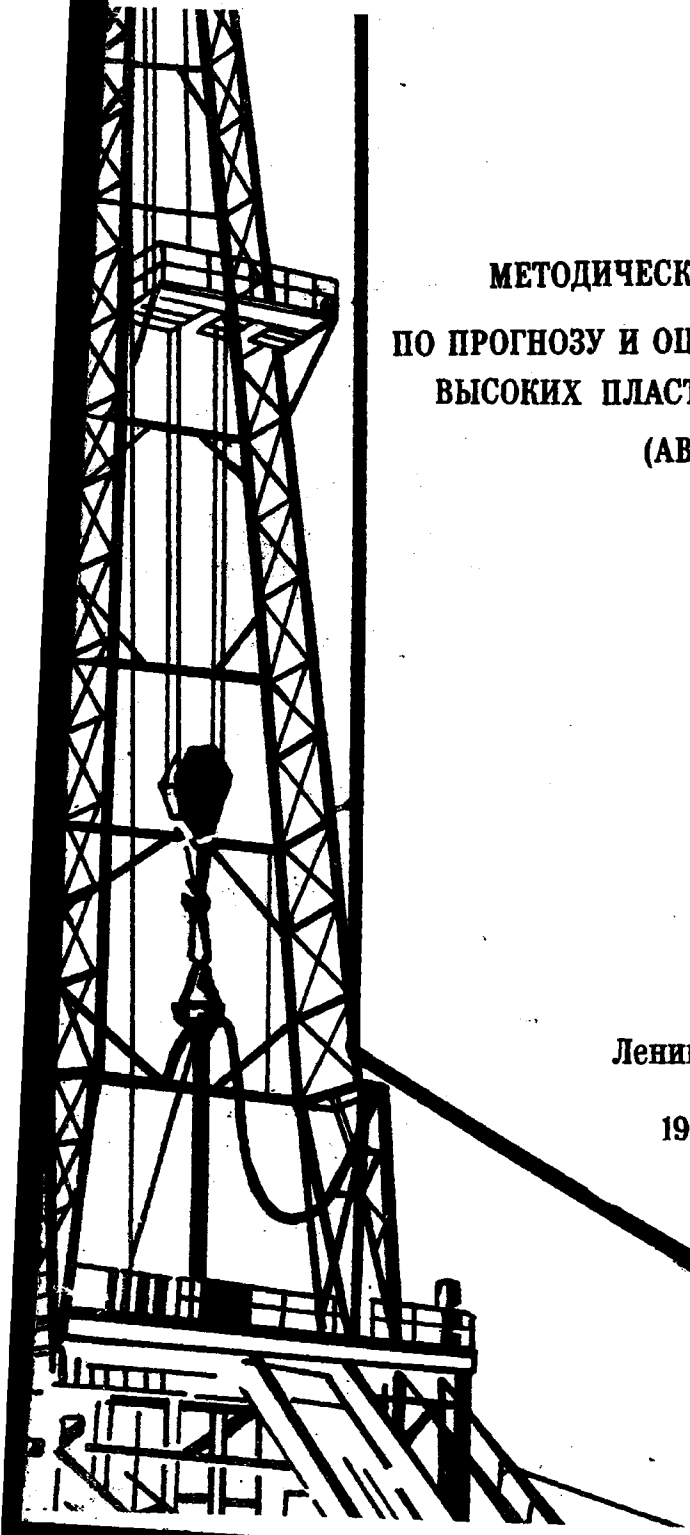


МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОГНОЗУ И ОЦЕНКЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ (АВПД)

Ленинград

1987

Министерство геологии СССР
Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени нефтяной
научно-исследовательский геологоразведочный институт
(ВНИГРИ)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
геологии СССР
Р.А.Сумбатов

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОГНОЗУ И ОЦЕНКЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ (АВПД)

Ленинград
1987

УДК (550.822.2:532.II):553.98

Методические указания по прогнозу и оценке аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). - Л.: ВНИГРИ, 1987. - 135 с.

Разработаны Всесоюзным нефтяным научно-исследовательским геологоразведочным институтом (ВНИГРИ) для выделения отложений с АВПД с учетом специфических условий строительства поисковых и разведочных скважин на нефть и газ.

Методические указания включают методы прогноза и оценки АВПД, разработанные и усовершенствованные специалистами научно-исследовательских организаций Министерства геологии СССР, Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности, Академии наук СССР.

Методические указания предназначены для производственных организаций Министерства геологии СССР, выполняющих поисковое и разведочное бурение на нефть и газ.

Проект методических указаний апробирован производственными и научными организациями Министерства геологии СССР, замечания и предложения которых учтены при окончательной редакции.

Табл. 8, ил. 49, список лит. 65 назв.

Авторы:
В.И.Славин, В.В.Шевердяев, В.Ф.Химич, А.В.Журавлева (ВНИГРИ), Б.А.Матус (Архангельский отдел ВНИГНИ), К.М.Керимов, С.М.Ибрагимов, А.Н.Пильчин, Л.А.Путкарадзе (ЮжВНИИГеофизика), А.А.Кметь (Полтавское отделение УкрНИГРИ), И.А.Аббасов (Миннефтепром), Л.А.Буряковский, Р.Д.Джеваншир, Р.Ю.Алияров (ИПГНМ АН Азерб.ССР).

Редакционная коллегия:
В.В.Мухин (председатель), К.М.Керимов (зам.председателя), Ю.Ф.Кленосов, В.С.Кудрявцев, Б.А.Матус (зам.председателя), В.Н.Симонов, В.И.Славин, М.А.Танкибаев, Ю.Н.Чернышев, В.В.Шевердяев.

© Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ). 1987

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 6
2. Общие понятия о давлениях 7
2.1. Давление флюида в пласте 7
2.2. Давление в горных породах 8
2.3. Давление промывочной жидкости 9
3. Классификация методов прогноза и оценки АВПД 10
4. Методы прогноза пластовых давлений до начала бурения скважин 15
4.1. Прогноз и оценка АВПД по данным сейсморазведки ... 15
4.1.1. Определение АВПД по методике эквивалентных глубин 15
4.1.1.1. Основные особенности использования методики эквивалентных глубин 15
4.1.1.2. Порядок определения АВПД, образованных при недоуплотнении горных пород 17
4.1.1.3. Порядок определения АВПД, образованных после снижения эффективного напряжения (при разуплотнении горных пород) 27
4.1.2. Определение АВПД по корреляционной зависимости между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны 27
4.2. Прогноз АВПД по аналогии 29
5. Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин (при остановках углубления скважины) 30
5.1. Оценка пластовых давлений по данным геофизических исследований в скважинах с использованием методики эквивалентных глубин 30
5.1.1. Основные особенности определения АВПД по данным ГИС 30
5.1.2. Порядок определения АВПД, образованных при недоуплотнении горных пород 31
5.1.2.1. Определение АВПД по методу относительных электрических сопротивлений 31
5.1.2.2. Определение АВПД по методу удельных электрических сопротивлений 36
5.1.2.3. Определение АВПД по данным акустического каротажа 40

5.I.2.4. Определение АВПД по методу "кривых нормально уплотненных глин" .....
5.I.2.5. Определение АВПД по методу компрессионной кривой .....
5.I.2.6. Определение АВПД по методу "кажущихся" эффективных напряжений .....
5.I.2.7. Определение АВПД по методу условного эффективного напряжения .....
5.I.3. Порядок определения АВПД, образованных после снижения эффективного напряжения (при разуплотнении горных пород) .....
5.I.4. Порядок определения АВПД по корреляционной зависимости между давлением пласта-коллектора и пласта-флюидоупора .....
5.2. Порядок определения АВПД по корреляционной зависимости между градиентом пластового давления и отклонением геофизического параметра
5.3. Порядок определения АВПД по величине фильтрационного потенциала .....
5.3.I. Определение АВПД по исходным данным двух скважин .....
5.4. Порядок определения АВПД, образованных при акватермальном эффекте .....
5.4.I. Определение АВПД по геотермическим данным ...
5.4.2. Определение АВПД по корреляционной зависимости между пластовым давлением и температурой ....
5.5. Порядок определения АВПД по керну .....
5.5.I. Определение АВПД по методу эквивалентных глубин .....
5.5.2. Определение АВПД по максимальному эффективному напряжению .....
5.5.3. Определение АВПД по эффективному напряжению ...
5.6. Порядок определения АВПД по давлению гидроразрыва пласта .....
6. Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин (без остановки углубления скважины) .....
6.I. Оценка пластовых давлений по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью .....

6.I.I. Порядок определения АВПД по методу варьирующих депрессий 78
6.I.2. Порядок определения АВПД по методу установившегося уровня 86
6.I.3. Порядок определения АВПД по данным газометрии скважин 87
6.2. Оценка пластовых давлений по технологическим данным бурения 100
6.2.I. Порядок определения АВПД по "нормализованной скорости проходки" 100
6.2.I.I. Определение АВПД по методу d-экспоненты
6.2.I.2. Определение АВПД по методу "равновесной" d-экспоненты 103
6.2.I.3. Определение АВПД по методу "варьирующей нормализованной скорости проходки" 106
6.2.2. Порядок определения АВПД по методу "сигма-каротажа" 114
6.2.3. Особенности определения АВПД при турбинном и реактивно-турбинном бурении ... 120
6.3. Порядок определения АВПД по шламу 123
Приложение 126
Литература 130

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методические указания разработаны во ВНИГРИ в соответствии с заданием по проблеме II6 Министерства геологии СССР "Изучение закономерностей размещения и условий формирования аномально-высоких пластовых (поровых) давлений для совершенствования технологии глубокого разведочного бурения на нефть и газ".

I.2. Являются обязательными для производственных организаций Министерства геологии СССР, выполняющих поисковое и разведочное бурение на нефть и газ.

I.3. Устанавливают единые подходы и приемы по прогнозу и оценке АВПД.

I.4. Включают методы прогноза и оценки АВПД, разработанные и усовершенствованные специалистами научно-исследовательских организаций Министерства геологии СССР, Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности, Академии наук СССР.

I.5. Предназначены для выделения отложений с АВПД как до начала, так и в процессе бурения скважин, совершенствования технологии глубокого бурения на нефть и газ, повышения эффективности и качества бурения скважин в условиях АВПД.

I.6. Разработаны в соответствии с ГОСТом 2.105-79 и ГОСТом 22609-77.

2. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О ДАВЛЕНИЯХ

2.I. Давление флюида в пласте

2.I.I. Пластовое давление ($p_{пл}$) - давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, находящейся в условиях естественного залегания.*

2.I.2. Гидростатическое давление - давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба пластовых вод (флюидов), насыщающих вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины точки исследования

$$p_{гидр} = g\bar{\delta}_{п.в}h \ , \qquad (2.I)$$

где $p_{гидр}$ - гидростатическое давление, Па; g - ускорение свободного падения, равное 9,80665 м/с^2; $\bar{\delta}_{п.в}$ - средневзвешенная плотность пластовой воды, кг/м^3; h - высота столба пластовых вод, м.

2.I.3. Условное гидростатическое давление ($p_{у.гидр}$) - давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба пресной воды (плотность I000 кг/м^3), насыщающей вышележащие отложения по вертикали от поверхности до глубины точки исследования.

2.I.4. Нормальное гидростатическое давление ($p_{н.гидр}$) - давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба минерализованной воды (плотность I000 ÷ II00 кг/м^3), насыщающей вышележащие отложения по вертикали от поверхности до глубины точки исследования.

2.I.5. Нормальное пластовое давление - давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, численно равное величине нормального гидростатического давления.

2.I.6. Повышенное пластовое (поровое) давление - давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, превышающее условное гидростатическое давление менее чем на 30%, т.е. отвечающее условию

$$I,3 \geq p_{пл}/p_{у.гидр.} > I,0.$$

2.I.7. Аномально-высокое пластовое давление (АВПД) - давление жидкости или газа (флюида) в поровом пространстве горной породы, превышающее условное гидростатическое давление бо-

---

* Пластовое давление жидкости или газа (флюида) в порах непроницаемых пластов ряд исследователей называет поровым давлением.

лее чем на 30%, т.е. отвечающее условию

$$p_{пл} / p_{у.гидр} > 1,3.$$

2.1.8. Коэффициент аномальности ($K_а$) - отношение пластового давления к условному гидростатическому, определенное для глубины залегания исследуемого пласта (безразмерная величина)

$$K_а = \frac{p_{пл}}{p_{у.гидр}}, \qquad (2.2)$$

где $K_а$ - коэффициент аномальности (безразмерный); $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; $p_{у.гидр}$ - условное гидростатическое давление, Па.

2.1.9. Градиент пластового давления (Г) - отношение пластового давления к глубине залегания исследуемого пласта

$$Г = \frac{p_{пл}}{H}, \qquad (2.3)$$

где Г - градиент пластового давления, Па/м ; $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; H - глубина залегания исследуемого пласта, м.

2.2. Давление в горных породах

2.2.1. Геостатическое давление ($p_{геост}$) - давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород

$$p_{геост} = g \sum_{i=1}^{i=n} \delta_i h_i, \qquad (2.4)$$

где $p_{геост}$ - геостатическое давление, Па; δ_i - плотность горных пород i-го пласта, кг/м^3; h_i - мощность i-го пласта, м; i - порядковый номер пласта ($i = 1,2,3, \ldots, n$); n - количество пластов.

2.2.2. Эффективное напряжение ($\sigma_{эф}$) - давление между зернами породы (напряжение скелета породы)

$$\sigma_{эф} = p_{геост} - p_{пл}, \qquad (2.5)$$

где $\sigma_{эф}$ - эффективное напряжение, Па; $p_{геост}$ - геостатическое давление, Па; $p_{пл}$ - пластовое давление, Па.

2.2.3. Давление гидроразрыва (разрыва) - давление, создаваемое жидкостью на пласт, при котором происходит образование трещин, фиксируемое резким увеличением приемистости пласта. По Б.Итону давление гидроразрыва (разрыва) равно

$$p_{гр} = p_{пл} + \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{эф}, \qquad (2.6)$$

где $p_{гр}$ - давление гидроразрыва, Па; $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; ν - коэффициент Пуассона (безразмерный); $\sigma_{эф}$ - эффективное

напряжение, Па.

2.2.4. Градиент гидроразрыва (разрыва) - отношение давления гидроразрыва к глубине залегания исследуемого пласта

$$Г_{гр} = \frac{p_{гр}}{H}, \qquad (2.7)$$

где $Г_{гр}$ - градиент гидроразрыва (разрыва), Па/м; $p_{гр}$ - давление гидроразрыва (разрыва), Па; H - глубина залегания исследуемого пласта, м.

2.3. Давление промывочной жидкости

2.3.1. Давление в скважине (p_c) - давление, создаваемое промывочной жидкостью на пласты горной породы в процессе бурения скважин:

без циркуляции (статическое состояние)

$$p_c = g \delta_{п.ж} H, \qquad (2.8)$$

где p_c - давление в скважине на пласты горной породы, Па; $\delta_{п.ж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3; H - высота столба промывочной жидкости от устья скважины (верхнего уровня) до исследуемого пласта, м;

при циркуляции (динамическое состояние)

$$p_c = g \delta_{п.ж} H + p_{к.п}, \qquad (2.9)$$

где $p_{к.п}$ - потери давления в кольцевом пространстве, Па.

2.3.2. Забойное давление ($p_{заб}$) - давление, создаваемое промывочной жидкостью на пласты горной породы, расположенные в призабойной зоне скважины:

без циркуляции (статическое состояние)

$$p_{заб} = g \delta_{п.ж} H_{заб}, \qquad (2.10)$$

где $p_{заб}$ - забойное давление, Па; $\delta_{п.ж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $H_{заб}$ - глубина забоя скважины, м;

при циркуляции (динамическое состояние)

$$p_{заб} = g \delta_{п.ж} H_{заб} + p_{к.п}, \qquad (2.11)$$

где $p_{к.п}$ - потери давления в кольцевом пространстве, Па.

2.3.3. Дифференциальное давление - разность между давлением в скважине (забойным давлением) и пластовым давлением

$$\Delta p = p_c - p_{пл}, \qquad (2.12)$$

где Δp - дифференциальное давление, Па; p_c - давление в скважине, Па; $p_{пл}$ - пластовое давление, Па.

Если дифференциальное давление имеет знак (+), то в системе "скважина - пласт" существует репрессия на пласт.

Если дифференциальное давление имеет знак (-), то в системе "скважина - пласт" существует депрессия на пласт.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПРОГНОЗА И ОЦЕНКИ АВПД

3.I. По времени поступления исходных данных и получения информации о пластовых давлениях методы прогноза и оценки АВПД подразделяются на три группы:

- методы прогноза пластовых давлений до начала бурения скважин;
- методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин;
- методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения.

3.2. В Методических указаниях представлены методы прогноза и оценки пластовых давлений, относящиеся к первым двум группам. На рис.3.I эти группы выделены жирными линиями.

Третья группа методов оценки пластовых давлений достаточно широко освещена в нормативных документах (справочниках, инструкциях).

3.3. Физической основой большинства методов прогноза и оценки пластовых давлений является отклонение регистрируемого параметра (П) от нормальной (эталонной) зависимости, обусловленное повышением пористости горных пород в зоне АВПД и уменьшением эффективного напряжения $\sigma_{эф}$.

3.4. Методы прогноза пластовых давлений, относящиеся к I группе, базируются на использовании результатов разведочной геофизики и проведении аналогий.

3.4.I. Наиболее отработанной в этой группе является методика прогноза пластовых давлений по данным сейсморазведки (см. п.4.I).

3.4.2. Методика прогноза пластовых давлений по данным сейсморазведки в Методических указаниях представлена двумя подходами (методами).

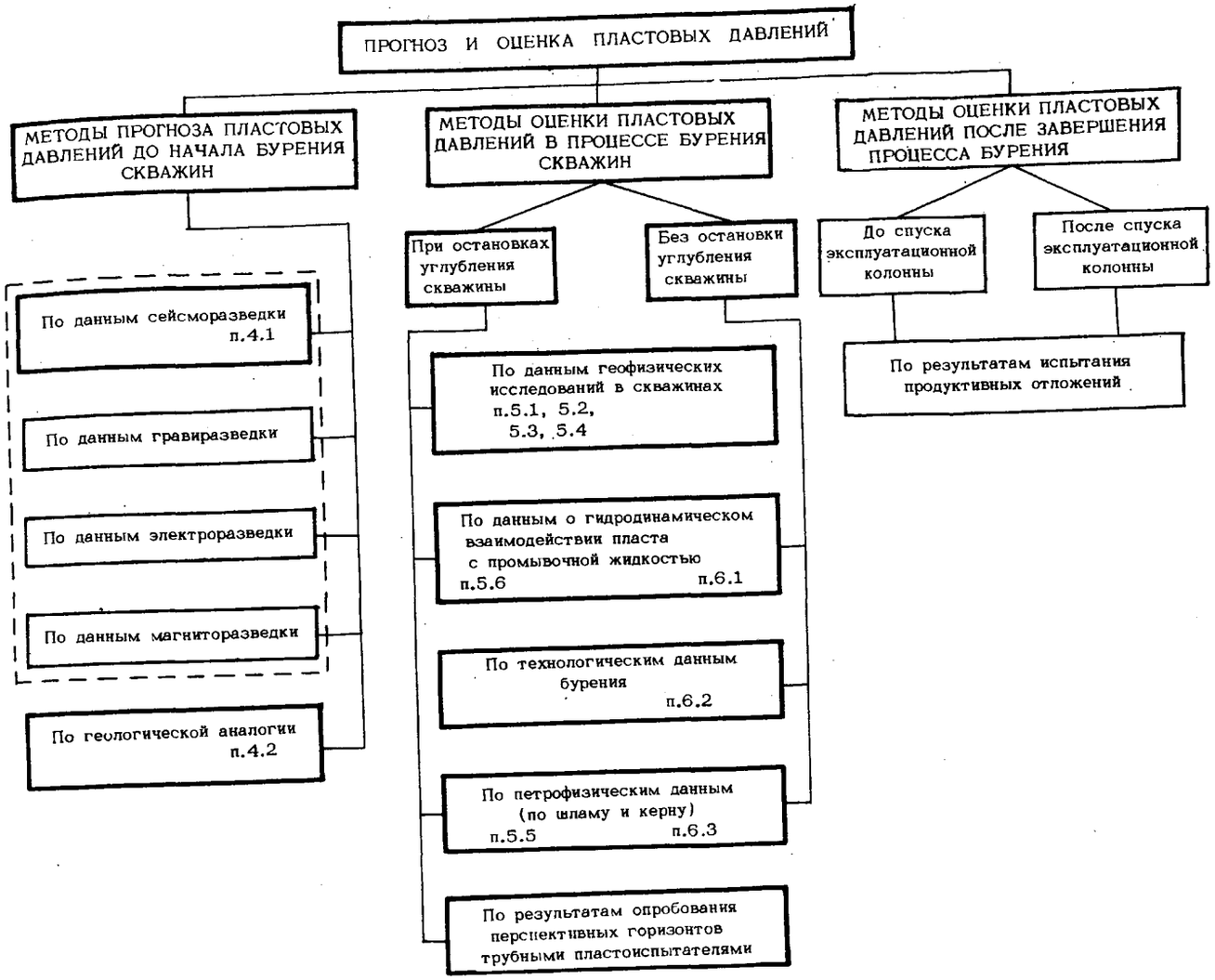


РИС. 3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПРОГНОЗА И ОЦЕНКИ АВПД.

3.4.2.I. В основу первого метода прогноза пластовых давлений, базирующегося на использовании изменения интервальной скорости распространения упругой волны с глубиной, положена методика эквивалентных глубин, по которой устанавливается равенство эффективного напряжения ($\sigma_{эф}$) на разных глубинах разреза, если пористость горной породы на этих глубинах одинаковая (п. 4.I.I).

Методика эквивалентных глубин получила широкое применение при оценке пластовых давлений по геофизическим, петрофизическим данным и по технологическим данным бурения, которые изложены в разделах 5 и 6.

3.4.2.2. Второй метод прогноза пластовых давлений по данным сейсморазведки представляет собой корреляционную зависимость между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны, построенную по результатам исследований, проведенных по изучаемому региону (п. 4.I.2).

3.4.3. При оценке АВПД с использованием методики эквивалентных глубин предлагаем два различных порядка определения пластовых давлений, которые учитывают различный "генезис" АВПД.

3.4.3.I. Если АВПД образовалось в результате недоуплотнения горной породы (сжатие без дренирования), то прогноз пластового давления осуществляется в последовательности, изложенной в п.4.I.I.2. Механизм образования АВПД при недоуплотнении горной породы, как правило, встречается на молодых платформах и в геосинклиналях.

3.4.3.2. Если АВПД образовалось в результате разуплотнения горной породы (снижение эффективного напряжения горной породы за счет внедрения флюида), то прогноз пластового давления осуществляется в последовательности, изложенной в п.4.I.I.3. Механизм образования АВПД при разуплотнении горной породы, как правило, встречается на древних платформах.

