9.4
	3519	2.8	62	9.3
	3520	2.3	64	9.2

Программа определения общей пористости пород методом SIGMALOG:

$\delta t(i)$ – коэффициент общего напряжения горной породы. Произведем расчет данного параметра:

$$\delta t(i) := 25.4 \cdot \left(\frac{\sqrt{W_i}}{D} \right) \cdot \left(\frac{n_i}{V_i} \right)^{0.25} - 0.000028 \cdot H_i + 0.2;$$

Вычислим дифференциальное давление в системе скважина пласт:

$$\Delta P(i) := 0.0981 \cdot (\gamma_{eql} - gradPfn) \cdot H_i;$$

Через условие if вычислим вспомогательный параметр $K(i)$:

$$K(i) := \begin{cases} \frac{3.25}{640 \cdot \delta t(i)} & \text{if } \delta t(i) \leq 1 \\ \frac{i}{640} \cdot \left(4 - \frac{0.75}{\delta t(i)} \right) & \text{if } \delta t(i) > 1 \end{cases}$$

Рассчитаем коэффициент $F(i)$ в каждой точке рассматриваемого интервала:

$$F(i) := 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + K(i)^2 \cdot \Delta P(i)^2}}{K(i) \cdot \Delta P(i)};$$

$\delta 0(i)$ – параметр прочности горной породы в зависимости от коэффициента общего напряжения горной породы $\delta t(i)$:

$$\delta 0(i) := F(i) \cdot \delta t(i);$$

Произведем оценку общей пористости:

$$z(i) := \frac{100}{1.4 + 9 \cdot \delta 0(i)};$$

$$z(i) := \frac{z(i)}{100};$$

Данная пористость $z(i)$ понимается как "буровая пористость" определенная через режимно – технологические параметры процесса бурения.

Результаты расчета по программе определения общей пористости:

$\delta t(i)=$	$K(i)=$	$\delta 0(i)=$	$z(i)=$
0.881	$5.766 \cdot 10^{-3}$	0.325	23.136
0.891	$5.7 \cdot 10^{-3}$	0.331	22.825
0.852	$5.962 \cdot 10^{-3}$	0.306	24.06
0.913	$5.564 \cdot 10^{-3}$	0.345	22.191
0.903	$5.624 \cdot 10^{-3}$	0.339	22.475
0.928	$5.474 \cdot 10^{-3}$	0.355	21.769
0.917	$5.538 \cdot 10^{-3}$	0.348	22.074
0.947	$5.361 \cdot 10^{-3}$	0.368	21.236
0.948	$5.359 \cdot 10^{-3}$	0.368	21.227
0.895	$5.671 \cdot 10^{-3}$	0.334	22.714
0.878	$5.784 \cdot 10^{-3}$	0.322	23.253
0.838	$6.063 \cdot 10^{-3}$	0.297	24.563
0.842	$6.034 \cdot 10^{-3}$	0.299	24.429
0.823	$6.173 \cdot 10^{-3}$	0.288	25.078
0.816	$6.221 \cdot 10^{-3}$	0.284	25.304
0.828	$6.129 \cdot 10^{-3}$	0.291	24.884
0.854	$5.944 \cdot 10^{-3}$	0.307	24.026
0.864	$5.876 \cdot 10^{-3}$	0.313	23.706
0.88	$5.772 \cdot 10^{-3}$	0.323	23.224

0.921

 $5.514 \cdot 10^{-3}$

0.349

22

m:= 19

i:= 0..m

N:=5

a:=0

b:=0

Произведем расчет параметров a и b для определения линии эталонной прочности горной породы, выбираем точки в линейной области и методом наименьших квадратов находим коэффициенты уравнения $\delta gn(i)$ при этом выбираем $m=4-6$ (т.е берем первые 4-6 точек интервала):

$$a := \frac{N \cdot \sum_{i=0}^m (H_i \cdot \delta 0(i)) - \left(\sum_{i=0}^m H_i \right) \cdot \left(\sum_{i=0}^m \delta 0(i) \right)}{N \cdot \left(\sum_{i=0}^m (H_i)^2 \right) - \left(\sum_{i=0}^m H_i \right)^2}$$