3.4.3.3. Если установить "генезис" АВПД не представляется возможным, прогноз пластовых давлений необходимо проводить с учетом вышеуказанных приемов и уточнять результат методом экспертной оценки, давая интервал граничных значений.

3.4.4. Другой информативной методикой прогноза пластовых давлений является метод геологической аналогии (п.4.2).

3.4.5. Дополнительной информацией для прогноза пластовых давлений могут служить материалы гравиразведки, электроразведки и магниторазведки, которые из-за слабой информативности не наш-

ли широкого применения и в Методических указаниях опущены.

3.4.6. Методы прогноза пластовых давлений до начала бурения скважин, позволяющие выделить зоны АНПД по всему исследуемому разрезу, несут базовую информацию для составления программы на строительство параметрических, опорных, поисковых и разведочных скважин и способствуют решению ключевых вопросов эффективной проводке скважин на нефть и газ до проектной глубины:

- выбор рационального варианта конструкции скважин,
- выбор оптимальных режимов бурения и параметров промывочной жидкости.

3.5. Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин подразделяются на группу методов, исходные данные для которых поступают при остановках углубления скважины, и группу методов, исходные данные для которых поступают без остановки углубления скважины.

3.5.I. Самая представительная группа методов оценки пластовых давлений в процессе бурения (при остановках углубления скважины) в качестве исходной информации использует геофизические и петрофизические параметры, полученные при геофизических исследованиях в скважинах, технологические данные, регистрируемые при гидроразрыве пласта, результаты обработки керна (раздел 5).

3.5.I.I. Наиболее отработанными являются методы оценки пластовых давлений по данным геофизических исследований в скважинах с использованием методики эквивалентных глубин (п.5.I).

3.5.I.2. Основным литологическим типом пород, по которому производится оценка АНПД по геофизическим (или петрофизическим) параметрам с использованием методики эквивалентных глубин, являются глинистые породы, поскольку наложенные эпигенетические изменения в них минимальны.

Оценка пластовых давлений по глинистым породам дает возможность прогнозировать АНПД "ниже забоя". Внезапное увеличение пластового давления при разбуривании глинистых пород позволяет своевременно изменить плотность промывочной жидкости и обезопасить вскрытие коллектора. Такой элемент прогнозирования пластовых давлений основывается на допущении, что пластовое давление в коллекторе равно пластовому давлению во вмещающих эти коллекторы глинистых толщах (флюидоупорах).

3.5.I.3. Оценка пластовых давлений по данным геофизических

исследований в скважинах проводится с учетом "генезиса" АНПД (п.5.I.2 и п.5.I.3).

3.5.I.4. В том случае, если в скважинах исследуемого региона проводились инструментальные (прямые) замеры пластовых давлений, предлагаем три метода определения АНПД по корреляционной зависимости между пластовым давлением и давлением в пласте-флюидоупоре (п.5.I.4), геофизическим параметром (п.5.2), температурой (п.5.4.2).

3.5.I.5. Метод оценки пластовых давлений по величине фильтрационного потенциала (п.5.3) включает два варианта, когда исследования проводятся в одной или в двух близрасположенных скважинах.

3.5.I.6. Если АНПД образовалось при акватермальном эффекте, предлагаем метод определения АНПД по геотермическим данным (п.5.4.I).

3.5.I.7. Важное значение имеют три метода определения АНПД по керну (п.5.5), так как керн является практически единственным натуральным материалом, несущим в себе геологическую информацию. Помимо пластового давления деформационная характеристика образцов керна позволяет определять максимальное эффективное напряжение, которое испытывал скелет горной породы в условиях естественного залегания.

3.5.I.8. Метод определения АНПД по давлению гидроразрыва пласта (п.5.6) позволяет установить максимальное значение плотности промывочной жидкости, при котором возможно дальнейшее углубление скважины.

3.6. Большой группой в разделе 6 представлены методы оценки пластовых давлений в процессе бурения (без остановки углубления скважины), которые в качестве исходной информации используют данные о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, технологические данные бурения, результаты обработки шлама.

3.6.I. Наиболее отработанными являются методы оценки пластовых давлений по технологическим данным бурения (п.6.2).

3.6.I.I. Методы "нормализованной скорости проходки" (п.6.2.I) и "сигма-каротажа" (п.6.2.2), в основу которых положено изменение механической скорости бурения с глубиной, позволяют оперативно установить повышение пластового давления на самых ранних стадиях вскрытия зоны АНПД.

3.6.2. Методы оценки пластовых давлений по данным о гидр динамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкост (п.6.I), отличающиеся непосредственным контактом с пластов флюидом, находящимся под давлением, являются существенным допо нением при определении АВПД в сложных геологических условиях.

3.7. Прогноз и оценка пластовых давлений должны проводить с учетом всех геологических факторов, оказывающих влияние на р зультаты выделения зон АВПД.

3.8. Целесообразно проводить оценку пластовых давлений, м пользуя весь доступный комплекс методов, куда необходимо вкл чить методы, исходная информация для которых поступает в проце се бурения как при остановках, так и без остановок углубления скважины. Например, наиболее рационально методы оценки пластов давлений по технологическим данным бурения использовать совместно с методами оценки пластовых давлений по данным геофизичес исследований в скважинах.

3.8.I. Применение всех доступных методов оценки пластовых давлений позволяет выявить степень достоверности каждого мет да и установить для конкретного региона рациональный комплекс методов. Такой комплекс методов устанавливается путем сопостав ления полученных результатов между собой, а также при сравнени их с инструментальными (прямыми) замерами пластового давления.

3.9. Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения сут базовую информацию для уточнения программы бурения парамет рических, опорных, поисковых и разведочных скважин и способств ют оперативному корректированию конструкций скважины, параметр режима бурения и промывочной жидкости, предупреждению и устран нию осложнений и аварий.

4. МЕТОДЫ ПРОГНОЗА ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ДО НАЧАЛА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

4.I. Прогноз и оценка АВПД по данным сейсморазведки

4.I.I. Определение АВПД по методике эквивалентных глубин

4.I.I.I. Основные особенности применения методики эквивалентных глубин

I. Для выявления зон АВПД используются данные об интервальной скорости распространения упругой волны, полученные в результате обработки материалов ОГТ, сейсмического, акустического и плотностного каротажа.

2. Для исследуемого разреза подбирается близлежащий изученный разрез с нормальным пластовым давлением (эталонный разрез), литолого-стратиграфическая модель которого соответствует исследуемому разрезу.*

3. Для эталонного разреза определяется нормальная зависимость интервальной скорости распространения упругой волны от глубины для глин ($V_г$) и для песчаников ($V_п$), и устанавливается эталонная зависимость интервальной скорости распространения упругой волны от глубины.

4. Определяется мощность размыва ($H_р$) для исследуемого и эталонного разрезов, и по их разности для исследуемого разреза устанавливается эталонная зависимость интервальной скорости распространения упругой волны от глубины, соответствующая разрезу с нормальным пластовым давлением.**

5. О наличии зон АВПД судят по результатам сопоставления фактической и эталонной зависимостей интервальной скорости распространения упругой волны от глубины.

6. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствуют интервалы глубин, в которых отмечается понижение фактической интервальной скорости распространения упругой волны относительно эталонной.

---

* В тех случаях, когда подобрать эталонный разрез по данным изученных разрезов различных регионов, с учетом литолого-стратиграфической модели исследуемого разреза не представляется возможным, составляется сводный эталонный разрез.

** Для повышения точности корректировку эталонной зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины необходимо проводить с учетом максимальной палеоглубины.

Таблица 4.I

Нормальные зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины для глин и песчаников майкопской свиты Предкавказья

Глубина, м	Скорость распространения упругой волны, м/с		Глубина, м	Скорость распространения упругой волны, м/с	
	для глин ($V_г$)	для песчаников ($V_п$)		для глин ($V_г$)	для песчаников (V
0	I730	I750	3000	3I45	3645
I00	I780	I8I0	3I00	3I75	3690
200	I835	I880	3200	32I0	3730
300	I890	I945	3300	3240	3775
400	I945	20I5	3400	3275	3820
500	2000	2085	3500	33I0	3865
600	2055	2I50	3600	3335	3905
700	2I20	2220	3700	3365	3945
800	2I80	2285	3800	3395	3985
900	2235	2355	3900	3420	4025
I000	2285	2420	4000	3445	4065
II00	2340	2490	4I00	3470	4I00
I200	2390	2555	4200	3490	4I30
I300	2445	2625	4300	35I5	4I70
I400	2500	2685	4400	3535	4200
I500	2550	2755	4500	3565	4235
I600	2590	2825	4600	3585	4270
I700	2635	2890	4700	36I0	4300
I800	2680	2955	4800	3630	4330
I900	2725	3025	4900	3655	4360
2000	2770	3090	5000	3675	4390
2I00	28I0	3I50	5I00	3700	4420
2200	2850	32I0	5200	37I5	4450
2300	2895.	3270	5300	3735	4480
2400	2935	3330	5400	3755	45I0
2500	2970	3390	5500	3780	4540
2600	3005	3440	5600	3800	4570
2700	3040	3495	5700	3820	4590
2800	3075	3545	5800	3840	46I5
2900	3I05	3595			

4.I.I.2. Порядок определения АВПД, образованных при недоуплотнении горных пород

I. Для исследуемого разреза подбирается близлежащий изученный разрез (эталонный разрез), соответствующий литолого-стратиграфической модели исследуемого разреза, для которого по данным геофизических и петрофизических исследований, проводимых в ходе проводки скважин, устанавливается соотношение глин и песчаников.

2. По данным акустического каротажа (АК) для эталонного разреза с нормальным пластовым давлением устанавливается интервальная скорость распространения упругой волны в глинах и песчаниках.

3. Контроль качества материалов акустического каротажа осуществляется путем сопоставления вертикальных годографов АК с аналогичными данными сейсмического каротажа. При наличии систематической погрешности данные АК корректируются по материалам сейсмического каротажа путем умножения значений приращения времени по вертикальным годографам акустического каротажа ($\Delta T_{ак}$) на поправочный коэффициент ($K = \frac{\Delta Tск}{\Delta Tак}$).

4. Если близлежащие изученные разрезы недостаточно полно охарактеризованы материалами АК, то эталонный разрез строится по обобщенным данным соответствующих изученных разрезов регионов, представленных достаточно полной информацией. В качестве примера в таблице 4.I приведены нормальные зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины для глин ($V_г$) и для песчаников ($V_п$) майкопской свиты Предкавказья.

5. Эталонный разрез разбивается на интервалы мощностью до I00 м, и для каждого интервала определяется значение эталонной интервальной скорости распространения упругой волны ($V_э$), которое рассчитывается по формуле

$$V_э = \frac{V_г V_п}{d_п V_г + d_г V_п}, \qquad (4.I)$$

где $V_э$ - эталонная интервальная скорость распространения упругой волны, м/с; $V_г$; $V_п$ - скорости распространения упругой волны в глине и песчаниках, м/с; $d_г$; $d_п$ - доли содержания глин и песчаников в единице объема горной породы.

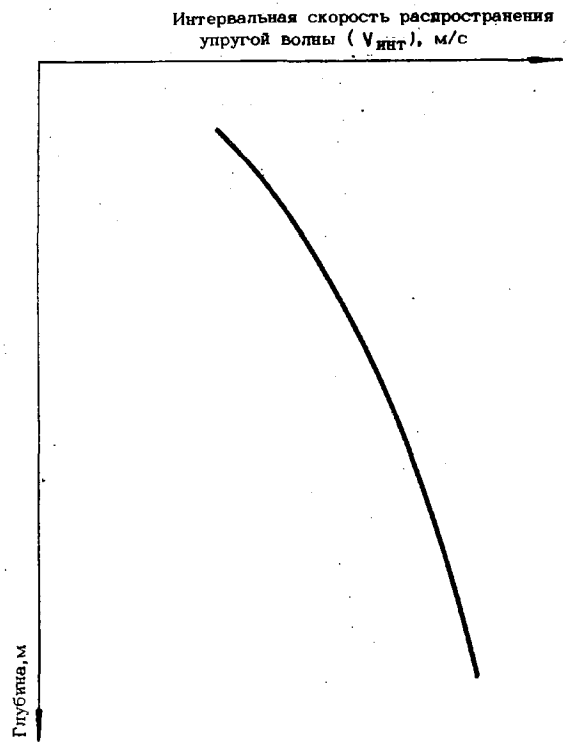


Рис.4.1. График зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины.

6. Для всего эталонного разреза по глубинам, относящимся к середине интервалов, строится эталонная зависимость интервальной скорости распространения упругой волны от глубины (рис.4.I): по оси абсцисс, представленной в линейном масштабе, приводятся значения интервальной скорости распространения упругой волны (в I см 200 м/с); по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводятся значения глубины выделенных интервалов разреза (в I см I00 м).

7. Для эталонного и исследуемого разреза по общегеологическим сведениям устанавливается мощность размыва (H_p).

8. По разности мощностей размыва (Δh) с учетом обратимых (упругих) деформаций, происходящих с горной породой при уменьшении эффективного напряжения, вызванного размывом, корректируется линия эталонной зависимости интервальной скорости распространения упругой волны (рис.4.2, кривая 2).

9. В том случае, когда учесть обратимые (упругие) деформации, происходящие с горной породой, не представляется возможным, линия эталонной зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины корректируется только на разность мощностей размыва (рис.4.2, кривая 3).

I0. По результатам сейсмического каротажа, проведенного по исследуемому разрезу, на графике эталонной зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины строится график зависимости фактической интервальной скорости распространения упругой волны (рис.4.3).

II. Зонам АНПД соответствуют интервалы глубин с пониженными относительно эталонных значениями фактической интревальной скорости распространения упругой волны (рис.4.4). В качестве примера на рис.4.5 приведены графики интервальных скоростей распространения упругой волны по разрезу сейсмического профиля, построенные по материалам ОГТ и позволяющие прогнозировать зоны АНПД.

I2. Количественная оценка АНПД для исследуемого разреза проводится в литологически однородных (однокомпонентных) интервалах разреза (преимущественно глинистых) по формуле эквивалентных глубин

$$p_{пл} = g\left[\bar{\delta}^{H_э}_{г.п} H_э - \left(\bar{\delta}^{H_э}_{г.п} H_э - \bar{\delta}^{H_э}_{п.в} H_э\right)\right], \qquad (4.2)$$

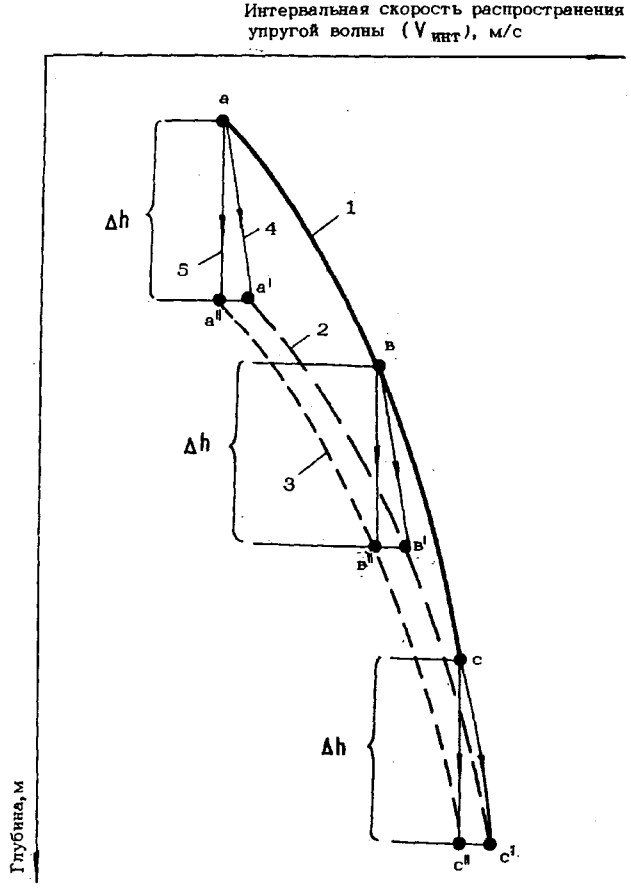


РИС. 4.2. ГРАФИК КОРРЕКТИРОВКИ ЗАВИСИМОСТИ ЭТАЛОННОЙ ИНТЕРВАЛЬНОЙ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГОЙ ВОЛНЫ ОТ ГЛУБИНЫ ПО РАЗНОСТИ МОЩНОСТЕЙ РАЗМЫВА.

1-кривая зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины; 2-кривая зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины, скорректированная по разности мощностей размыва (Δh) с учетом обратимых (упругих) деформаций; 3-кривая зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины, скорректированная по разности мощностей размыва (Δh) без учета обратимых (упругих)деформаций; 4- линия корректировки, учитывающая обратимые (упругие) деформации, присходящие с горной породой при размывах вышележащих пород; 5- линия корректировки, не учитывающая обратимые (упругие)деформации; Δh - интервал глубин, соответствующий разности мощностей размыва.

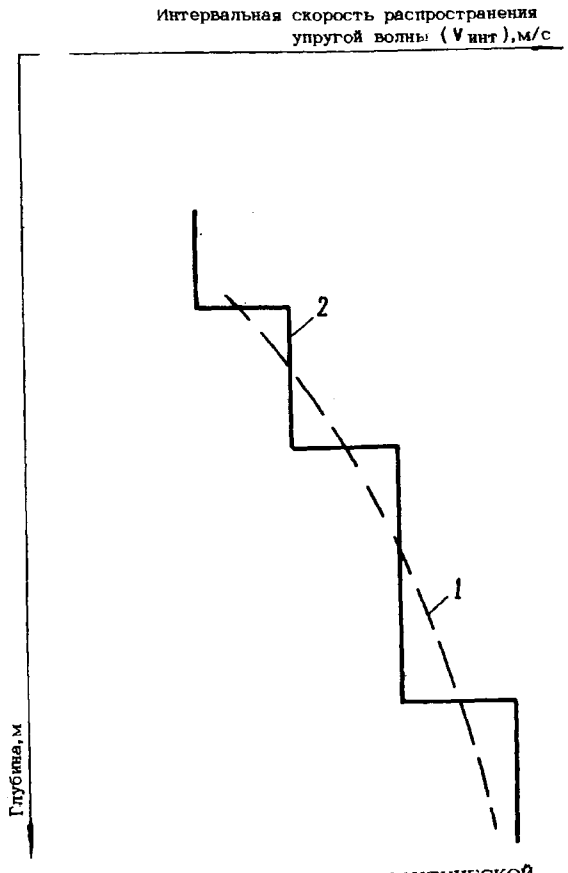


РИС. 4.3. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ ФАКТИЧЕСКОЙ И ЭТАЛОННОЙ ИНТЕРВАЛЬНЫХ СКОРОСТЕЙ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГОЙ ВОЛНЫ ОТ ГЛУБИНЫ ДЛЯ НОВОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ ПЛОЩАДИ (РАЗРЕЗА).

1-зависимость скорректированной эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины; 2-зависимость фактической интервальной скорости распространения упругой волны от глубины.

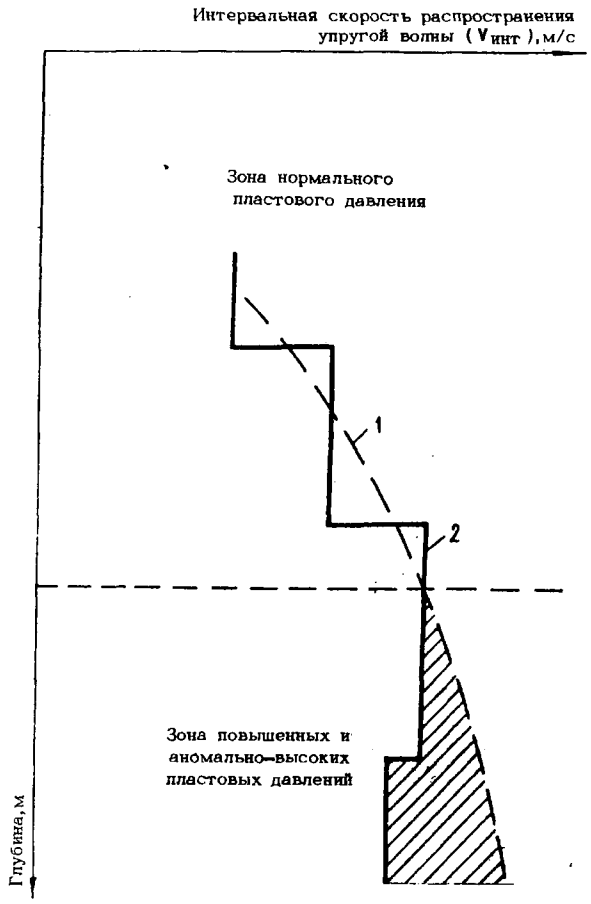


РИС. 4.4. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН АВПД ПРИ СОПОСТАВЛЕНИИ ЗАВИСИМОСТИ ФАКТИЧЕСКОЙ И ЭТАЛОННОЙ ИНТЕРВАЛЬНОЙ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГОЙ ВОЛНЫ ОТ ГЛУБИНЫ.

1–зависимость скорректированной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины; 2–зависимость фактической интервальной скорости распространения упругой волны от глубины.

где $P_{пл}$ – пластовое (поровое) давление, Па; $\bar{\delta}^{H_a}_{г.п}$, $\bar{\delta}^{H_э}_{г.п}$ – средневзвешенная плотность горной породы, кг/м^3; соответственно для глубин H_a и $H_э$; $\bar{\delta}^{H_э}_{п.в}$ – средневзвешенная плотность пластовой воды для глубины $H_э$, кг/м^3; H_a – фактическая глубина залегания пласта с АВПД, м; $H_э$ – эквивалентная глубина, м; g – ускорение свободного падения, равное 9,80665 м/с^2.

13. Для определения средневзвешенной плотности горной породы исследуемого разреза строится график зависимости плотности горной породы от глубины для эталонного разреза (рис.4.6, кривая I) и по разности мощностей размыва ($\Delta h'$ и $\Delta h''$) устанавливается зависимость плотности горной породы от глубины для исследуемого разреза (рис.4.6, кривые 2 и 3). С учетом разбивки исследуемого разреза на равные интервалы или предварительного стратиграфического расчленения определяются средние значения плотности горной породы, по которым строится график зависимости средневзвешенной плотности горной породы от глубины (рис. 4.7, кривые 2 и 3).

14. Эквивалентная глубина ($H_э$) и значения средневзвешенной плотности горной породы, соответствующие глубинам H_a и $H_э$, устанавливаются по схеме, приведенной на рис.4.8.

15. Пример расчета пластового (порового) давления.

Исходные данные:

Для исследуемой глубины: H_a = 3200 м, $V_{инт}$ = 2,6 x 10^3 м/с, $\bar{\delta}^{H_a}_{г.п}$ = 2340 кг/м^3.

Для эквивалентной глубины: $H_э$ = 2070 м, $\bar{\delta}^{H_э}_{г.п}$ = 2290 кг/м^3, $\bar{\delta}^{H_э}_{п.в}$ = 1010 кг/м^3.

По формуле (4.2) определяется значение пластового (порового) давления на глубине 3240 м:

$$P_{пл} = 9{,}81 \times [2340 \times 3240 - (2290 \times 2070 - 1010 \times 2070)] = 9{,}81\,[7581600 - (4740300 - 2090700)] = 48{,}38 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

16. Для обнаружения аномалий давления порядка 10-15 МПа погрешности в определении интервальной скорости распространения упругой волны не должны превышать 100 м/с, что соответствует 3-5% для глубин 100-2000 м и менее 2% для глубин 3000-5000 м. При выделении более значительных аномалий давления (30-40 МПа) погрешности в определении интервальной скорости распространения упругой волны могут составить до 7-10%.

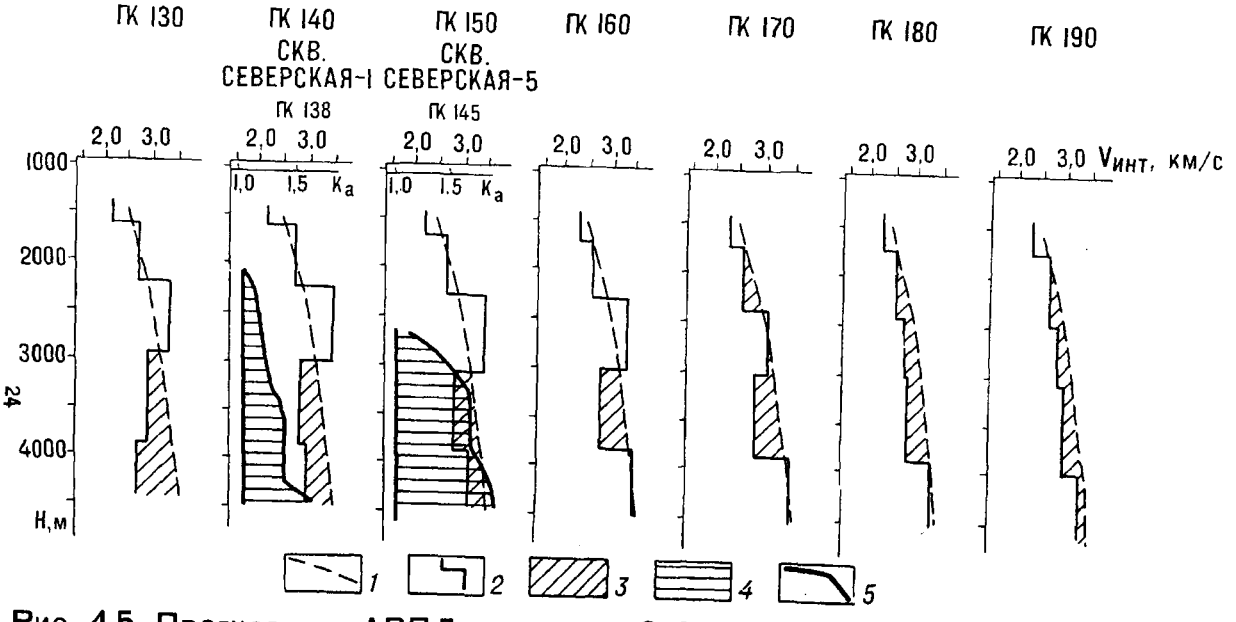


Рис. 4.5. Прогноз зон АВПД по данным ОГТ в разрезе сейсмического профиля.

1-нормальные зависимости интервальной скорости распространения упругой волны от глубины: *2*-скоростные разрезы по данным ОГТ; *3*-зоны прогноза АВПД в разрезе по данным ОГТ; *4*-зоны АВПД по данным промысловой геофизики; *5*-кривая коэффициента аномальности Ка(по Б. Лабковскису, В. Абрамову, Ф. Шаипову и др.,1982).

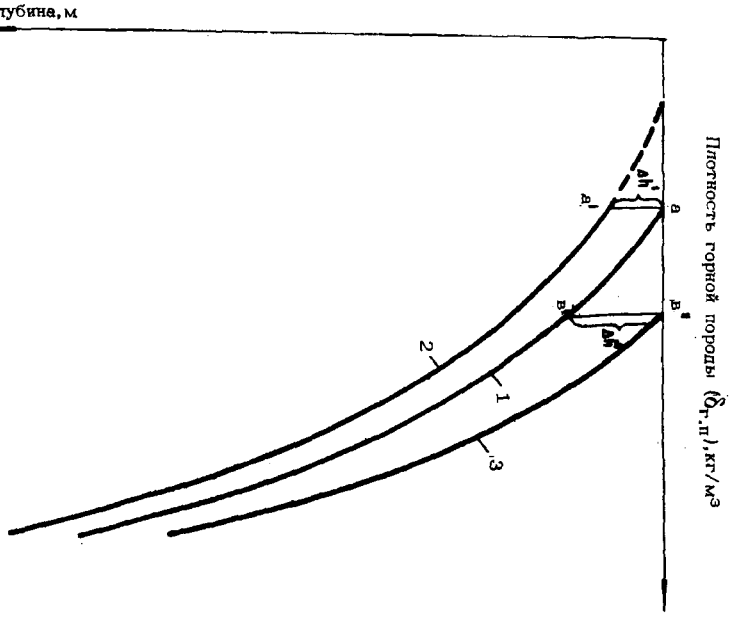


РИС. 4.6. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ ПЛОТНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОТ ГЛУБИНЫ.

1-кривая зависимости плотности горной породы от глубины для эталонного разреза; 2-кривая зависимости плотности горной породы от глубины для исследуемого разреза при $H_p^{I} < H_p^{эт}$; 3-кривая зависимости плотности горной породы от глубины для исследуемого разреза при $H_p^{II} > H_p^{эт}$.

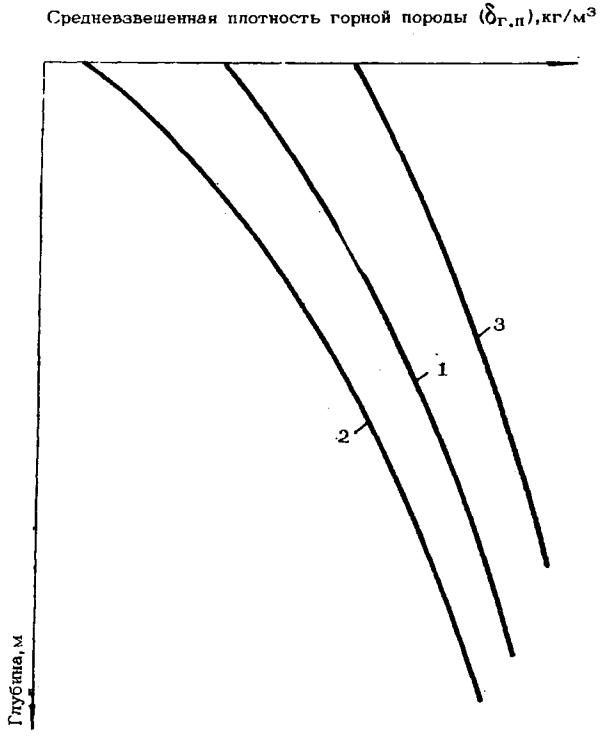


РИС. 4.7. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОТ ГЛУБИНЫ.

1–зависимость средневзвешенной плотности горной породы от глубины для эталонного разреза; 2– зависимость средневзвешенной плотности горной породы от глубины для исследуемого разреза при $H_p^{I} < H_p^{эт}$; 3–зависимость средневзвешенной плотности горной породы от глубины для исследуемого разреза при $H_p^{II} > H_p^{эт}$

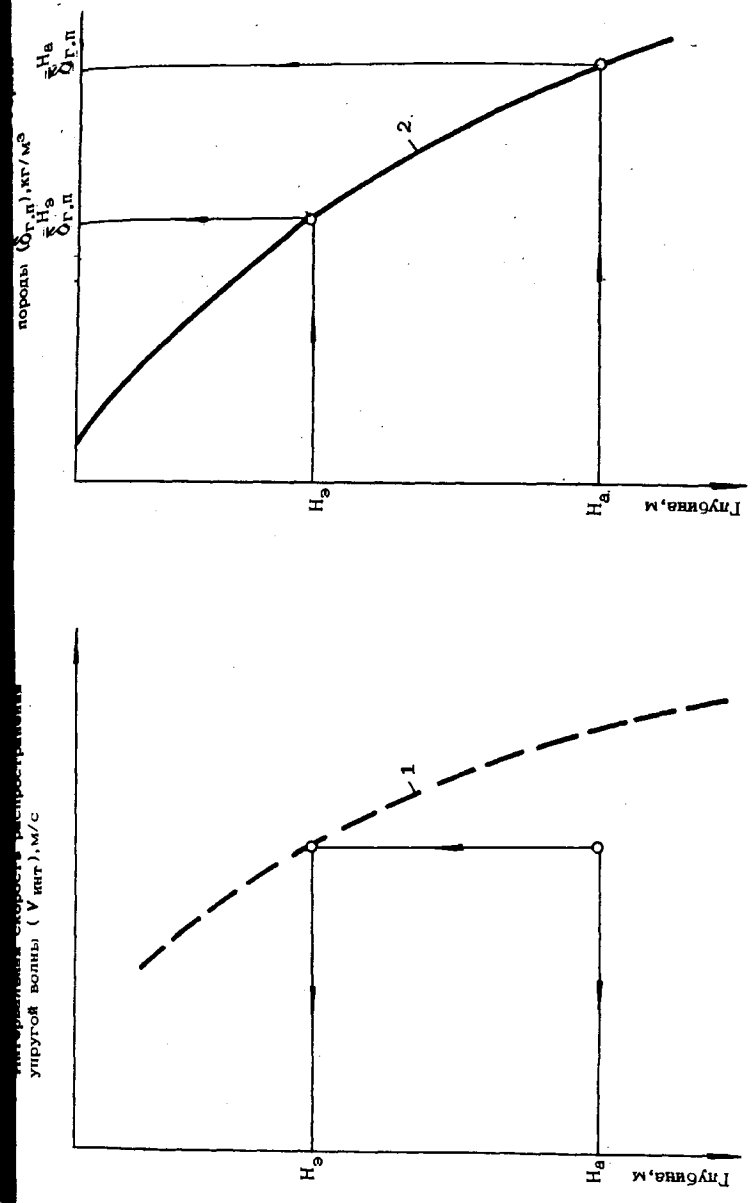


РИС. 4.8. СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ГЛУБИНЫ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПРИ ОЦЕНКЕ АВПД, ОБРАЗОВАННЫХ ПРИ НЕДОУПЛОТНЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД.

1–кривая скорректированной зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины; 2–кривая зависимости средневзвешенной плотности горной породы от глубины; $H_а$–фактическая глубина пласта, для которого определяется пластовое давление,м; $H_э$–эквивалентная глубина,м, $\bar{\delta}^{H_а}_{г.п}$; $\bar{\delta}^{H_э}_{г.п}$ – значения средневзвешенной плотности горной породы, соответственно для глубины $H_а$ и $H_э$, кг/м³ .

4.I.I.3. Порядок определения АВПД, образованных после снижения эффективного напряжения (при разуплотнении горных пород)

I. В последовательности, изложенной в п. 4.I.I.2 для исследуемого разреза устанавливается исходная информация и определяется зависимость средневзвешенной плотности горной породы от глубины (рис.4.6 и 4.7).

2. По результатам сейсмических исследований для эталонного разреза строится график зависимости фактической интервальной скорости распространения упругой волны по каждому из выделенных пластов* от глубины залегания этих пластов по латерали - график зависимости обратимых (упругих) деформаций. На рис. 4.9 показан график такой зависимости для пласта, ограниченного отражающими горизонтами $Г_2$ и М .

3. Для исследуемого пласта на графике зависимости скорректированной эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины строится кривая зависимости обратимых (упругих) деформаций, соответствующая эталонному разрезу, по которой определяется эквивалентная глубина ($H_э$).

4. Эквивалентная глубина ($H_э$) и значения средневзвешенной плотности горных пород устанавливаются по схеме, приведенной на рис.4.I0. Оценка АВПД проводится по формуле (4.2).

5. График зависимости обратимых (упругих) деформаций можно также построить по одному из пластов, лежащему в зоне нормального пластового давления исследуемого разреза, который по литологическому составу аналогичен пласту с АВПД.

4.I.2. Определение АВПД по корреляционной зависимости между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны

4.I.2.I. Для конкретного разреза изученного региона выделяются литологически однородные интервалы с повышенным и аномально-высоким пластовым давлением.

4.I.2.2. Определяется избыточное давление, которое рассчитывается по формуле

$$p_{изб} = p_{пл} - p_{н.гидр}, \qquad (4.3)$$

где $p_{изб}$ - избыточное давление, Па; $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; $p_{н.гидр}$ - нормальное гидростатическое давление, Па.

* За пласт принимается интервал разреза, ограниченный отражающими горизонтами.

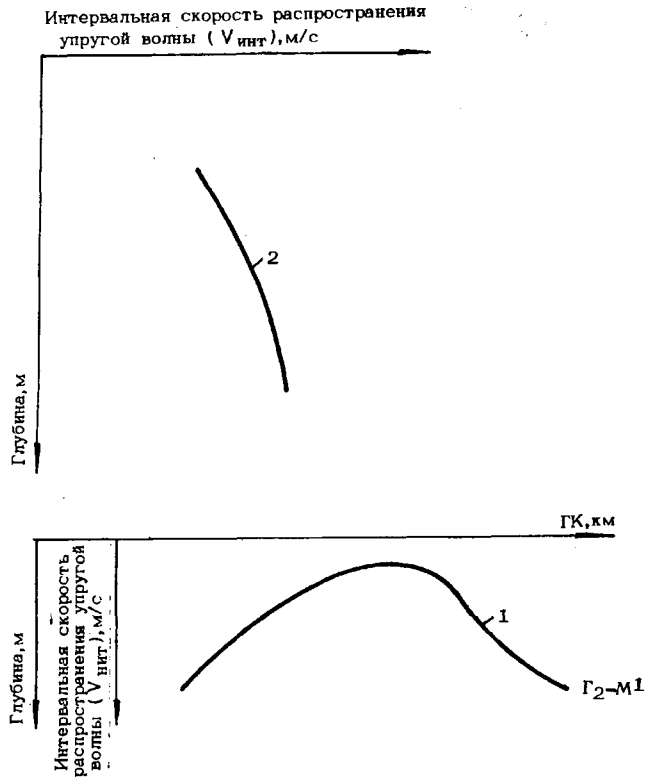


РИС. 4.9. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ ИНТЕРВАЛЬНОЙ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГОЙ ВОЛНЫ ПО ПЛАСТУ ОТ ГЛУБИНЫ – ЗАВИСИМОСТЬ ОБРАТИМЫХ (УПРУГИХ) ДЕФОРМАЦИЙ.

1–кривая изменения интервальной скорости распространения упругой волны по пласту, ограниченному горизонтами $Г_2$ и $М^1$; 2–кривая зависимости интервальной скорости распространения упругой волны по пласту, ограниченному горизонтами $Г_2$ и $М^1$ от глубины – кривая зависимости обратимых (упругих) деформаций.

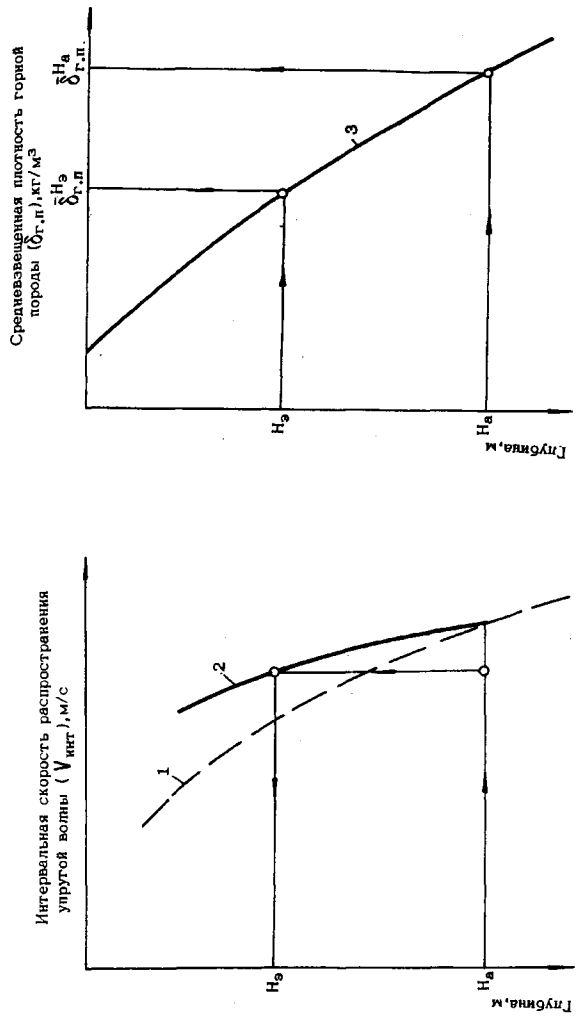


РИС. 4.10. СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ГЛУБИНЫ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПРИ ОЦЕНКЕ АВПД, ОБРАЗОВАННЫХ ПОСЛЕ СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ПРИ РАЗУПЛОТНЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД).

1–кривая скорректированной зависимости эталонной интервальной скорости распространения упругой волны от глубины; 2–кривая зависимости интервальной скорости распространения упругой волны по пласту от глубины – кривая зависимости обратимых (упругих) деформаций; 3–кривая зависимости средневзвешенной плотности горной породы от глубины; H_a–фактическая глубина пласта, для которого определяется пластовое давление, м; $H_э$–эквивалентная глубина, м; $\bar{\delta}^{H_э}_{г.п}$; $\bar{\delta}^{H_a}_{г.п}$ – значения средневзвешенной плотности горной породы, соответственно для глубины H_a и $H_э$, кг/м³.

4.I.2.3. Для каждого интервала, охарактеризованного избыточным давлением ($p_{изб}$), определяется приращение интервальной скорости распространения упругой волны $\Delta V_{инт}$.

4.I.2.4. Для всего изученного разреза устанавливается зависимость между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны.

4.I.2.5. Для исследуемого разреза или его отдельных частей принимается эталонная зависимость между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны.

4.I.2.6. По результатам сейсмических исследований для интервалов исследуемого разреза определяется приращение интервальной скорости распространения упругой волны, для которых по эталонной зависимости между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругих волн устанавливается значение аномалии давлений ($p_{изб}$) и соответствующая аномалия пластового (порового) давления.

4.2. Прогноз АВПД по аналогии

Для прогноза распределения зон повышенных и аномально-высоких пластовых давлений по исследуемому разрезу выбирается изученный разрез, который по основным параметрам (тектоническому строению, литологическому составу, наличию пластов-флюидоупоров и т.д.) соответствует исследуемому. Выбранный изученный разрез принимается за эталонный.

По зависимости, характеризующей изменение пластового давления с глубиной, построенной для эталонного разреза, с учетом разности мощностей размыва, прогнозируется распределение пластового давления для исследуемого разреза с отбивкой глубин, соответствующих основным пластам-флюидоупорам.

5. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (С ОСТАНОВКОЙ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ)

5.I. Оценка пластовых давлений по данным геофизических исследований в скважинах с использованием методики эквивалентных глубин

5.I.I. Основные особенности определения АВПД по данным ГИС

5.I.I.I. Устанавливается один или несколько геофизических параметров, которые отражают изменение пористости глинистых пород с глубиной по разрезу, вскрываемому скважиной. К таким геофизическим параметрам относятся: удельное (или кажущееся) электрическое сопротивление $\rho_{п.гл}$ (или $\rho_{к.гл}$), относительное электрическое сопротивление $P_{гл}$, электропроводность $\sigma_{э.гл}$, интервальное время распространения упругой волны $\Delta t_{гл}$, рассеянное (или вторичное) гамма-излучение $J_{\gamma\gamma гл}$ (или $J_{n\gamma гл}$) и другие.

5.I.I.2. Для выбора геофизического параметра используются следующие виды геофизических исследований в скважинах (ГИС): электрический каротаж - кривые стандартного каротажа, кривая проводимости (индукционный каротаж), кривая относительного электрического сопротивления глин, кривая спонтанной поляризации (ПС); акустический каротаж; плотностный гамма-гамма-каротаж; нейтронный гамма-каротаж и др.

5.I.I.3. По всему разрезу, вскрытому скважиной, по материалам ГИС выделяются глинистые пласты, для которых определяются значения выбранного геофизического параметра (П).

5.I.I.4. Для приведения выбранного геофизического параметра к одинаковым сопоставимым условиям вводятся поправки, учитывающие влияние изменения диаметра скважин, минерализации пластовых вод, минералогического состава глинистых пород, температуры и т.д.

5.I.I.5. В полулогарифмическом масштабе строится график зависимости геофизического параметра от глубины $\lg П = f(H)$ по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводятся значения геофизического параметра (П) выделенных глинистых пластов; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводятся значения глубин глинистых пластов (Н) или эффективного ("кажущегося" эффективного) напряжения горной породы

слагающей разрез ($\sigma_{эф}$; $\sigma_{эф.к}$).

5.I.I.6. По всему разрезу определяется линия нормального изменения геофизического параметра.

5.I.I.7. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствуют интервалы глубин, в которых отмечается отклонение фактических значений геофизического параметра от линии нормального изменения.

5.I.I.8. Количественная оценка АВПД вытекает из условия

$$\sigma_{эф}^{H_а} = \sigma_{эф}^{H_э} \quad \text{или} \quad p_{геост}^{H_а} - p_{пл}^{H_а} = p_{геост}^{H_э} - p_{пл}^{H_э},$$

где $\sigma_{эф}^{H_а}$, $\sigma_{эф}^{H_э}$ - эффективное напряжение, соответственно на глубинах $H_а$ и $H_э$, Па; $p_{геост}^{H_а}$, $p_{геост}^{H_э}$ - геостатическое напряжение, соответственно на глубинах $H_а$ и $H_э$, Па; $p_{пл}^{H_а}$, $p_{пл}^{H_э}$ - пластовое давление соответственно на глубинах $H_а$ и $H_э$, Па, и проводится по формуле (4.2).