$$b := \frac{\sum_{i=0}^m \delta 0(i) - a \cdot \sum_{i=0}^m H_i}{N}$$

Результаты расчета параметров a и b :

$$a = 4.214 \times 10^{-3}; b = -14.434;$$

$$i := 0..19$$

Эталонная прочность горных пород, (или линия тренда) соответствующая их нормальному уплотнению $\delta 0(i)$ и коэффициент $B(i)$ рассчитываются следующим образом:

$$\delta gn(i) := a \cdot H_i + b; \quad B(i) := \frac{\delta gn(i)}{\delta t(i)}$$

Произведем прогнозную оценку градиента пластового давления в рассматриваемом интервале глубин H_i и построим график по результатам расчета.

Градиент пластового давления рассчитывается следующим образом:

$$gradPf(i) := \gamma_{eql} - \frac{20 \cdot (1 - B(i))}{K(i) \cdot B(i) \cdot H_i \cdot (2 - B(i))};$$

Результаты расчета

$\delta gn(i)=$	$B(i)=$	$gradPf(i)=$
0.321	0.364	1.043
0.325	0.365	1.033
0.329	0.387	1.158
0.333	0.365	1.010
0.338	0.374	1.055
0.342	0.369	1.006
0.346		1.053

0.350	0.377	0.989
0.355	0.370	1.006
0.359	0.374	1.160
0.363	0.401	1.219
0.367	0.413	1.329
0.371	0.438	1.333
0.376	0.441	1.389
0.380	0.457	1.415
0.384	0.465	1.401
0.388	0.464	1.357
0.392	0.454	1.347
0.397	0.454	1.326
0.401	0.451	1.245
	0.435	

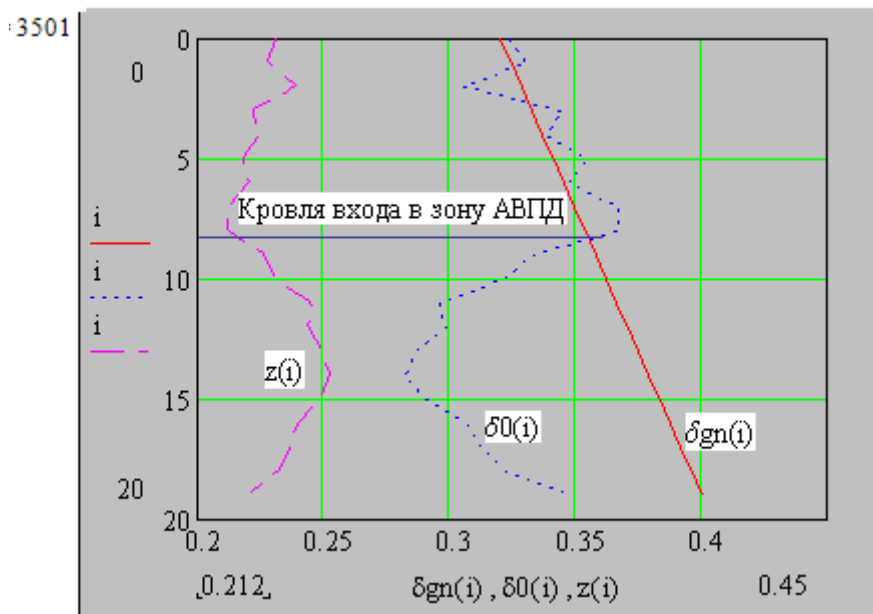


Рис.1. Выделение зоны АВПД по σ каротажу.

где:

$\delta_{gn}(i)$ – параметр эталонной прочности горной породы;

$\delta_0(i)$ – параметр прочности горной породы;

$z(i)$ – общая пористость породы.

Оценка прогнозного пластового давления осуществляется по следующему выражению:

$$P_{пл} = g \cdot gradPf(i) \cdot H_i$$

Выводы: Ожидаемое прогнозное давление в данном интервале составит 54 МПа. Максимальная пористость в данном интервале составляет 26%.