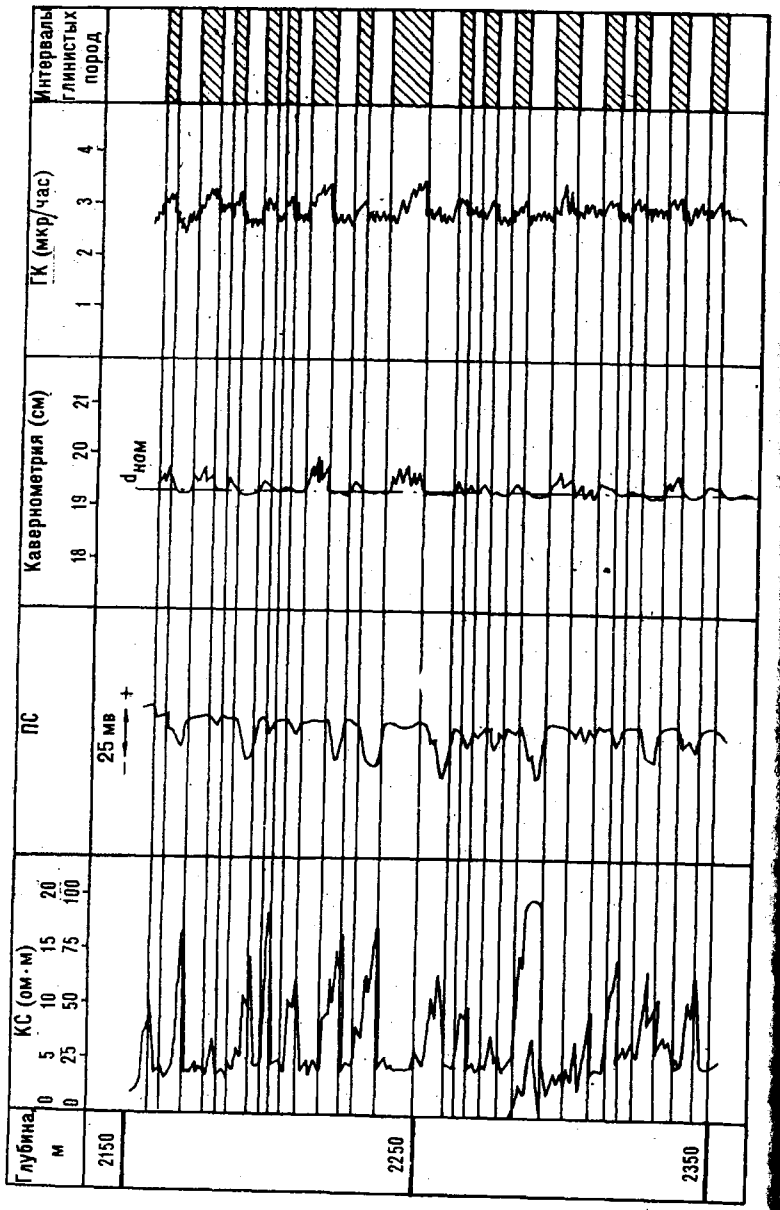
5.I.2. Порядок определения АВПД, образованных при недоуплотнении горных пород

5.I.2.I. Определение АВПД по методу относительных электрических сопротивлений

I. По всему разрезу, вскрытому скважиной, по данным стандартного каротажа (КС, ПС), кавернометрии, гамма-каротажа выделяются глинистые пласты мощностью не менее 3-5 м, оптимальной мощностью является мощность I0-I5 м (рис.5.I).

2. При выделении глинистых пластов необходимо:

- особо отметить глинистые пласты, находящиеся в непосредственной близости от коллектора, как несущие информацию о пластовых давлениях;
- с учетом известковистости и опесчаненности выбрать относительно чистые глинистые пласты;
- обратить внимание на глинистые пласты, залегающие выше глубин 700-I000 м (критическая глубина уплотнения), поскольку эти глинистые пласты несут в себе опресненную поровую воду и значения их кажущегося электрического сопротивления завышены;
- учитывать наличие газа в глинистых породах, так как этот фактор резко влияет на значения кажущегося электрического сопротивления;
- принять во внимание наличие в промывочной жидкости бентонитовых глин, которые занижают значения кажущегося электрического сопротивления;



– учитывать влияние соленосных отложений, которые занижают значения кажущегося электрического сопротивления близрасположенных глинистых пластов;

– учитывать влияние изменения диаметра скважины при смене диаметра долот) на значения кажущегося электрического сопротивления.

3. Для всех выделенных глинистых пластов определяются значения кажущегося электрического сопротивления, которые приводятся к одинаковым сопоставимым условиям. Для этого вводятся поправки на изменение диаметра скважины, удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, минерализацию пластовых вод, температуру.

4. Для введения поправок, учитывающих влияние изменения диаметра скважины и удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, пользуются известными методиками и палетками. В результате этих поправок для выделенных глинистых пластов устанавливается удельное электрическое сопротивление ($\rho_{п.гл}$).

5. Приведение удельного электрического сопротивления глинистых пластов к одной температуре (20°С) осуществляется по палетке $\rho^{t}_{п.гл} = f(\rho^{20}_{п.гл})$, представленной на рис. 5.2. Естественная температура, соответствующая выделенным глинистым пластам, на глубине залегания устанавливается по данным термометрии.

6. Для введения поправки на минерализацию пластовых вод по разрезу устанавливается изменение минерализации пластовых вод с глубиной. С учетом приведения к температуре 20°С по палетке, представленной на рис. 5.3, определяется удельное электрическое сопротивление пластовых (поровых) вод ($\rho^{20}_{п.в}$).

7. Определяется относительное электрическое сопротивление глинистых пластов, которое рассчитывается по формуле

$$P_{гл} = \frac{\rho^{20}_{п.гл}}{\rho^{20}_{п.в}}, \qquad (5.1)$$

где $P_{гл}$ – относительное электрическое сопротивление глинистых пластов; $\rho^{20}_{п.гл}$ – удельное электрическое сопротивление глинистых пластов, омм; $\rho^{20}_{п.в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовых (поровых) вод, омм.

8. В полулогарифмическом масштабе строится график зависимости относительного электрического сопротивления от глубины $\lg P_{гл} = f(H)$: по оси абсцисс, представленной в логарифми-

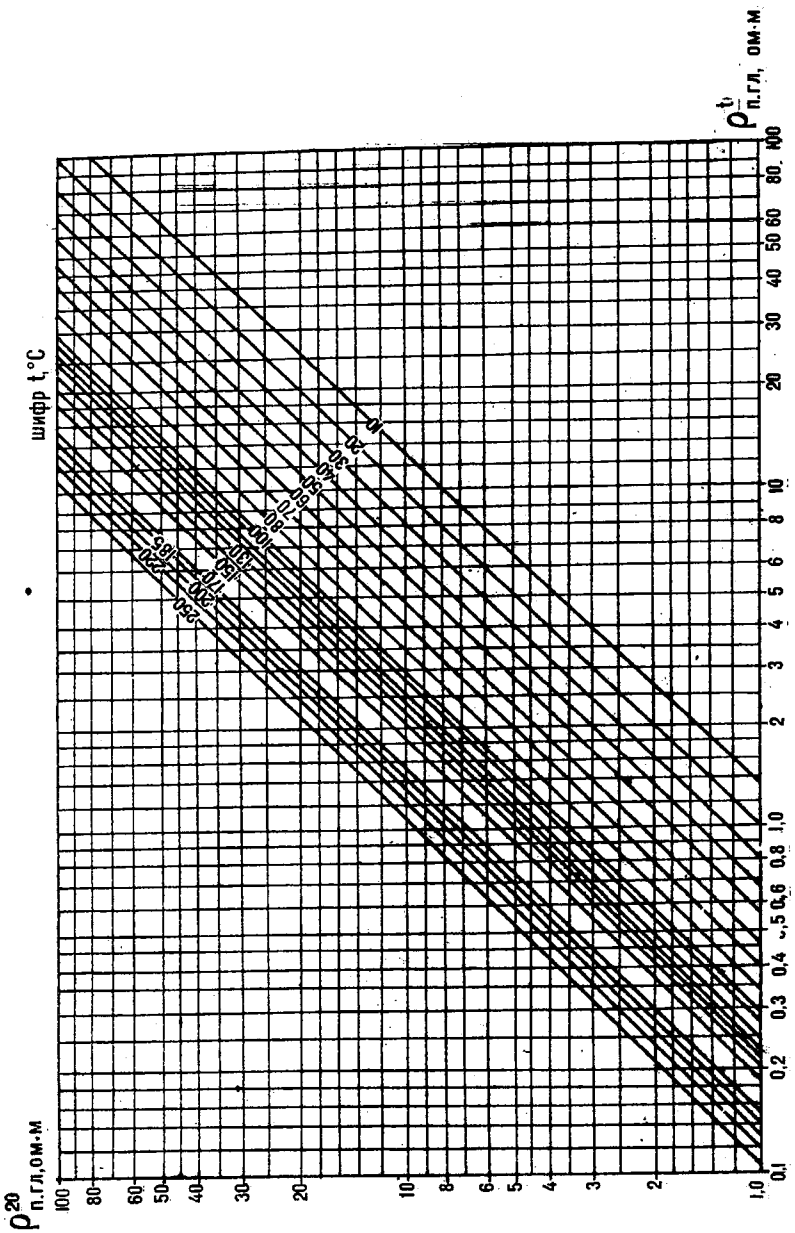


Рис.5.2. Палетка для приведения удельного электрического сопротивления глинистых

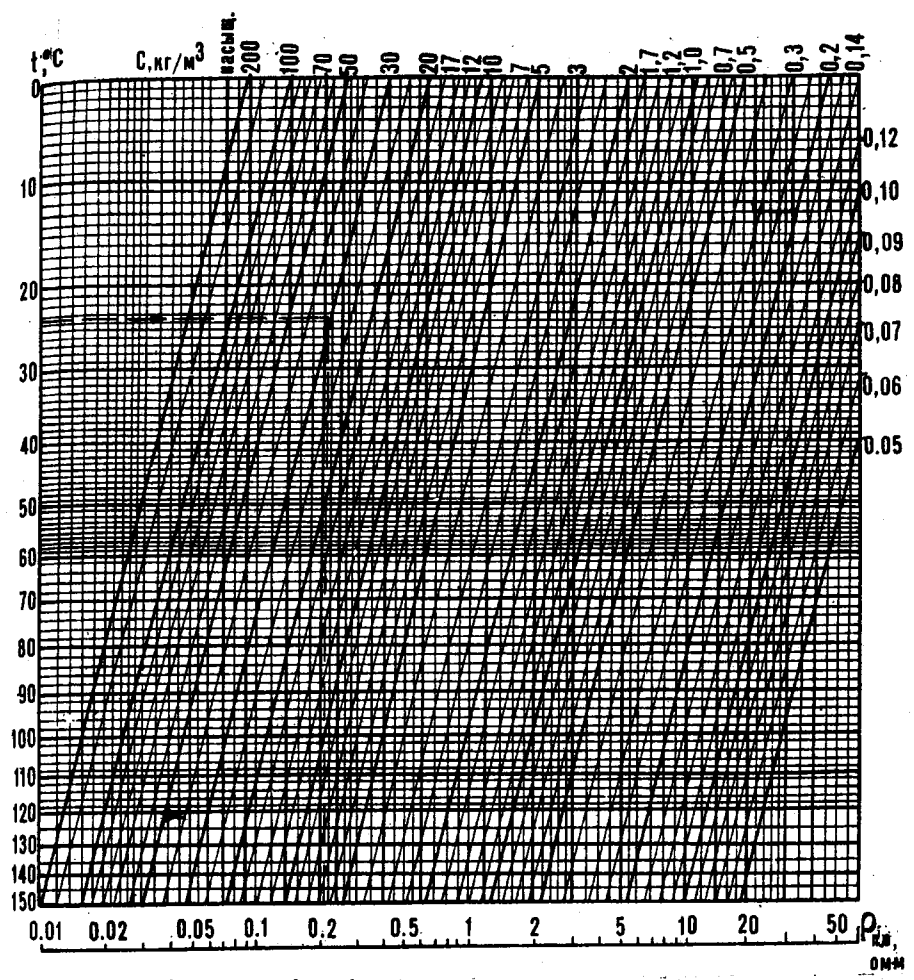


Рис.5.3. Палетка для определения удельного электрического сопротивления минерализованных пластовых (поровых) вод при различных температурах.

ческом масштабе, приводятся значения относительного электричес
го сопротивления глинистых пластов ($P_{гл}$), рассчитанные по фо
муле 5.I; по оси ординат, представленной в линейном масштаб
приводятся значения глубины глинистых пластов (рис.5.4).

9. Определяется линия нормального изменения относительно
электрического сопротивления с глубиной, соответствующая разр
зу с нормальным пластовым давлением, которая экстраполируется
исследуемой глубины.

I0. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлен
соответствуют отклонения значений относительного электрического
сопротивления от линии нормального изменения в меньшую сторо
(рис.5.4).

II. Для количественной оценки АВПД на исследуемой глуби
H_a через точку, соответствующую фактическому значению относ
тельного сопротивления, проводится вертикальная линия до пересе
чения ее с линией нормального изменения относительного электри
ческого сопротивления глинистых пластов. По точке пересечен
этих линий устанавливается значение эквивалентной глубины ($H_э$)

I2. Значение пластового (порового) давления на глубине
определяется по формуле эквивалентных глубин (4.2).

I3. Пример расчета пластового (порового) давления

Исходные данные:

Для исследуемой глубины: H_a =3240 м; $\bar{\delta}^{H_a}_{г.п}$ = 2340 кг/
Для эквивалентной глубины: $H_э$=2070 м; $\bar{\delta}^{H_э}_{г.п}$ = 2290 кг/
$\bar{\delta}^{H_э}_{п.в}$= I0I0 кг/м^3.

По формуле (4.2) определяется значение пластового (порово
давления на глубине 3240 м:

$$P_{пл}=9,8I\left[2340x3240-(2290x2070-I0I0x2070)\right]=$$
$$=9,8I\left[758I600-(4740300-2090700)\right]=9,8Ix4932000=48,38xI0^6$$

5.I.2.2. Определение АВПД по методу удельных электрических сопротивлений

I. По всему вскрытому разрезу, по данным геофизических
следований в скважине (ГИС) выделяются интервалы глинистых пор
без заметных примесей песчано-алеврито-карбонатного материа
(рис.5.I). При выборе глинистых интервалов необходимо отобра
пласты мощностью не менее 3-5 м (оптимальной мощностью являет
I0-I5 м), с учетом особенностей, изложенных в п.5.I.2.I.

2. Для всех выделенных глинистых пластов определяются зн
чения кажущегося электрического сопротивления ($\rho_{к.гл}$).

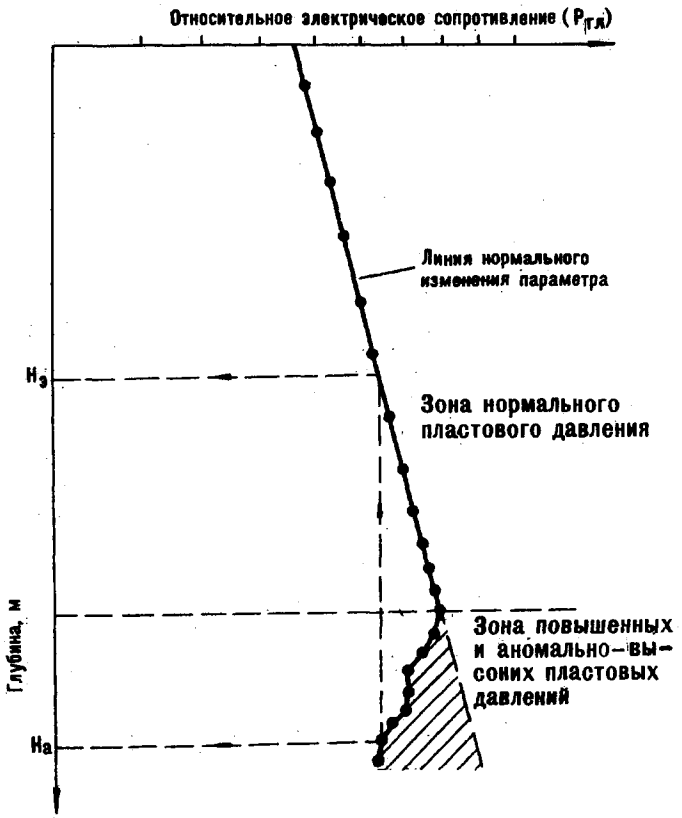


Рис. 5.4. Схема определения АВПД, созданного при недоуплотнении горных пород, по относительному электрическому сопротивлению.

3. Путем введения поправок, учитывающих влияние изменен диаметра скважин и удельного электрического сопротивления пр мывочной жидкости (по известным методикам и палеткам) для выд ленных глинистых пластов устанавливаются значения удельно электрического сопротивления ($\rho_{п.гл}$).

4. Полученные значения удельных электрических сопротивле- ний, на которые оказывают влияние изменение с глубиной темпера туры, давления, минерализации поровых вод, минералогического с става глинистых пород, содержание песчано-алеврито-карбонатног материала и другие факторы, приводятся к одинаковым сопостави условиям.*

5. В полулогарифмическом масштабе строится график зависи- мости удельного электрического сопротивления от глубины $\lg \rho_{п.гл}$ $= f(H)$: по оси абсцисс, представленной в логарифмическо масштабе, приводятся значения удельного электрического сопроти ления глинистых пластов; по оси ординат, представленной в лине ном масштабе, приводятся значения глубины глинистых пластов.

6. Определяется линия нормального изменения удельного эле трического сопротивления с глубиной, соответствующая разрезу нормальным пластовым давлением, которая экстраполируется до ис следуемой глубины (рис.5.5).

7. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлен соответствуют отклонения значений удельных электрических сопро тивлений от линии нормального изменения в меньшую сторону.

8. Для количественной оценки АВПД на исследуемой глуби H_a через точку, соответствующую фактическому значению удельного электрического сопротивления ($\rho_{п.гл}$), проводится вертикальная линия до пересечения ее с линией нормального изменения удельно го электрического сопротивления глинистых пластов с глубиной. П точке пересечения этих линий устанавливается значение эквивален ной глубины ($H_э$).

9. Значение пластового (порового) давления на глубине H_a определяется по формуле эквивалентных глубин (4.2).

10. Расчет пластового (порового) давления проводится в по- следовательности, изложенной в примере п.5.1.2.1.

---

* Введение поправок в полном объеме представлено в руководящем документе РД-39-4-710-82 "Комплексная технология определения и прогнозирования поровых, пластовых давлений и зон АВПД по геолого-геофизическим данным при бурении скважин глубиной 7000 м" утвержденной Министерством нефтяной промышленности СССР 10.05.82г.

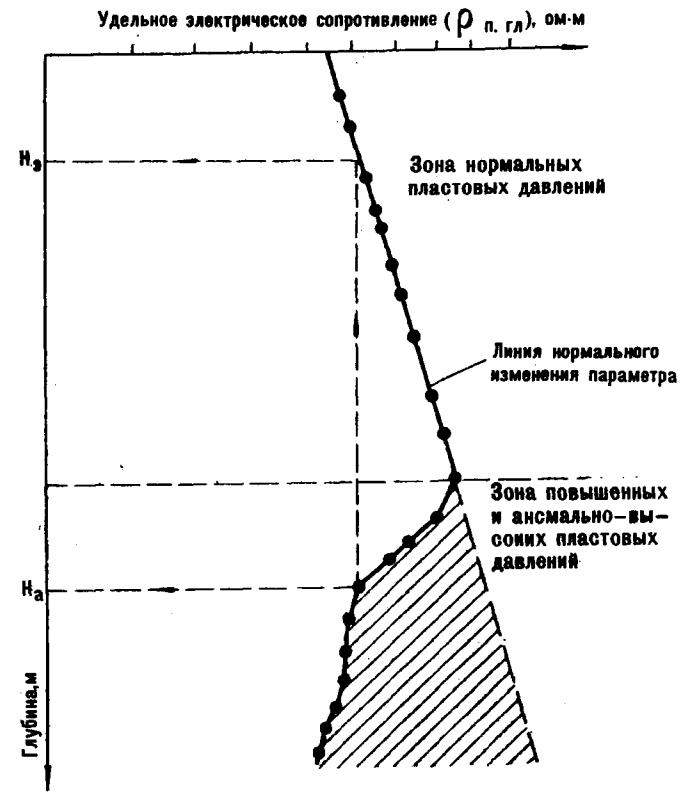


Рис. 5.5. Схема определения АВПД, созданного при недоуплотнении горных пород, по удельному электрическому сопротивлению.

5.I.2.3. Определение АВПД по данным акустического каротажа

I. По всему разрезу, вскрытому скважиной, по данным геоф зических исследований в скважине (ГИС) выделяются интервалы гл нистых пород без заметных примесей песчано-алеврито-карбонатн материала (рис. 5.I) мощностью не менее 3-5 м.

2. Для всех выделенных пластов определяются значения инте вального времени распространения упругой волны.

3. Приведение интервального времени распространения упру волны ($\Delta t_{гл}$) к одной температуре (20°С) осуществляется по п летке $\Delta t^{20}_{гл} / \Delta t^{t}_{гл} = f(t, °C)$, приведенной на рис. 5.6 (шифр-Кп

4. По полученным значениям $\Delta t^{20}_{гл}$ в полулогарифмичес масштабе строится график зависимости $\lg \Delta t^{20}_{гл} = f(H)$; оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе (моду 40) приводят значения $\Delta t^{20}_{гл}$; по оси ординат, представлен в линейном масштабе (1:1000), приводят значения глубины глин тых пластов (рис. 5.7).

5. Определяется линия нормального изменения интервальн времени распространения упругой волны с глубиной $\lg \Delta t^{20}_{гл} = f($ соответствующая разрезу с нормальным пластовым давлением, ко рая экстраполируется до исследуемой глубины.

6. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давле соответствуют отклонения значений интервального времени распро странения упругой волны от линии нормального изменения в бо шую сторону (см. рис.5.7).

7. Для количественной оценки АВПД применяется формула (4.

8. В качестве примера на рис.5.8 приводится график завис сти $\lg \Delta t^{20}_{гл} = f(H)$, построенный по данным акустического ка тажа по одной из скважин севера Западной Сибири.

5.I.2.4. Определение АВПД по методу "кривых нормально уплотненных глин"

I. В последовательности, изложенной в пп.5.I.I.I-5.I.I.6, для глинистых пластов устанавливается зависимость геофизическо (петрофизического) параметра от глубины $\lg П = f(H)$, которой определяется "кривая нормального уплотнения глин" (в п лулогарифмическом масштабе эта кривая имеет вид прямой линии

2. При определении пластового (порового) давления исполь ется уравнение

$$p_{пор} = p_{н.гидр} + \frac{g(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})\Delta H}{\lg \frac{\rho^{H_2}_{п.гл}}{\rho^{H_1}_{п.гл}} + \frac{d(\rho_{п.гл})}{2,3}\Gamma_t \Delta H} \lg \frac{\rho^{H}_{п.гл}}{\rho^{a}_{п.гл}}, \quad (5.$$

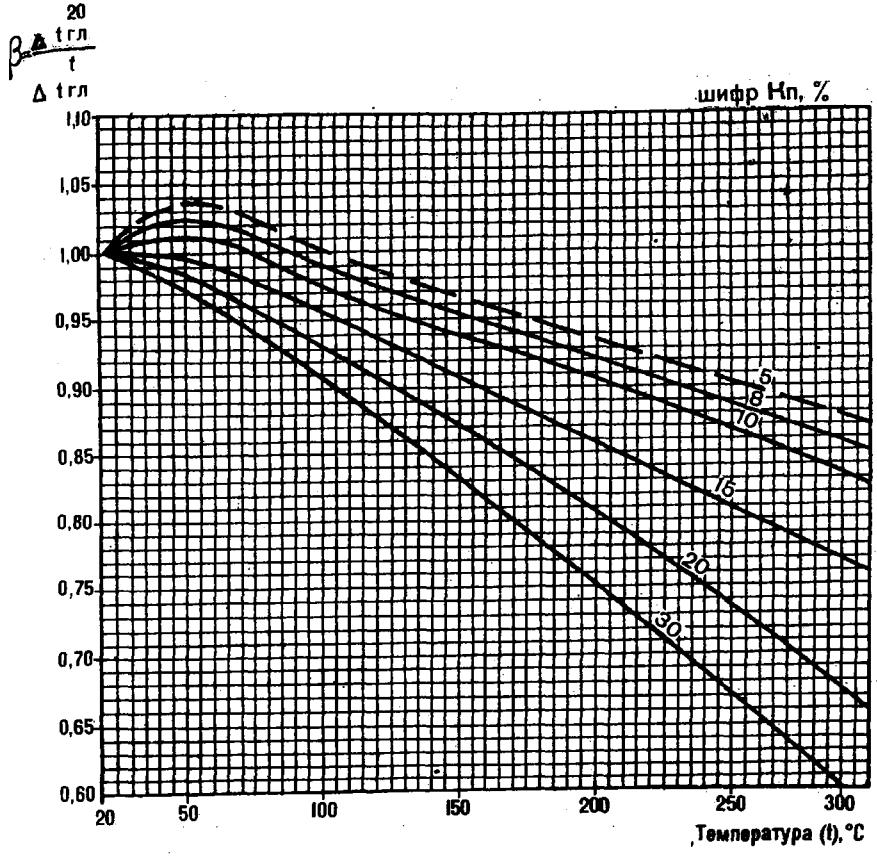


Рис.5.6. Палетка для приведения интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах ($\Delta t^{t}_{гл}$) к температуре 20°С ($t^{20}_{гл}$).

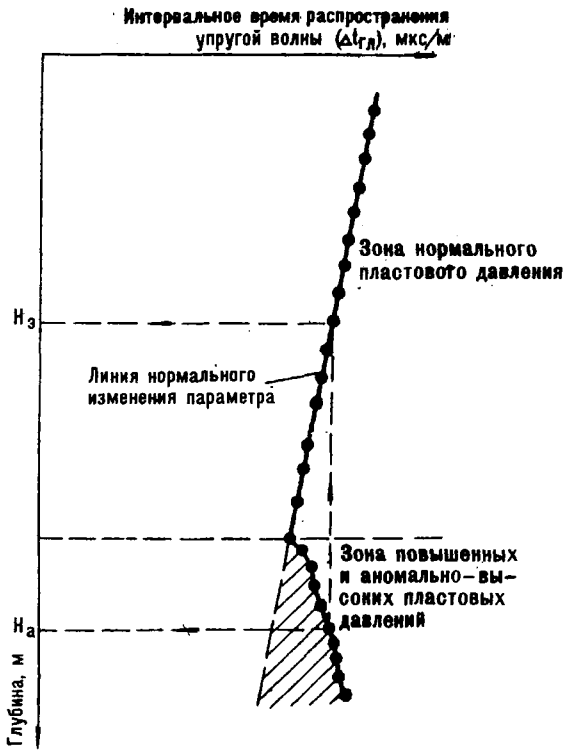


Рис. 5.7. Схема определения АВПД, созданного при недоуплотнении горных пород, по интервальному времени распространения упругой волны.

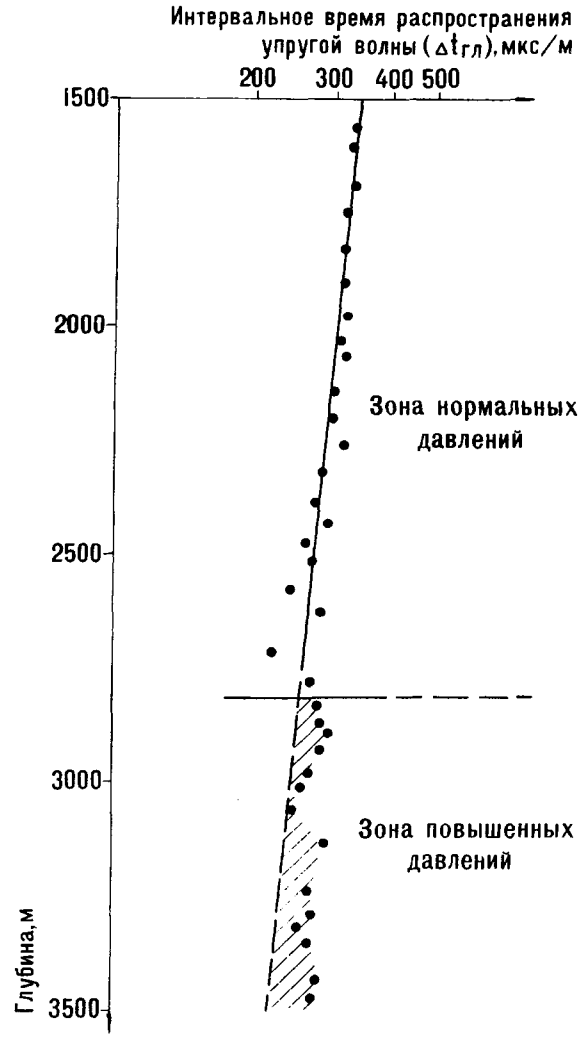


Рис. 5.8. График зависимости интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах от глубины в разрезе меловых отложений севера Западной Сибири.

где $P_{н.гидр}$ - нормальное гидростатическое давление, Па; $П_н$, $П_а$ - значения геофизического (петрофизического) параметр глинистых пород соответственно при нормальном и аномальном п стовом давлении; $П_1$; $П_2$ - значения геофизического (петрофизи ского) параметра глинистых пород при нормальном пластовом д лении соответственно на глубине H_1 и H_2; $\alpha(П)$ - среднее зна ние температурного коэффициента глин в интервале температур; Γ_t - геотермальный градиент, °С/м; ΔH - интервал рассматри мых глубин, м; $\bar{\delta}_{г.п}$, $\bar{\delta}_{п.в}$ - средневзвешенная плотно соответственно горной породы и пластовой воды, кг/м³.

Если с увеличением температуры значения параметра умен шаются (например, удельное электрическое сопротивление), пер выражением $\frac{\alpha(П)}{2,3}$ употребляется знак плюс (+); знак м (-) употребляется, если значения параметра увеличиваются (пример, удельная электропроводность, интервальное время расп странения упругой волны).

3. Если в качестве геофизического параметра используютс данные электрического каротажа, то по всему вскрытому разр для выделенных глинистых пластов определяются значения удель го электрического сопротивления ($\rho_{п.гл}$).

4. В полулогарифмическом масштабе строится график зав мости удельного электрического сопротивления глин от глубины $\lg \rho_{п.гл} = f(H)$ (рис.5.9).

5. В зоне нормального пластового давления устанавливает "кривая нормального уплотнения глин" (линия нормального из нения параметра), которая экстраполируется до исследуемой г бины.

6. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых дав ний соответствуют отклонения значений удельных электрическо противлений от "кривой нормального уплотнения глин" (линии н мального изменения параметра) в меньшую сторону. На граф $\lg \rho_{п.гл} = f(H)$, приведенном на рис.5.9, зона АВПД отмечается глубины 1750 м.

7. Для количественной оценки аномального порового давле в глинистой покрышке по удельному электрическому сопротивлен уравнение (5.2) имеет следующий вид

$$P_{пор} = P_{н.гидр} + \frac{g(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})\Delta H}{\lg \frac{\rho^{H_2}_{п.гл}}{\rho^{H_1}_{п.гл}} + \frac{\alpha(\rho_{п.гл})}{2,3}\Gamma_t \Delta H} \lg \frac{\rho^{н}_{п.гл}}{\rho^{а}_{п.гл}}, \quad (5$$

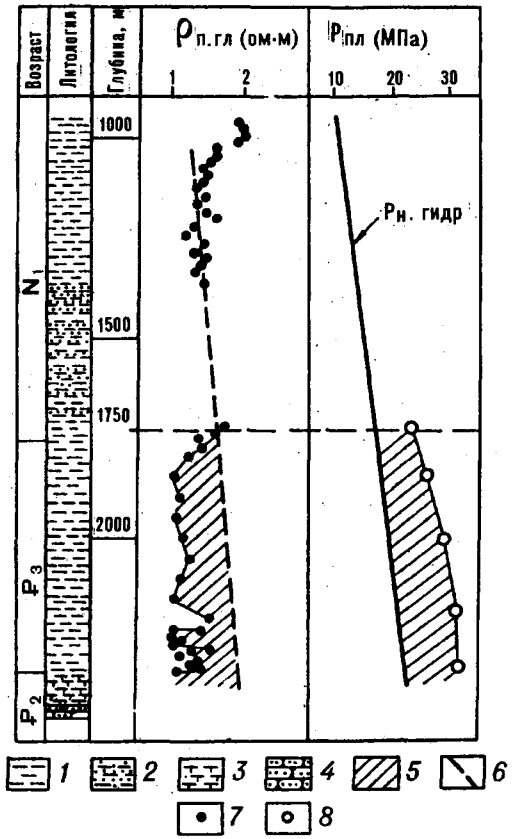


Рис.5.9. Выделение глинистых покрышек с аномально-высоким поровым давлением в скв.525 Ново-Дмитриевской площади.

1-глина; 2-глина песчанистая; 3-глина известковистая; 4-песчаник; 5-зона аномально-высокого порового давления в глинах; 6-„кривая нормально уплотненных глин"; 7-измеренное значение геофизического параметра; 8-вычисленное значение аномально-высокого порового давления.

где $p_{н.гидр}$ - нормальное гидростатическое давление, Па; $\bar{\delta}_{г.п}$ - средневзвешенная плотность горной породы для глубины кг/м^3; $\bar{\delta}_{п.в}$ - средневзвешенная плотность пластовой воды, кг/ ΔH - интервал рассматриваемых глубин (H_I и H_2), м; $\rho^{н_1}_{п.гл}$ $\rho^{н_2}_{п.гл}$ - удельные электрические сопротивления глинистых п стов при нормальном поровом давлении (по кривой нормально лотненных глин), соответственно на глубине H_I и H_2, омм; $\alpha(\rho$ температурный коэффициент, характеризующий изменение удел го электрического сопротивления глинистых пород от температу I/°С; Γ_t - средний геотермический градиент, °С/м; $\rho^{н}_{п.гл}$ $\rho^{а}_{п.гл}$ - удельные электрические сопротивления глинистых пластов на исследуемой глубине, соответственно при нормаль и аномальном давлении поровой жидкости, омм.

8. Температурный коэффициент $\alpha(\rho_{п.гл})$, характеризую изменение удельного электрического сопротивления глинистых р род от температуры, определяется по палетке, приведенной рис.5.10.

9. Пример расчета пластового (порового) давления

Исходные данные:

Для исследуемой глубины: H_a=2320 м; $\bar{\delta}_{г.п}$ = 2200 кг/м^3;

$\bar{\delta}_{п.в}$ = 1000 кг/м^3.

Нормальное гидростатическое давление на глубине H_a

$$p_{н.гидр} = gH_a\bar{\delta}_{п.в} = 9{,}81 \times 2320 \times 1000 = 22{,}76 \times 10^6 \text{ Па}$$

Удельные электрические сопротивления: $\rho^{н}_{п.гл}$ = 1,93 омм;

$\rho^{а}_{п.гл}$ = 1,0 омм.

Интервал рассматриваемых глубин ΔH = 100 м при H_I = 2220 м, H_2 = 2320 м.

Удельные электрические сопротивления: $\rho^{н_1}_{п.гл}$ = 1,83 омм; $\rho^{н_2}_{п.гл}$ = 1,93 омм;

Температура на глубине 2300 м - t, °С = 87° (определена п графику изменения температуры с глубиной для изучаемого район Средний геотермический градиент Γ_t = 0,04 °С/м.

Температурный коэффициент $\alpha(\rho_{п.гл})$ = 0,012 (см. рис.5.10).

По формуле (5.2) определяется значение порового давлени на глубине 2320 м

$$p_{пор} = 22{,}76 \cdot 10^6 + \frac{9{,}81(2200-1000) \cdot 100}{\lg\frac{1{,}93}{1{,}83} + \frac{0{,}012}{2{,}3} 0{,}04 \cdot 100} \lg\frac{1{,}93}{1{,}0} =$$

$$= 22{,}76 \times 10^6 + 7{,}64 \times 10^6 = 30{,}40 \times 10^6 \text{ Па}.$$

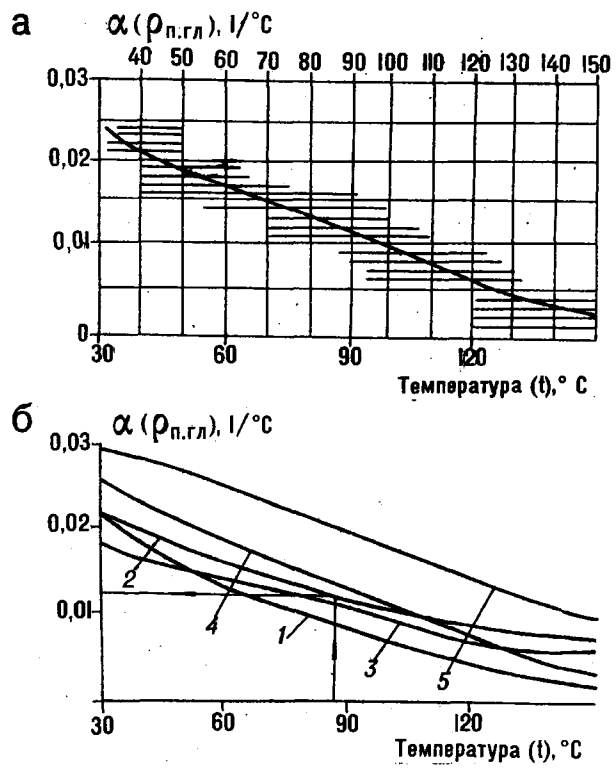


Рис. 5.10. Зависимость температурного коэффициента $\alpha(\rho_{п.гл})$ от температуры t°С.

а-сводная кривая (без монтмориллонита); б-кривые для различных глинистых минералов: *1*-бентонит; *2*-каолин; *3*-каолин и гидрослюда (джанкойская); *4*-каолин+гидрослюда (банинская); *5*-монтмориллонит.

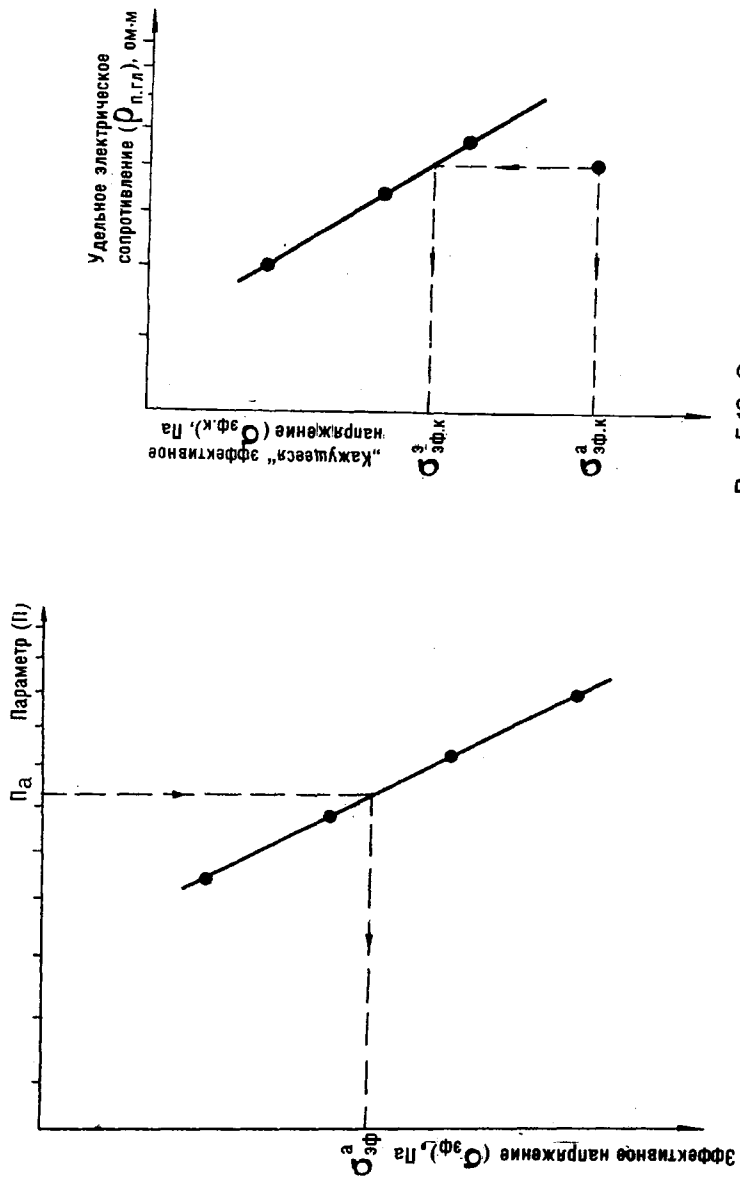


Рис.5.12. Схема определения АВПД по методу "кажущихся" эффективных напряжений

5.I.2.5. Определение АВПД по методу компрессионной кривой

I. По разрезу, вскрытому скважиной, в двух-трех пластах расположенных на разных глубинах, определяется пластовое (поровое) давление.

2. С учетом изменения фактической плотности горных пород с глубиной для выделенных пластов определяется эффективное напряжение, которое рассчитывается по формуле (2.5).

3. Для выделенных пластов устанавливается геофизический (петрофизический) параметр.

4. В полулогарифмическом масштабе по точкам, соответствующим выделенным пластам, строится зависимость геофизического (петрофизического) параметра от эффективного напряжения $\lg П = f(\sigma_{эф})$ - компрессионная кривая (рис.5.II).

5. Для определения пластового (порового) давления в исследуемом пласте устанавливается соответствующее ему значение выбранного геофизического (петрофизического) параметра $П_а$, который наносится на ось абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе.

6. Через полученную точку проводится вертикальная линия до пересечения с компрессионной кривой.

7. От точки пересечения этих линий проводится горизонтальная линия до оси ординат, представленной в линейном масштабе и определяется значение эффективного напряжения $\sigma^{а}_{эф}$, соответствующее исследуемому пласту.

8. Учитывая фактическую глубину исследуемого пласта и изменение фактической плотности горных пород с глубиной, по формуле (2.4) для исследуемого пласта определяется геостатическое давление ($\rho_{геост}$).

9. Пластовое (поровое) давление определяется по формуле

$$\rho_{пл} = \rho_{геост} - \sigma^{а}_{эф} \quad \text{или}$$

$$\rho_{пл} = g\,\bar{\delta}^{H_а}_{г.п} H_а - \sigma^{а}_{эф}. \qquad (5.5)$$

I0. Пример расчета пластового (порового) давления

Исходные данные:

Для исследуемой глубины: $H_а$ = 3240 м; $\bar{\delta}^{H_а}_{г.п}$=2340 кг/м^3.

Эффективное напряжение, определенное по значению геофизического (петрофизического) параметра $\sigma^{а}_{эф}$ = 3I,6 МПа.

По формуле (5.5) определяется значение пластового (порового) давления на глубине 3240 м

$p_{пл} = 9{,}81 \times 2340 \times 3240 - 31{,}6 \times 10^6 = 43{,}28 \times 10^6$ Па.

5.1.2.6. Определение АВПД по методу "кажущихся" эффективных напряжений

1. По разрезу, вскрытому скважиной, выделяются интервалы глинистых пород, для которых устанавливаются значения геофизического (петрофизического) параметра ($П$).

2. Для выделенных интервалов глинистых пород определяются величины "кажущихся" эффективных напряжений, которые рассчитываются по формуле

$$(\sigma_{эф.к})_i = g(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})H_i, \qquad (5.$$

где $\bar{\delta}_{г.п}$ - средневзвешенная плотность горной породы, кг/м^3; $\bar{\delta}_{п.в}$ - средневзвешенная плотность пластовой воды, принятая равной 1000 кг/м^3; H_i - глубины глинистых пластов, м.

3. В полулогарифмическом масштабе строится зависимость геофизического параметра от "кажущегося" эффективного напряжения $\lg П = f(\sigma_{эф.к})$. На рис. 5.12 в качестве геофизического параметра приводится удельное электрическое сопротивление ($\rho_п$).

4. В зоне нормального пластового давления через полученные точки проводится линия нормального изменения удельного электрического сопротивления от "кажущегося" эффективного напряжения.

5. Для определения пластового давления в исследуемом пласте устанавливается соответствующее ему значение удельного электрического сопротивления ($\rho_{п.гл}$) и значение "кажущегося" эффективного напряжения ($\sigma^а_{эф.к}$), которое рассчитывается по формуле (5.

6. Через полученную точку проводится вертикальная линия до ее пересечения с линией нормального изменения удельного электрического сопротивления от "кажущегося" эффективного напряжения.

7. От точки пересечения этих линий проводится горизонтальная линия до оси ординат и определяется значение "кажущегося" эффективного напряжения, соответствующее эквивалентной глубине ($\sigma^э_{эф.к}$).

8. Пластовое давление определяется по формуле

$$p^а_{пл} = p_{у.гидр} + (\sigma^а_{эф.к} - \sigma^э_{эф.к}), \qquad (5.7$$

где $p^а_{пл}$ - пластовое давление в исследуемом пласте, Па;

$p_{у.гидр}$ - условное гидростатическое давление в Па, которое рассчитывается по формуле (2.1); $\sigma^а_{эф.к}$ - "кажущееся" эффективное напряжение на глубине исследуемого пласта, Па; $\sigma^э_{эф.к}$ - "кажущееся" эффективное напряжение, соответствующее эквивалентной глубине, Па.

9. Пример расчета пластового давления

Исходные данные: $H_а = 3240$ м; $\bar{\delta}^{н.а}_{г.п} = 2340$ кг/м^3;

$\sigma^э_{эф.к} = 31{,}60 \times 10^6$ Па.

"Кажущееся" эффективное напряжение, соответствующее глубине исследуемого пласта, рассчитывается по формуле (5.6)

$\sigma^а_{эф.к} = 9{,}81(2340-1000)3240 = 42{,}59 \times 10^6$ Па.

Пластовое давление рассчитывается по формуле (5.7)

$p^а_{пл} = 9{,}81 \times 1000 \times 3240 + (42{,}59 - 31{,}60) \times 10^6 = 42{,}77 \times 10^6$ Па.

5.1.2.7. Определение АВПД по методу условного эффективного напряжения

1. Если по разрезу трудно или невозможно установить зону нормального пластового давления, или состав глин в надсолевых отложениях резко отличается от глин в подсолевых отложениях, для оценки пластового давления используются данные о замерах пластовых давлений в двух точках зоны АВПД, где состав глин одинаковый.