Определение "буровой пористости"

Оценку "буровой пористости" произведем также по [2] и по тем же исходным данным:

Пусть коэффициент износа долота $K_{и}=1$ (новое долото), $\rho=\gamma_{eq}l$. Выражение для буровой пористости представим следующим образом [2]:

$$z = \frac{1}{0.8 + 7K\sigma}$$

где коэффициент прочности K_{σ} рассчитывается следующим образом:

$$K\sigma = \sqrt{\frac{W n 1.05}{D V K_{и} \rho}}$$

Построим график распределения буровой пористости по глубине интервала, рис.2:

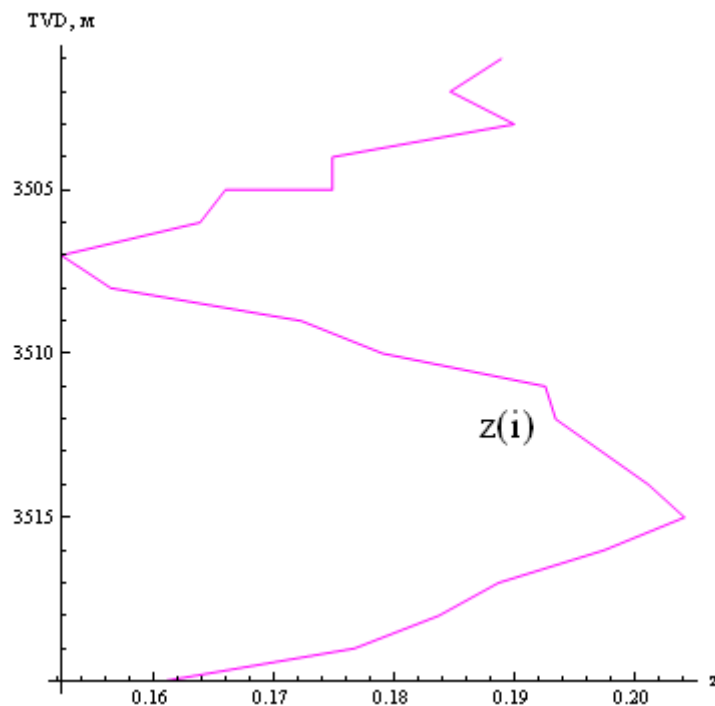


Рис. 2. Распределение буровой пористости по глубине.

Выводы: Максимальная пористость по методике SIGMALOG достигает 26%, а по [2] 22%.

Исходные данные для расчета

Таблица 1

Вариант	gradPfn, г/см ³	gradPg, г/см ³	H ₀ , м
1	1.02	2.31	2000
2	1.03	2.31	2100
3	1.04	2.31	2200
4	1.05	2.31	2300
5	1.02	2.31	2400
6	1.03	2.31	2500
7	1.04	2.31	2600
8	1.05	2.31	2700
9	1.02	2.31	2800
10	1.03	2.31	2900
11	1.04	2.31	3000
12	1.05	2.31	3100
13	1.02	2.31	3200
14	1.03	2.31	3300
15	1.04	2.31	3400
16	1.05	2.31	3500
17	1.03	2.31	3600
18	1.04	2.31	3700

Контрольные вопросы

1. Причины возникновения ГНВП.
2. Признаки обнаружение ГНВП.
3. Приповерхностный газ. Можно ли закрывать превентор?
4. Проблематика приповерхностного газа
5. Допустима ли миграция газа в закрытой скважине и к чему это приведет.
6. Допустима ли миграция газа в открытой скважине и какие будут последствия, если никаких мер не предпринимать.
7. Нештатные ситуации при глушении скважин.
8. D- экспонента: назначение и трактовка.
9. σ - экспонента: назначение и трактовка.
10. A - экспонента: назначение и трактовка.

Список литературы

1. Спецвычислитель оперативной обработки данных геолого-технологических исследований МИКРОПАК-2. – М: Уфа, 1989. – 154 с.
2. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические исследования в процессе бурения/ Э.Е. Лукьянов, В.В. Стрельченко. – М.: Нефть и газ,1997. – 688 с.
3. Муше Ж.П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения/ Ж.П. Муше, А. Митчелл.– М.: Недра,1991. – 287 с.