2. Для этих точек определяется условное эффективное напряжение, которое рассчитывается по формуле

$$(\sigma_{эф.у})_{1,2} = g(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})H_{1,2}, \qquad (5.8)$$

где $(\sigma_{эф.у})_{1,2}$ - условное эффективное напряжение для двух точек замера, Па; $\bar{\delta}_{г.п}$ - средневзвешенная плотность горной породы, которая условно принимается одинаковой для всего разреза ($\bar{\delta}_{г.п}$ - const) кг / м^3; $\bar{\delta}_{п.в}$ - средневзвешенная плотность пластовой (поровой) воды, которая условно принимается одинаковой для всего разреза ($\bar{\delta}_{п.в}$ - const), кг/м^3; $H_{1,2}$ - глубина замера пластового давления в двух точках зоны АВПД, м.

3. Устанавливаются значения геофизического (петрофизического) параметра, соответствующие двум точкам зоны АВПД ($П_1$; $П_2$).

4. Для определения пластового давления на исследуемой глубине H_i устанавливается значение геофизического (петрофизического) параметра горной породы, залегающей на этой глубине - $П_i$.

5. Условное эффективное напряжение на исследуемой глубине $(\sigma_{эф.у})_i$ определяется по формуле:

$$(\sigma_{эф.у})_i = \frac{(\sigma_{эф.у})_1 - (\sigma_{эф.у})_2}{П_1 - П_2}(П_i - П_1) + (\sigma_{эф.у})_1, \qquad (5.9)$$

где $(\sigma_{эф.у})_i$ - условное эффективное напряжение на исследуемой глубине H_i, Па; $(\sigma_{эф.у})_1$; $(\sigma_{эф.у})_2$ - условные эффективные на-

пряжения, соответствующие двум точкам замера пластового давлен в зоне АВПД, Па; $П_1$, $П_2$ - значения геофизического (петрофизиче ского) параметра, соответствующие двум точкам замера пластово давления в зоне АВПД; П - значение геофизического (петрофизич ского) параметра, соответствующее исследуемой глубине Н .

6. Пластовое (поровое) давление определяется по формуле

$$(p_{пл})_i = (p_{геост})_i - (б_{эф.у})_i , \qquad (5.$$

где $(p_{геост})$ - геостатическое давление, Па.

5.I.3. Порядок определения АВПД, образованных после снижения эффективного напряжения (при разуплотнении горных пород)

5.I.3.I. По разрезу, вскрытому скважиной, выделяются интер валы глинистых пород, для которых устанавливаются значения гео физического (петрофизического) параметра.

5.I.3.2. После введения поправок, учитывающих влияние раз личных факторов на значение выбранного геофизического (петрофи- зического) параметра, в полулогарифмическом масштабе строится график зависимости этого параметра от глубины: по оси абсцисс представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения вы бранного параметра выделенных глинистых пластов; по оси ординат представленной в линейном масштабе, приводят значения глубин глинистых пластов или эффективного ("кажущегося" эффективного) напряжения горной породы, слагающей разрез.

5.I.3.3. На рис.5.I3 приведен график зависимости относител ного электрического сопротивления глинистых пород от глубины Значения относительных электрических сопротивлений для выбранны глинистых пластов определены в последовательности, изложенной п.5.I.2.I.

5.I.3.4. По всему разрезу определяется линия нормального из менения относительного электрического сопротивления.

5.I.3.5. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых да лений соответствуют интервалы глубин, в которых отмечается откло нение фактических значений относительного электрического сопро- тивления от линии нормального изменения в меньшую сторону.

5.I.3.6. Для построения линии разуплотнения в зоне нормаль- ного пластового давления выделяются глинистые пласты, хорошо кор релируемые по исследуемой площади и имеющие в ряде скважин раз-

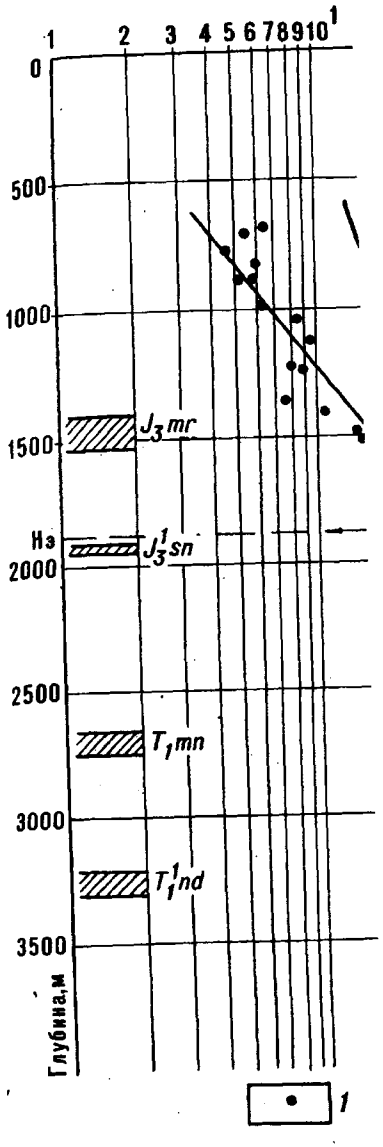


Рис.5.13. Оценка коэффиц глинистых пород от глуби 1-геофизический параметр (Р ров пластового давления ман покрышки (марыкчанская, су

двум точкам замера пластового давле
значения геофизического (петрофизич
твующие двум точкам замера пластово
значение геофизического (петрофизи
твующее исследуемой глубине Н .
) давление определяется по формуле

$$\sigma_{геост})_i - (\sigma_{эф.у})_i , \qquad (5.$$

кое давление, Па.
ения АВПД, образованных после
ивного напряжения (при
плотнении горных пород)
скрытому скважиной, выделяются инте
оторых устанавливаются значения ге
го) параметра.
я поправок, учитывающих влияние ра
выбранного геофизического (петрофи-
улогарифмическом масштабе строит
раметра от глубины: по оси абсцисс
еском масштабе, приводят значения в
их глинистых пластов; по оси ординат
асштабе, приводят значения глуби
ивного ("кажущегося" эффективного)
агающей разрез.
иведен график зависимости относите
ления глинистых пород от глубин
рических сопротивлений для выбранн
в последовательности, изложенной

зу определяется линия нормального и
рического сопротивления.
х и аномально-высоких пластовых да
глубин, в которых отмечается откл
тносительного электрического сопро-
) изменения в меньшую сторону.
линии разуплотнения в зоне нормаль-
ляются глинистые пласты, хорошо ко
щади и имеющие в ряде скважин раз-

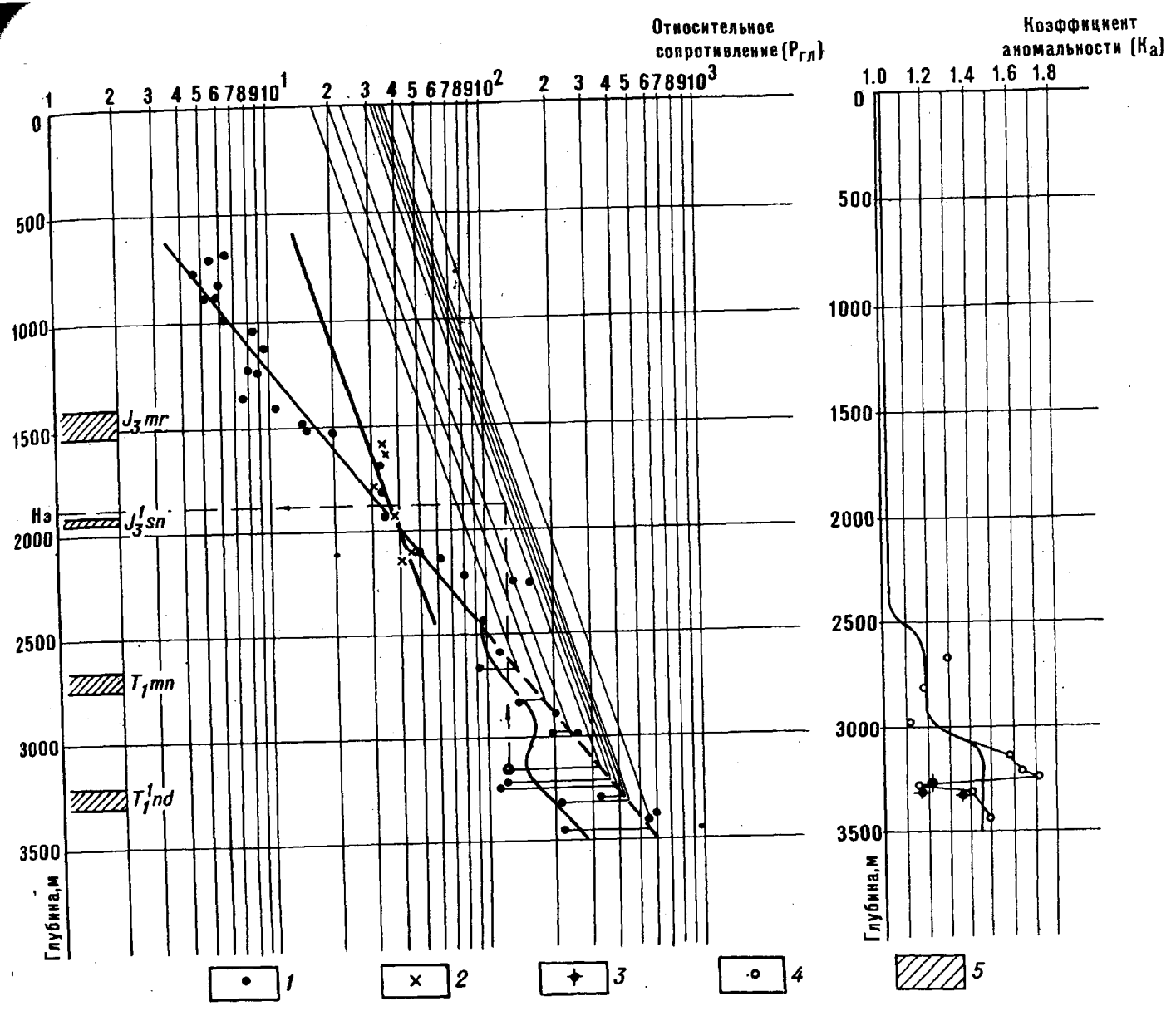


Рис.5.13. Оценка коэффициентов аномальности по графику зависимости относительного сопротивления глинистых пород от глубины для скв.20 Неджелинской площади при разуплотнении горных пород. 1–геофизический параметр ($P_{гл}$); 2–геофизический параметр суитарской аргиллитовой пачки; 3–значения замеров пластового давления манометром; 4–значения коэффициента аномальности; 5–глинистые региональные покрышки (марыкчанская, суитарская, мономская, неджелинская).

личные отметки по глубине. По этим скважинам устанавливается относительное электрическое сопротивление всех хорошо коррелируемых глинистых пластов. Полученные значения относительных электрических сопротивлений наносятся на график $\lg P_{гл} = f(H)$, и по ним строится линия разуплотнения глинистых пород (см. рис.5.13).

5.1.3.7. Для количественное оценки АНД на исследуемой глубине H_a через точку, соответствующую фактическому значению относительного сопротивления, проводится горизонтальная линия до пересечения с линией нормального изменения. Затем через точку пересечения этих линий параллельно линии разуплотнения, построенной по данным хорошо коррелируемых глинистых пластов, проводится новая линия разуплотнения, соответствующая глубине H_a. Далее через точку, соответствующую фактическому значению относительного сопротивления, проводится вертикальная линия до пересечения ее с новой линией разуплотнения, соответствующей глубине H_a. По точке пересечения этих линий устанавливается значение эквивалентной глубины ($H_э$).

5.1.3.8. Значение пластового (порового) давления на глубине H_a определяется по формуле эквивалентных глубин (4.2).

5.1.3.9. В качестве примера количественной оценки пластового (порового) давления приведен график по скв.20 Неджелинской площади- Лено-Вилюйской нефтегазоносной области (рис.5.13). Для проведения линии разуплотнения была использована хорошо прослеживаемая практически по всей территории Лено-Вилюйской нефтегазоносной области верхне-лейясская (сунтарская) аргиллитовая пачка. При построении линии разуплотнения использовались данные по 6 скважинам (скв.14, 16, 20, 22, 24 Неджелинской площади и скв.5 Соболохской площади).

Исходные данные:

Для исследуемой глубины: H_a=3149 м; $\bar{\delta}_{г.п}^{H_a}$ = 2330 кг/м^3.

Для эквивалентной глубины: $H_э$=1940 м; $\bar{\delta}_{г.п}^{H_э}$ = 2260 кг/м^3;

$\bar{\delta}_{п.в}^{H_э}$ = 1020 кг/м^3.

По формуле (4.2) определяется значение пластового (порового) давления на глубине 3149 м:

$P_{пл}$=9,81 [2330x3149-(2260x1940-1020x1940] =

=9,81[7337170-(4384400-1978800)] = 9,81x4931570 = 48,38x10^{6}Па.

В таблице (5.1) приведены результаты определения пластового давления в зоне АНД по скв.20 Неджелинской площади.

5.1.3.10. Если по разрезу исследуемой площади отсутствуют хорошо коррелируемые глинистые пласты, принимается, что пласто-

Таблица 5.I

Определение пластовых (поровых) давлений при разуплотнении горных пород

Номер точек	Средняя глубина интервала пласта, H_a, м	Средневзвешенная плотность породы $\bar{\delta}_{г.п}$, кг/м³	Эквивалентная глубина $H_э$, м	Средневзвешенная плотность породы на эквивал. глубине $\bar{\delta}_{г.э}$, кг/м³	Средневзвешенная плотность поровой (пластовой) воды $\bar{\delta}_{в.э}$, кг/м³	Минерализация пластовых вод C, г/л	Удельное сопротивление пластовой воды при $t=20^0C$ $\rho^{20}_{п.в}$, ом·м	Величина параметра $P_{пл}=\frac{\rho^{20}_{п.пл}}{\rho^{20}_{п.в}}$	Пластовое (поровое) давление $P_{пл}$, Па	Коэффициент аномальности K_a	Замеры манометром $P_{пл}$, Па	Замеры манометром K_a
I	2672,5	2300	2I40,0	2280	I020	50	0,I4	92,9	34,5xI0⁶	I,29	-	-
2	2820,0	23I0	25I0,0	2290	I020	I00	0,08	I40,0	33,26xI0⁶	I,I8	-	-
3	298I,5	2320	2765,0	23I0	I020	I00	0,08	206,3	33,5IxI0⁶	I,I2	-	-
4	3I49,2	2330	I940,0	2260	I020	I00	0,08	I25,0	49,32xI0⁶	I,57	-	-
5	3220,0	2340	I835,0	2250	I020	I40	0,062	I22,6	52,77xI0⁶	I,64	-	-
6	3246,5	2340	I690,0	2230	I020	I40	0,062	II2,9	55,52xI0⁶	I,7I	-	-
7	3278,0										39,82xI0⁶	I,2I
8	3292,5	2340	30I0,0	2320	I020	I40	0,062	338,7	37,9xI0⁶	I,I5	-	-
9	33I5,7	2340	2450,0	2290	I020	I40	0,062	225,8	46,47xI0⁶	I,4	-	-
I0	33I7,0										38,9xI0⁶	I,I7
II	3335,0										45,45xI0⁶	I,35
I2	3446,8	2340	2300,0	2290	I020	I40	0,062	225,8	5I,44xI0⁶	I,49		

вое давление в коллекторе и покрышке одинаковое, и линия разуплотнения строится по величине замеренного пластового давления. Для этого по формуле (2.5) определяется эффективное напряжение $(\sigma_{эф})$, соответствующее покрышке пласта-коллектора.

Далее по номограмме, построенной для разреза с нормальным пластовым давлением данного района (площади) по формуле

$$(\sigma_{эф})_i = g(\bar{\sigma}_{г.п} - 1000)H_i, \qquad (5.II)$$

где $(\sigma_{эф})_i$ - эффективное напряжение, Па; $\bar{\sigma}_{г.п}$ - средневзвешенная плотность горной породы, кг/м³; H_i - текущая глубина, м, находим значение эквивалентной глубины $H_э$ и на графике $\lg P_{пл} = f(H)$ ставим точку, соответствующую этому значению. Затем через точку пересечения линии нормального изменения с горизонтальное линией, соответствующей глубине покрышки пласта-коллектора (H_a), и точку, соответствующую эквивалентной глубине ($H_э$), проводится линия разуплотнения. Для каждой другой глубины (H_a) строится своя линия разуплотнения, параллельная линии разуплотнения, построенной по величине замеренного пластового давления. На рис.5.I4 приведена номограмма для определения эквивалентных глубин ($H_э$) для Неджелинской площади.

5.I.4. Порядок определения АВПД по корреляционной зависимости между давлениями пласта-коллектора и пласта-флюидоупора

5.I.4.I. Для исследуемой площади (региона) в скважинах которой проводились инструментальные (прямые) замеры давлений в пластах-коллекторах и определялись с использованием методов оценки АВПД давления в пластах-флюидоупорах, строится корреляционная зависимость между значениями этих давлений (рис.5.I5), которая принимается за эталонную.

5.I.4.2. При бурении скважины на исследуемой площади по данным ГИС с использованием методов оценки АВПД определяется давление в пласте-флюидоупоре. Затем по корреляционной зависимости, приведенной на рис.5.I5, определяется давление в пласте-коллекторе. В таблице 5.2 приводятся результаты определения давления в пласте-коллекторе по горизонтам месторождения о.Жилой.

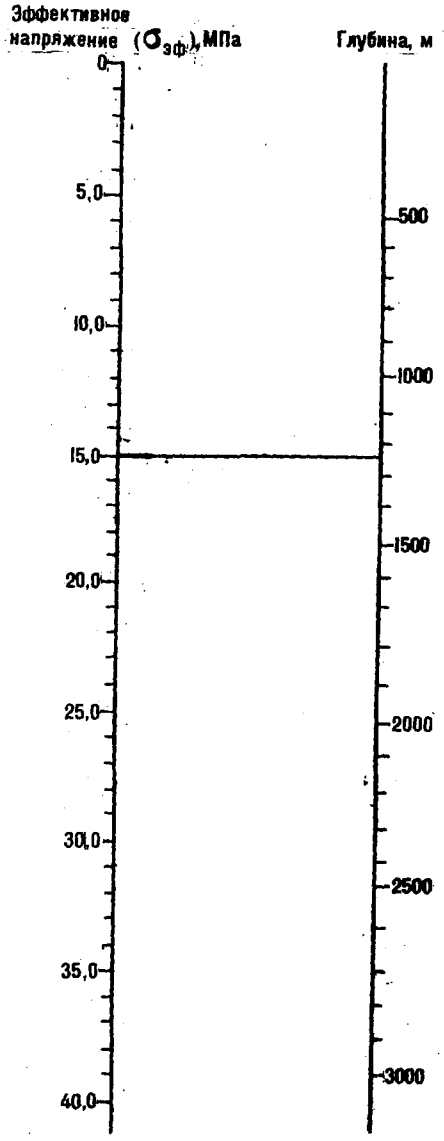


Рис.5.14. Номограмма для определения эквивалентных глубин для Неджелинской площади.

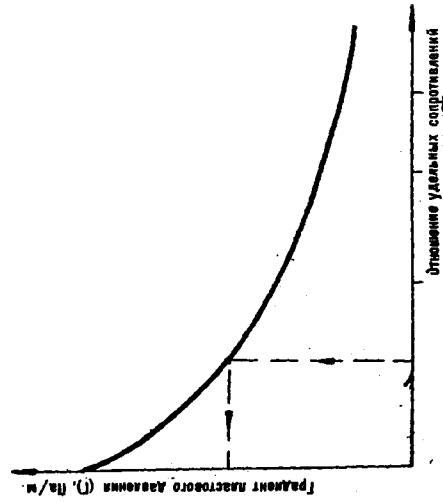


Рис. 5.16. График зависимости между отношением удельных сопротивлений глинистых пород и градиентом пластового давления.

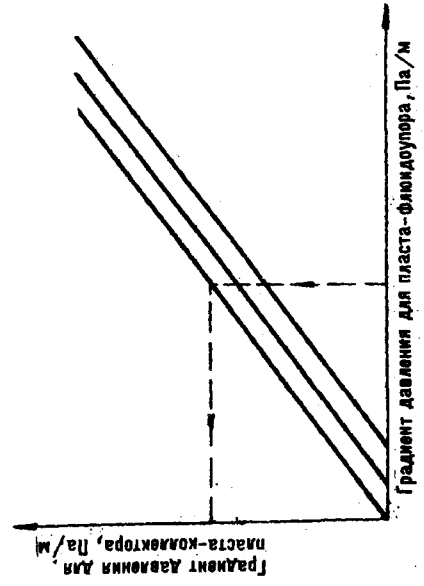


Рис. 5.15. График корреляционной зависимости между давлениями в пласте-коллекторе и пласте-флюидоупоре по горизонтам месторождения о. Жилой.

Таблица 5.2

Результаты определения давления в пластах-коллекторах по горизонтам месторождений о.Жилой

Средние градиенты давления, Па/м	Надвиговое крыло		Поднадвиговое крыло				Нарушенная зона
	ПК	КаС	НКП	КС	ПК	КаС	
в пластах-флюидоупорах	$10,80 \times 10^3$	$12,20 \times 10^3$	$10,10 \times 10^3$	$10,30 \times 10^3$	$11,50 \times 10^3$	$13,50 \times 10^3$	$14,30 \times 10^3$
в пластах-коллекторах	$10,50 \times 10^3$	$11,20 \times 10^3$	$10,10 \times 10^3$	$10,20 \times 10^3$	$11,40 \times 10^3$	$12,20 \times 10^3$	$12,10 \times 10^3$

5.2. Порядок определения АНПД по корреляционной зависимости между градиентом пластового давления и отклонением геофизического параметра

5.2.1. Для исследуемого региона по скважинам, в которых проводились инструментальные (прямые) замеры пластового давления, строится график изменения удельного электрического сопротивления глинистых пластов с глубиной (см. п.5.1.2.2).

5.2.2. На этом графике в зоне нормального пластового давления проводится линия нормального изменения удельного электрического сопротивления глинистых пород, которая экстраполируется в зону повышенных и аномально-высоких пластовых давлений (см. рис.5.5).

5.2.3. Для каждой глубины ($H_з$), на которой проводится инструментальный замер пластового давления, определяется отношение $\rho^н_{п.гл} / \rho^а_{п.гл}$, где $\rho^н_{п.гл}$ – значение удельного электрического сопротивления, снятое с линии нормального изменения на глубине $H_з$; $\rho^а_{п.гл}$ – фактическое значение удельного электрического сопротивления на глубине $H_з$.

5.2.4. В полулогарифмическом масштабе строится график зависимости между отношением $\rho^н_{п.гл} / \rho^а_{п.гл}$ и градиентом пластового давления (Г), соответствующим пластовому давлению, полученному при инструментальном замере: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения отношения $\rho^н_{п.гл} / \rho^а_{п.гл}$; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения градиента пластового давления. Такой график приведен на рис. 5.16.

5.2.5. Для исследуемого разреза в полулогарифмическом масштабе строится свой график зависимости удельного электрического сопротивления глинистых пластов от глубины, проводится линия нормального изменения параметра и для конкретной глубины $H_а$ определяется отношение $\rho^н_{п.гл} / \rho^а_{п.гл}$ (рис.5.17). Затем на графике (рис.5.16) по полученному отношению $\rho^н_{п.гл} / \rho^а_{п.гл}$ определяется градиент пластового давления (Г).

5.2.6. Значение пластового давления на глубине $H_а$ рассчитывается по формуле

$$p_{пл} = Г H_а , \qquad (5.12)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, Па; $H_а$ – глубина залегания исследуемого пласта, м; Г – градиент пластового давления, Па/м.

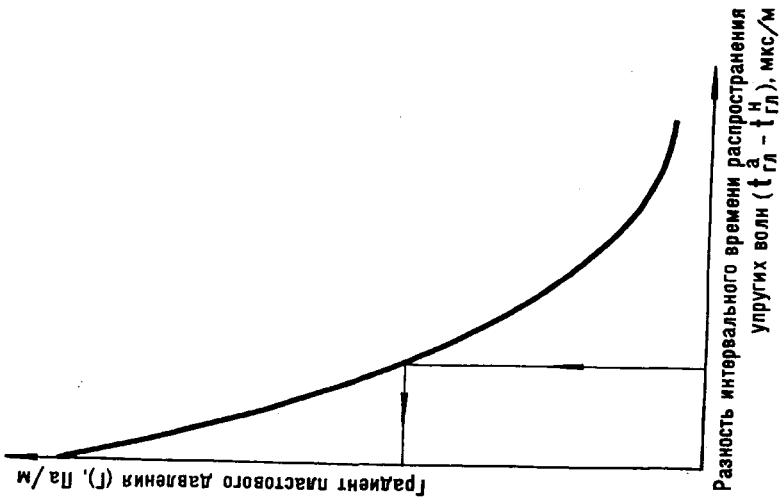


Рис. 5.17. График зависимости удельного электрического сопротивления глинистых

Рис. 5.18. График зависимости разности интервального времени распространения упругой

5.2.7. Если в качестве геофизического параметра принимаются данные акустического каротажа, то для исследуемого региона в полулогарифмическом масштабе строится график изменения интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах с глубиной (см. п.5.I.2.3).

5.2.8. Линия нормального изменения интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах из зоны нормального пластового давления экстраполируется в зону повышенных и аномально-высоких пластовых давлений (см. рис.5.7).

5.2.9. Для каждой глубины ($H_з$), на которой проводился инструментальный замер пластового давления, определяется разность интервального времени распространения упругих волн ($\Delta t^{а}_{гл} - \Delta t^{н}_{гл}$), где $\Delta t^{а}_{гл}$ - фактическое значение интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах на глубине $H_з$; $\Delta t^{н}_{гл}$ - значение интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах, снятое с линии нормального изменения параметра (см. рис.5.7).

5.2.I0. Строится график зависимости между разностью ($\Delta t^{а}_{гл} - \Delta t^{н}_{гл}$) и градиентом пластового давления (Г), соответствующим пластовому давлению, полученному при инструментальном (прямом) замере. Такой график приведен на рис.5.I8.

5.2.II. Для исследуемого разреза в полулогарифмическом масштабе строится свой график зависимости интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах от глубины, проводится линия нормального изменения параметра, и для конкретной глубины $H_а$ определяется разность интервального времени распространения упругих волн ($\Delta t^{а}_{гл} - \Delta t^{н}_{гл}$) (рис.5.I9). Затем на графике (рис.5.I8) по полученной разности ($\Delta t^{а}_{гл} - \Delta t^{н}_{гл}$) определяется градиент пластового давления (Г).

5.2.I2. Пластовое давление рассчитывается по формуле (5.I2).

5.3. Порядок определения АВПД по величине фильтрационного потенциала

5.3.I. Определение АВПД по исходным данным одной скважины

5.3.I.I. В скважине, вскрывающей исследуемый разрез, выделяется пласт-коллектор, для которого определяется амплитуда ПС.

5.3.I.2. После снижения или увеличения забойного давления проводится повторная запись кривой ПС, и определяется новая амплитуда, соответствующая исследуемому пласту-коллектору.

Рис. 5.19. График зависимости интервального времени распространения упругой волны в глинистых породах от глубины.

5.3.I.3. Значение пластового давления для пласта-коллектора определяется по формуле

$$p_{пл} = \frac{\Delta U_1 p_2 - \Delta U_2 p_1}{\Delta U_2 - \Delta U_1}, \qquad (5.13)$$

где ΔU_1 ; ΔU_2 - амплитуда линии ПС, соответственно при первой и второй записях ПС, мв; p_1 , p_2 - давление на пласт-коллектор в Па, соответственно при первой и второй записях ПС, которое рассчитывается по формуле

$$p_{1,2} = g\,\delta_{п.ж} H_{1,2}, \qquad (5.14)$$

здесь $\delta_{п.ж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $H_{1,2}$ - высота столба промывочной жидкости от глубины пласта-коллектора до верхнего уровня, соответственно при первой и второй записях ПС, м.

5.3.2. Определение АВПД по исходным данным двух скважин

5.3.2.I. В двух соседних скважинах, расположенных в пределах одного тектонического блока, выделяют исследуемый пласт-коллектор.

5.3.2.2. За счет разности глубин залегания пласта-коллектора или путем изменения плотности промывочной жидкости в скважинах создаются различные режимы фильтрации в исследуемый пласт-коллектор.

5.3.2.3. В обеих скважинах определяются амплитуды кривых ПС, характеризующие исследуемый пласт-коллектор.

5.3.2.4. Значение пластового давления для исследуемого пласта-коллектора определяется по формуле

$$p_{пл} = \frac{\Delta U_2 p_1 - \Delta U_1 p_2 + \Delta U_1 \Delta H g \delta_{п.в}}{\Delta U_2 - \Delta U_1}, \qquad (5.15)$$

где ΔU_1 ; ΔU_2 - амплитуда линии ПС, соответственно в первой и второй скважинах, мв; p_1; p_2 - давление на пласт-коллектор в Па, соответственно в первой и второй скважинах, рассчитанное по формуле (5.15); ΔH - разность глубин залегания пласта-коллектора в первой и второй скважинах, м; $\delta_{п.в}$ - плотность пластовой воды (флюида), насыщающей пласт-коллектор, кг/м^3.

5.3.2.5. Пример расчета пластового давления.

Исходные данные:

Для скважины 7 Карабаглы: H_2 = 4520 м;

ΔU_2 = - 35 мв; $(\delta_{п.ж})_2$ = 2080 кг/м^3.

Для скважины 8I Карабаглы: H_I = 4620 м;
ΔU_I = - 42 мв; $(\delta_{пж})_I$ = 2080 кг/м^3.

По формуле определяется значение пластового давления пласта-коллектора

$$p_{пл} = 9{,}8I\ \frac{(-35)x4620-(-42)x4520}{(-35)-(-42)}\ x\ 2080 = 82{,}03\cdot10^6\ Па$$

5.4. Порядок определения АВПД, образованных при акватермальном эффекте

5.4.I. Определение АВПД по геотермическим данным

5.4.I.I. Для исследуемого региона по данным термометрии скважин при изучении разреза с нормальным пластовым давлением строится график зависимости условного гидростатического давл от температуры (рис.5.20), который принимается за эталонный.

5.4.I.2. При проводке скважины определяется температура следуемого пласта (t), а для флюида, насыщающего его, уста ливаются значения коэффициента расширения (α) и коэффиц сжатия (β).

5.4.I.3. Для исследуемого пласта определяется значение ловного гидростатического давления, которое рассчитывается формуле (2.I).

5.4.I.4. По графику, приведенному на рис.5.20, для иссл емого пласта определяется значение условной температуры $(t_o$ характеризующей исследуемый пласт при отсутствии акватермаль давления.

5.4.I.5. Количественная оценка АВПД проводится по форму

$$p_{пл} = p_{у.гидр} + \frac{\alpha}{\beta}(t-t_o), \qquad (5.I$$

где $p_{у.гидр}$ - условное гидростатическое давление, Па; α коэффициент температурного расширения флюида пласта, I/°С; β коэффициент сжатия флюида пласта, I/Па: t - температура иссл дуемого пласта, °С; t_o - условная температура пласта при от ствии акватермального давления, °С.

5.4.I.6. Количественная оценка АВПД с учетом разгрузки внутрипорового флюида проводится по формуле

$$p_{пл} = p_{у.гидр} + \frac{\alpha}{\beta}(t-t_o) - \frac{I}{\beta}\frac{\Delta V}{V_o}; \qquad (5.I$$

где $\frac{\Delta V}{V_o}$ - относительное изменение объема внутрипорового флю которое определяется по специальным номограммам.

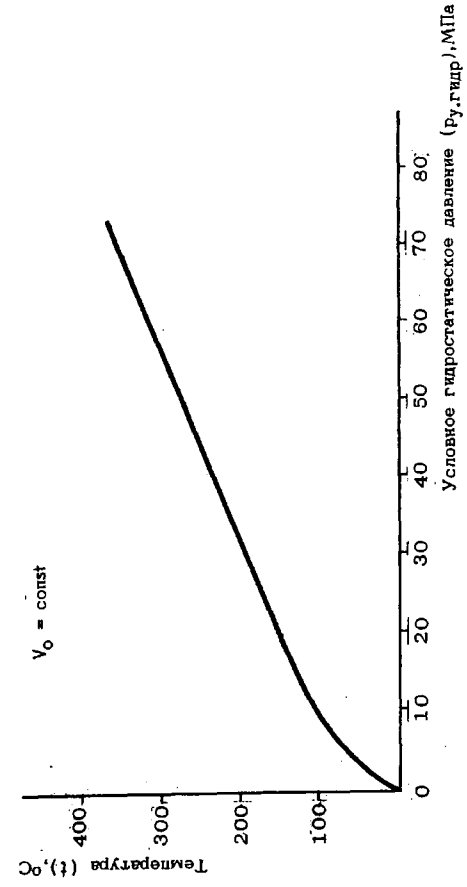


РИС. 5.20. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ УСЛОВНОГО ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ЧАСТИ КАСПИЯ.

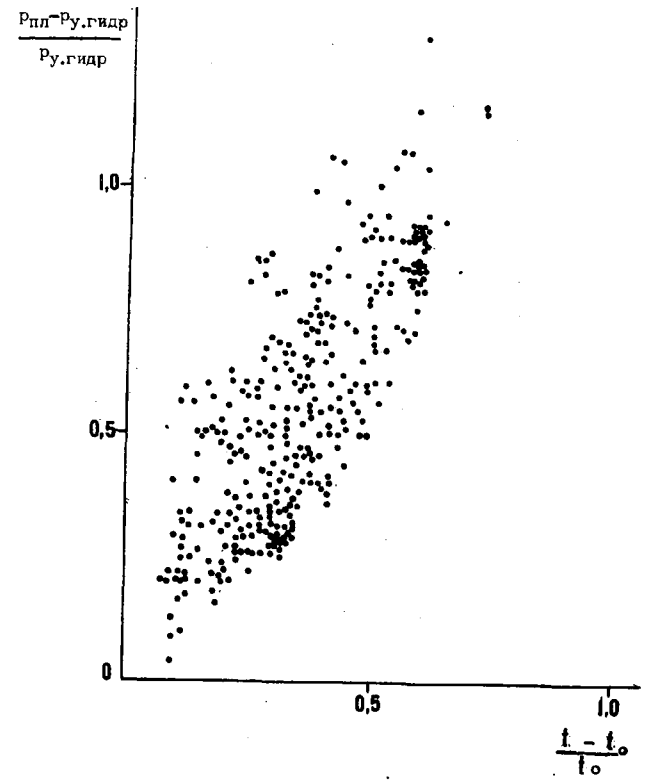


РИС. 5.21. ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ $\frac{P_{пл}-P_{у.гидр}}{P_{у.гидр}} = f(\frac{t-t_0}{t_0})$ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ЧАСТИ КАСПИЯ.

5.4.2. Определение АВПД по корреляционной зависимости между пластовым давлением и температурой

5.4.2.I. Для исследуемого региона по скважинам, в которых проводились прямые замеры пластового давления ($p_{пл}$), определяется соответствующее значение температуры пластов (t).

5.4.2.2. Для каждого пласта с замеренным давлением определяется условное гидростатическое давление, а по графику, приведенному на рис. 5.20а, устанавливается значение условной температуры (t_0).

5.4.2.3. Для исследуемого региона (площади) строится график зависимости $\frac{P_{пл}-P_{у.гидр}}{P_{у.гидр}} = f(\frac{t-t_0}{t_0})$ приведенной на рис.5.2I.

5.4.2.4. Для определения пластового давления в любой точке разреза замеряют температуру исследуемого пласта (t). Далее для этого пласта рассчитывается значение условного гидростатического давления, и по графику, приведенному на рис. 5.20, определяется соответствующее значение условной температуры (t_0). Затем по зависимости $\frac{P_{пл}-P_{у.гидр}}{P_{у.гидр}} = f(\frac{t-t_0}{t_0})$ приведенной на рис. 5.2I устанавливается значение отношения $\frac{P_{пл}-P_{у.гидр}}{P_{у.гидр}}$ и определяется соответствующее значение пластового давления ($P_{пл}$).

5.5. Порядок определения АВПД по керну

5.5.I. Определение АВПД по методу эквивалентных глубин

5.5.I.I. По всему разрезу, вскрываемому скважиной, в интервалах отбора керна выделяются образцы, представленные глинистыми породами.

5.5.I.2. Для отобранных образцов определяется пористость и плотность.

5.5.I.3. В полулогарифмическом масштабе строится график зависимости пористости и плотности глинистой породы от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения пористости и плотности глинистых пород; по оси ординат, представленной в линейном масштабе приводят значения глубины отбора керна (рис.5.22).

5.5.I.4. Если исследуемый разрез слабо охарактеризован керном, то для построения зависимости пористости и плотности глинистой породы от глубины используется каменный материал соседних скважин.

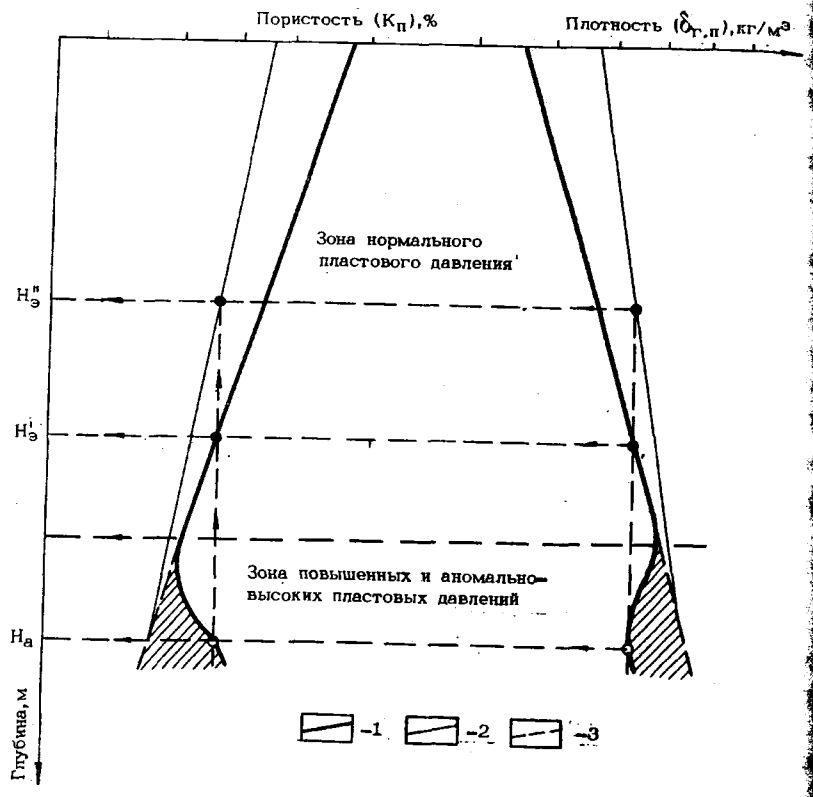


РИС. 5.22. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АВПД ПО ПОРИСТОСТИ И ПЛОТНОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДИКИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ГЛУБИН.

1–линия нормального изменения параметра; 2–линия изменения параметра при обратимых деформациях (при разуплотнении); 3–линия нормального изменения параметра, экстраполированная в зону АВПД.

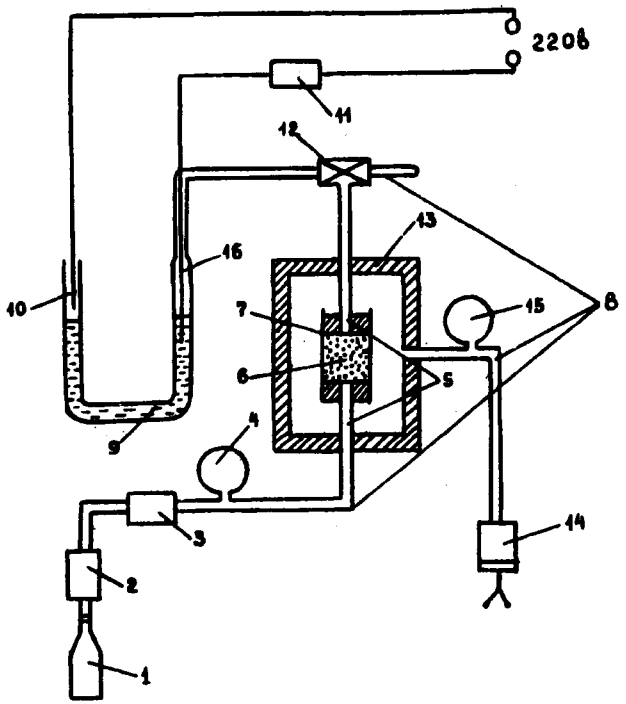


РИС. 5.23. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ ДЛЯ ЗАМЕРА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ ВСЕСТОРОННЕГО СЖАТИЯ ПОРОД.

1–баллон со сжатым газом; 2–понижающий редуктор; 3–осушитель газа; 4,15–образцовые манометры; 5–штоки; 6–образец породы; 7–резиновая манжетка; 8–воздухопроводы; 9–капилляр; 10,16–электроды; 11–электрическая схема счета времени; 12–перекрывающий клапан; 13–камера высокого давления; 14–насос высокого давления.

5.5.I.5. Интервалы разреза с нормальным пластовым давле ем характеризуются плавным снижением пористости и повышением плотности глинистой породы.

5.5.I.6. Зонам повышенных и аномально-высоких пласто давлений соответствуют интервалы глубин, в которых отмечается увеличение пористости и уменьшение плотности глинистых по (рис. 5.22).

5.5.I.7. Количественная оценка АНПД проводится по формул (4.2).

5.5.2. Определение АНПД по максимальному эффективному напряжению

5.5.2.I. В исследуемых интервалах разреза, вскрываемого скважиной, независимо от литологического состава горной поро отбираются образцы керна диаметром не менее 40-50 мм и высот свыше 20 мм.

5.5.2.2. Из отобранного керна выбуриваются образцы в фор цилиндра (для аргиллитов: диаметр 20-30 мм, высота I0-30 мм; песчанистых разностей: диаметр 20-30 мм, высота 4-30 мм). Выб ривание образцов осуществляется алмазными кольцевыми сверлами соответствующего диаметра на настольно-сверлильном станке тип 2М-II2.

Торцевые стороны цилиндра обрабатываются альмазно-обрезн кругом диаметром 20 см на абразивно-обрезном станке типа 8220 затем шлифуются на абразивном камне с доводкой параллельности торцевых граней не менее ± 0,I мм.

Образцы после промывки дистиллированной водой помещают шкаф и сушат при температуре 378°К не менее 2-х часов.

5.5.2.3. Готовый образец помещается в резиновую манжетку закрывается штоками с обеих сторон и устанавливается в камере ского давления установки для замера проницаемости породы. При циипиальная схема установки для замера проницаемости пород при дена на рис.5.23.

5.5.2.4. В камере высокого давления ступенчато создается всестороннее давление, обжимающее образец. Ступени повышения д ления рекомендуется выдерживать в следующем порядке: 5, I0, I 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 70, 80, 90, I00 МПа и боль (при необходимости).

Выдержка ступени давления всестороннего сжатия (в зависи сти от стабилизации) проводится в течение I0-I5 мин.

5.5.2.5. После выдержки каждой ступени давления всестороннего сжатия через образец пропускается постоянный объем газа и регистрируется время его прохождения через образец.

5.5.2.6. В полулогарифимическом масштабе строится график зависимости времени прохождения постоянного объема газа от давления всестороннего сжатия: по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения времени прохождения через образец постоянного объема газа: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения давления всестороннего сжатия образца (рис. 5.24).

5.5.2.7. Пластовое (поровое) давление в исследуемой горной породе определяется по формуле

$$P_{пл} = \frac{P_{геост} - \sigma_z}{0,85}, \qquad (5.18)$$

где $P_{пл}$ - пластовое (поровое) давление, Па; $P_{геост}$ - геостатическое давление на глубине залегания пласта, Па; σ_z - эффективное напряжение на глубине максимального погружения, Па; 0,85 - коэффициент разгрузки (n_p).

5.5.2.8. На графиках, представленных на рис. 5.25, определены точки перелома для образцов горной породы из скв.64 Соболохской площади, соответствующие максимальному эффективному напряжению (σ_z), испытываемому горной породой этих образцов при максимальной глубине погружения в условиях естественного залегания. Результаты расчета пластовых (поровых) давлений по скв.64 Соболохской площади приведены в таблице 5.3.

5.5.2.9. В качестве регистрируемого параметра, откладываемого на оси ординат (рис.5.24) могут быть использованы значения пористости, электрического сопротивления, интервального времени распространения упругой волны в горной породе.

5.5.3. Определение АНПД по эффективному напряжению

5.5.3.I. В исследуемых интервалах разреза, вскрываемого скважиной, независимо от литологического состава горной породы отбираются образцы керна, для которых по каротажным диаграммам определяются соответствующие значения удельного электрического сопротивления ($\rho_п$).

5.5.3.2. После предварительной обработки образец горной породы помещается в камеру высокого давления.

5.5.3.3. Проводится ступенчатое повышение давления, обжи-

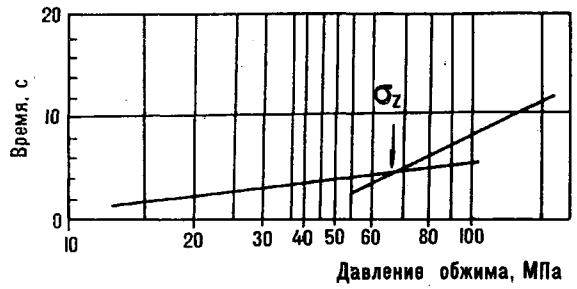


Рис.5.24. Определение максимального эффективного напряжения (σ_z) в скелете горных пород.

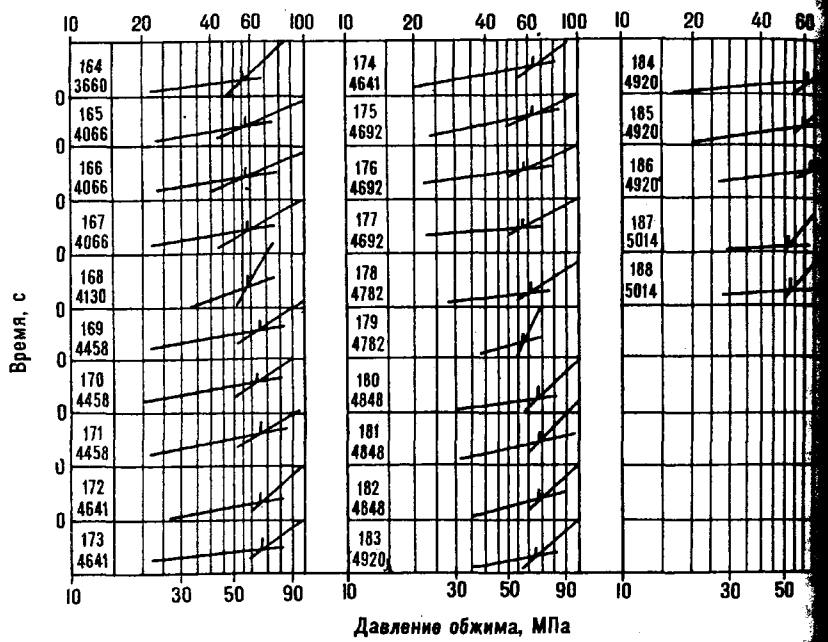


Рис.5.25. Графики определения максимального эффективного напряжения (σ_z) для образцов горной породы из скв.64 Соболохской площади.

Таблица 5.3

Результаты расчета пластовых (поровых) давлений по скважине 64 Солоховской площади (n_p = 0,85)

H(средняя), м	$P_{геост}$, Па	σ_z, Па	σ_z (средняя), Па	$P_{пл}$, Па
3660	$85,5 \times 10^6$	$55,0 \times 10^6$	$55,0 \times 10^6$	$36,0 \times 10^6$
4066	$95,0 \times 10^6$	$57,0 \times 10^6$		
		$57,5 \times 10^6$		
		$59,0 \times 10^6$	$57,8 \times 10^6$	$43,8 \times 10^6$
4130	$97,0 \times 10^6$	$59,0 \times 10^6$	$59,0 \times 10^6$	$44,7 \times 10^6$
4458	$106,2 \times 10^6$	$66,0 \times 10^6$		
		$65,0 \times 10^6$		
		$64,0 \times 10^6$	$65,0 \times 10^6$	$48,5 \times 10^6$
4641	$111,9 \times 10^6$	$66,0 \times 10^6$		
		$66,0 \times 10^6$		
		$61,0 \times 10^6$	$64,3 \times 10^6$	$56,0 \times 10^6$
4692	$113,2 \times 10^6$	$60,0 \times 10^6$		
		$56,0 \times 10^6$		
		$60,0 \times 10^6$	$58,7 \times 10^6$	$63,8 \times 10^6$
4782	$116,0 \times 10^6$	$60,0 \times 10^6$		
		$60,0 \times 10^6$	$60,0 \times 10^6$	$65,9 \times 10^6$
4848	$118,0 \times 10^6$	$66,0 \times 10^6$		
		$69,0 \times 10^6$		
		$70,0 \times 10^6$	$68,3 \times 10^6$	$58,9 \times 10^6$
4920	$120,0 \times 10^6$	$67,0 \times 10^6$		
		$64,0 \times 10^6$		
		$60,0 \times 10^6$		
		$63,0 \times 10^6$	$63,0 \times 10^6$	$67,1 \times 10^6$
5014	$122,8 \times 10^6$	$51,0 \times 10^6$		
		$54,0 \times 10^6$	$59,5 \times 10^6$	$82,7 \times 10^6$

мающего образец, и для каждой ступени регистрируется удель электрическое сопротивление исследуемого образца.

5.5.3.4. В полулогарифмическом масштабе строится гра зависимости удельного электрического сопротивления от давле всестороннего сжатия: по оси ординат, представленной в лине ном масштабе, приводят значения удельного электрического противления; по оси абсцисс, представленной в логарифмическ масштабе, приводят значения давления всестороннего сжатия разца (рис. 5.26).

5.5.3.5. На графике, приведенном на рис.5.26, по значе удельного электрического сопротивления ($\rho_п$), снятому с ка тажной диаграммы, определяется значение эффективного напря ния ($\sigma_{эф}$), соответствующего условиям естественного залега исследуемой горной породы.

5.5.3.6. Пластовое давление для исследуемой горной пор определяется по формуле

$$\rho_{пл} = \rho_{геост} - \sigma_{эф}, \qquad (5.1$$

где $\rho_{пл}$ - пластовое давление, Па; $\rho_{геост}$ - геостатическо давление на глубине залегания пласта, Па; $\sigma_{эф}$ - эффективное пряжение на глубине залегания пласта, Па.

5.5.3.7. В качестве регистрируемого параметра, отклады мого на оси ординат (рис.5.26), могут быть использованы зна ния интервального времени распространения упругой волны в г ной породе.

5.6. Порядок определения АВПД по давлению гидроразрыва пласта

5.6.1. После спуска и крепления очередной обсадной кол ны производится испытание колонны на герметичность. Разбур ется "стоп-кольцо", цементный стакан, башмак, и, после вскр тия забоя, скважина углубляется на 2-5 м. Плотность промыво ной жидкости выравнивается по всей скважине.

5.6.2. К бурильной колонне, расположенной в скважине, ключается цементировочный агрегат. Кольцевое пространство устье скважины перекрывается плашками превентора.

5.6.3. Цементировочным агрегатом нагнетается промывочн жидкость, и давление в скважине доводится до гидроразрыва п ста.

5.6.4. По манометру, установленному на цементировочном

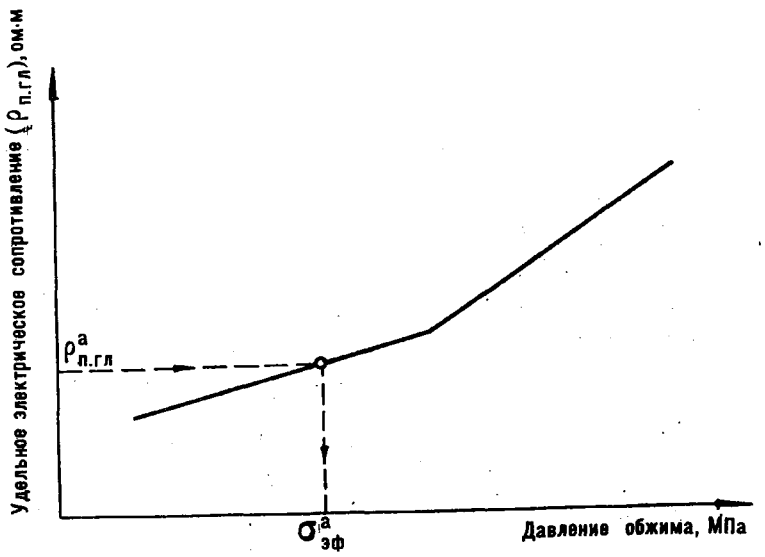


Рис.5.26. График зависимости удельного электрического сопротивления горных пород от эффективного напряжения.

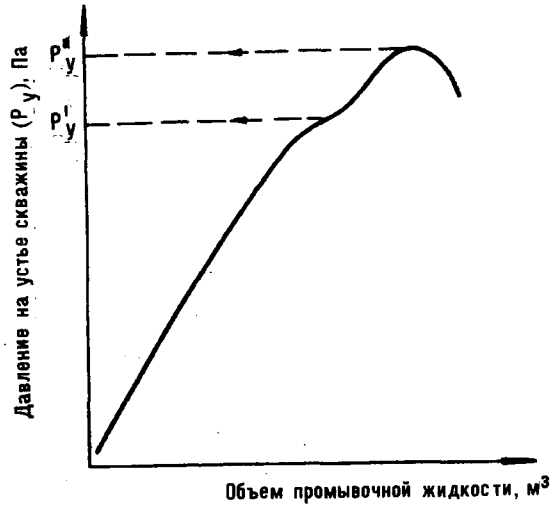


Рис.5.27. График изменения давления на устье скважины при нагнетании промывочной жидкости

регате (или по манометру на арматуре), на устье скважины стрируется давление, при котором началось поглощение промы ной жидкости (p_y'), и произошел гидроразрыв пласта (p_y'' На рис.5.27 приводится график изменения давления на скважины при нагнетании промывочной жидкости.

5.6.5. После регистрации давления гидроразрыва давлен скважине сбрасывается, и плашки превентора разводятся до мального открытого состояния.

5.6.6. Определяется забойное давление ($p_{заб}$), создав столбом промывочной жидкости, которое рассчитывается по фор (2.10).

5.6.7. Определяется давление гидроразрыва, которое рас тывается по формуле

$$p_{гр} = p_y'' + p_{заб}, \qquad (5.$$

где $p_{гр}$ - давление гидроразрыва пласта, Па; p_y'' - давле зарегистрированное на устье скважины при гидроразрыве пла Па; $p_{заб}$ - забойное давление, Па.

5.6.8. Пластовое давление в исследуемом интервале опре ляется по формуле

$$p_{пл} = \frac{p_{гр} - (p_{геост} + p_{гр})\nu}{1 + 2\nu}, \qquad (5.$$

где $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; $p_{гр}$ - давление гидроразр пласта, Па; $p_{геост}$ - геостатическое давление в Па для исс дуемого интервала, которое рассчитывается по формуле (2.4); ν - коэффициент Пуассона.

5.6.9. При четкой регистрации давления начала поглоще промывочной жидкости (p_y') не обязательно доводить давле нагнетания до гидроразрыва пласта. В этом случае давление роразрыва пласта определяется по формуле

$$p_{гр} = p_y' + p_{заб} + (1{,}0 \div 1{,}5)\times 10^6, \qquad (5.$$

где $p_{гр}$ - давление гидроразрыва пласта, Па; p_y' - давлен на устье скважины, при котором началось поглощение промывоч жидкости, Па; $p_{заб}$ - забойное давление, Па; (1,0 ÷ 1,5) x 10 превышение давления гидроразрыва пласта над давлением на поглощения промывочной жидкости, Па.

5.6.10. Пример расчета пластового давления по исходным ным, полученным при испытании пласта на гидроразрыв:

- глубина забоя скважины после разбуривания башмака обс

ной колонны и углубления на 2-5 м ($H_{заб}$) - 1800 м;

- средневзвешенная плотность горной породы по вскрытому разрезу ($\bar{\delta}_{г.п}$) - 2090 кг/м^3;

- плотность промывочной жидкости ($\delta_{п.ж}$) - 1300 кг/м^3;

- давление на устье скважины при гидроразрыве пласта (p_y'') - 10,69x10^6 Па;

- коэффициент Пуассона, определенный по керну или принятый экспертным путем по данным ранее пробуренных скважин (ν) - 0,25;

- забойное давление рассчитывается по формуле (2.10)

$$p_{заб} = 9{,}81 \times 1300 \times 1800 = 22{,}17\times 10^6 \text{ Па};$$

- давление гидроразрыва пласта рассчитывается по формуле (5.20)

$$p_{гр} = 10{,}69\times 10^6 + 22{,}17\times 10^6 = 32{,}86\times 10^6 \text{ Па};$$

- геостатическое давление на глубине залегания исследуемого пласта рассчитывается по формуле (2.4)

$$p_{геост} = 9{,}81 \times 2090 \times 1800 = 36{,}90 \times 10^6 \text{ Па};$$

- пластовое давление рассчитывается по формуле (5.21)

$$p_{пл} = \frac{32{,}86\times 10^6 - (36{,}90 + 32{,}86\ 10^6 \times 0{,}25)}{1 - 2 \times 0{,}25} = 30{,}84 \times 10^6 \text{ Па}.$$

5.6.11. По градиенту гидроразрыва пласта, который рассчитывается по формуле (2.7), устанавливается максимально допустимая плотность промывочной жидкости при бурении нижележащих отложений изучаемого разреза.

6. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (БЕЗ ОСТАНОВКИ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ)

6.I. Оценка пластовых давлений по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью

6.I.I. Порядок определения АНД по методу варьирующих депрессий

6.I.I.I.В процессе бурения скважины из-под башмака кондукт ра, а также из-под башмака всех последующих обсадных коло спущенных в скважину, проводятся наблюдения и регистрация инте сивности фоновой фильтрации промывочной жидкости ($\Delta q_{ф}$), ко рая определяется по формуле

$$\Delta q_{ф} = Q_{вх} - Q_{вых}, \qquad (6.$$

где $\Delta q_{ф}$ – интенсивность фоновой фильтрации промывочной жи кости, м^3/с; $Q_{вх}$ – расход промывочной жидкости на входе скважину, м^3/с; $Q_{вых}$ – расход промывочной жидкости на выходе скважины, м^3/с.

6.I.I.2. При отклонении интенсивности фоновой фильтрации промывочной жидкости от ее постоянного значения в сторону увел чения фиксируется глубина забоя скважины (глубина кровли вскр того проницаемого пласта) и проводится исследование вскрытого проницаемого пласта.

6.I.I.3. При получении установившегося (устойчивого) зн чения интенсивности фильтрации промывочной жидкости в пласт (Δ в течение 50-60 минут проводятся наблюдения, и регистрируются исходные показатели первого режима (давление в нагнетательной л нии – $p'_{н}$; плотность промывочной жидкости – $\delta'_{п.ж}$; расход пр мывочной жидкости на входе в скважину – $Q_{вх}$; расход промывочно жидкости на выходе из скважины – $Q'_{вых}$; динамическая вязкость промывочной жидкости – μ_1; расчетное значение потери давления кольцевом пространстве – $p'_{к.п}$).

6.I.I.4. Второй режим устанавливается путем создания допо тельного противодавления на исследуемый пласт, равного I,0÷I,5

Дополнительное противодавление на исследуемый пласт устан ливается по показаниям манометра на нагнетательной линии пу уменьшения кольцевого сечения на устье скважины при помощи пла превентора или путем использования штуцерной батареи. При э

держивается условие

$$\Delta p_1 - \Delta p_2 = p'_{заб} - p''_{заб} = p'_{н} - p''_{н}, \qquad (6.2)$$

где Δp_1, Δp_2 – дифференциальное давление в системе "скважина-пласт", соответственно, при первом и втором режимах, Па; $p'_{заб}$, $p''_{заб}$ – забойное давление, соответственно при первом и втором режимах, Па; $p'_{н}$, $p''_{н}$ – давление в нагнетательной линии, соответственно при первом и втором режимах, Па.

6.I.I.5. При получении установившегося (устойчивого) значения интенсивности фильтрации промывочной жидкости в пласт (ΔQ_2) в течение 50-60 минут проводятся наблюдения, и регистрируются исходные показатели второго режима (давление в нагнетательной линии – $p''_{н}$; плотность промывочной жидкости – $\delta'_{п.ж}$; расход промывочной жидкости на входе в скважину – $Q_{вх}$; расход промывочной жидкости на выходе из скважины – $Q''_{вых}$; дополнительное противодавление на пласт – $(p''_{н} - p'_{н})$; динамическая вязкость промывочной жидкости – μ_1; расчетное значение потери давления в кольцевом пространстве – $p'_{к.п}$).

6.I.I.6. Если в процессе бурения используется промывочная жидкость, обладающая свойствами неньютоновской жидкости, устанавливается третий режим, который вводится путем увеличения дополнительного противодавления на исследуемый пласт еще на I,0÷I,5 МПа.

Увеличение дополнительного противодавления на исследуемый пласт устанавливается по показаниям манометра на нагнетательной линии при помощи приемов, приведенных в п.6.I.I.4. При этом выдерживается условие

$$\Delta p_1 - \Delta p_3 = p'_{заб} - p'''_{заб} = p'_{н} - p'''_{н}, \qquad (6.3)$$

где Δp_1, Δp_3 – дифференциальное давление в системе "скважина-пласт", соответственно при первом и третьем режимах, Па; $p'_{заб}$, $p'''_{заб}$ – забойное давление, соответственно при первом и третьем режимах, Па; $p'_{н}$, $p'''_{н}$ – давление в нагнетательной линии,

соответственно при первом и третьем режимах, Па.

6.I.I.7. При получении установившегося (устойчивого) зн ния интенсивности фильтрации промывочной жидкости в пласт (в течение 50-60 минут проводятся наблюдения и регистрируются ходные показатели третьего режима (давление в нагнетательной нии - $p_н^{III}$; плотность промывочной жидкости - $\delta_{п.ж}^{I}$; расход мывочной жидкости на входе в скважину - $Q_{вх}$; расход промывоч жидкости на выходе из скважины - $Q_{вых}^{III}$; дополнительное проти давление на пласт - ($p_н^{III} - p_н^{I}$); динамическая вязкость про вочной жидкости - μ_1; расчетное значение потери давления в к цевом пространстве - $p_{к.п}^{I}$).

6.I.I.8. При всех трех режимах градиент забойного давле не должен превышать градиента гидроразрыва пласта под баш последней обсадной колонны, спущенной в скважину.

6.I.I.9. При невозможности добиться хотя бы при одном режимов установившегося (устойчивого) значения интенсивности фильтрации промывочной жидкости в пласт, бурение необходимо остановить и, продолжая промывку ствола скважины, провести гистрацию исходных показателей для двух (трех) режимов без лубления забоя скважины.

6.I.I.I0. После проведения регистрации исходных показате лей, полученных при втором (третьем) режимах, планки превент разводятся до нормального открытого состояния.

6.I.I.II. Определяется интенсивность фильтрации промывоч ной жидкости в пласт при первом, втором и третьем режимах (ΔQ_2 , ΔQ_3), которая рассчитывается по формулам

$$\Delta Q_1 = Q_{вх} - Q_{вых}^{I} - \Delta q_ф - \Delta q_з^{I}, \quad (6$$

$$\Delta Q_2 = Q_{вх} - Q_{вых}^{II} - \Delta q_ф - \Delta q_з^{II}, \quad (6$$

$$\Delta Q_3 = Q_{вх} - Q_{вых}^{III} - \Delta q_ф - \Delta q_з^{III}, \quad (6$$

где $Q_{вх}$ - расход промывочной жидкости на входе в скважину при всех трех режимах, м³/с; $Q_{вых}^{I}$, $Q_{вых}^{II}$, $Q_{вых}^{III}$ - расход промывочной жидкости на выходе из скважины, соответственно при первом, втором и третьем режимах, м³/с; $\Delta q_ф$ - фоновая интенсивность фильтрации промывочной жидкости, м³/с, которая рассчитывается по формуле (6.I); $\Delta q_з^{I}$, $\Delta q_з^{II}$, $\Delta q_з^{III}$ - темп замещения промывочной жидкостью выбуренной породы, в м³/с соответственно при первом, втором и третьем режимах, который определяется по формуле

$$\Delta q_з^{i} = \frac{0{,}785\, D_c^2 \Delta h_i}{t_i}, \quad (6.7)$$

здесь D_c - диаметр скважины, м; Δh_i - мощность интервала, пробуренного при первом, втором и третьем режимах, м; t_i - время, в течение которого проводилось бурение интервала при первом, втором и третьем режимах, с.

6.I.I.I2. Определяется дифференциальное давление в системе "скважина-пласт", который рассчитывается по формуле

$$\Delta p_1 = \frac{(p_н^{II} - p_н^{I})\Delta Q_1}{\Delta Q_2 - \Delta Q_1}, \quad (6.8)$$

где $p_н^{II} - p_н^{I}$ - дополнительное противодавление на пласт при создании второго режима, Па; $p_н^{I}$, $p_н^{II}$ - давление в нагнетательной линии, соответственно при первом и втором режимах, Па; ΔQ_1 , ΔQ_2 - интенсивность фильтрации промывочной жидкости, соответственно при первом и втором режимах, м³/с.

6.I.I.I3. Если в процессе бурения используется промывочная жидкость, обладающая свойствами неньютоновской жидкости, то перепад давлений в системе "скважина-пласт" при первом режиме (Δp_1) определяется по формуле

$$\Delta p_1 = \frac{(p_н' - p_н'')[\Delta Q_1 \lg(1+\Delta Q_2) + \Delta Q_2 \lg(1+\Delta Q_1)] + (p_н' - p_н''')[\Delta Q_3 \lg(1+\Delta Q_1) + \ldots}{(\Delta Q_3 + \Delta Q_2)\lg(1+\Delta Q_1) + (\Delta Q_3 + \Delta Q_1)\lg(1+\Delta Q_2) + \ldots}$$

$$\rightarrow \ldots \frac{+\Delta Q_1 \lg(1+\Delta Q_3)]}{+(\Delta Q_2 + \Delta Q_1)\lg(1+\Delta Q_3)} . \qquad (6.$$

6.I.I.I4. Определяется забойное давление при первом режи ($p_{заб}'$) на глубине забоя скважины (H_1), которое рассчит вается по формуле

$$p_{заб}' = g\delta_{п.ж}' H_1 - p_{к.п}' , \qquad (6.10$$

где $p_{заб}'$ - забойное давление при первом режиме, Па; H_1 - гл бина забоя скважины при первом режиме, м; $\delta_{п.ж}'$ - плотность пр мывочной жидкости, кг/м^3; $p_{к.п}'$ - потери давления в кольцевом пространстве, Па.

6.I.I.I5. Пластовое давление ($p_{пл}$) на глубине забоя ска жины (H_1) при бурении на промывочной жидкости, отвечающей к свойствами ньютоновской, так и неньютоновской жидкости, опред ляется по формуле

$$p_{пл} = p_{заб}' - \Delta p_1 , \qquad (6.1$$

где $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; $p_{заб}'$ - забойное давление п первом режиме, Па; Δp_1 - дифференциальное давление при перв режиме, Па.

6.I.I.I6. Определяется градиент пластового давления по фо муле (2.3)

$$\Gamma = \frac{p_{пл}}{H_1},$$

где Γ - градиент пластового давления, Па/м; H_1 - глубина за скважины при первом режиме, м.

6.I.I.I7. Устанавливается оптимальная плотность промывоч ной жидкости для данных условий бурения ($\delta_{п.ж}''$).

6.I.I.I8. При возобновлении процесса бурения на промывоч вой жидкости с новым значением плотности ($\delta_{п.ж}''$) продолжаются наблюдения за значением фоновой интенсивности фильтрации про мывочной жидкости ($\Delta q_ф$).

6.I.I.I9. Если будет установлено отклонение интенсивности фоновой фильтрации промывочной жидкости от ее постоянного значения в сторону увеличения, то данную ситуацию принимают за четвертый режим.

6.I.I.20. При получении установившегося (устойчивого) значения интенсивности фильтрации промывочной жидкости в пласт (ΔQ_4) в течение 50-60 минут проводятся наблюдения и регистрация исходных показателей четвертого режима (давление в нагнетательной линии - $p_н^{IV}$; плотность промывочной жидкости - $\delta_{п.ж}''$; расход промывочной жидкости на входе в скважину - $Q_{вх}$; расход промывочной жидкости на выходе из скважины - $Q_{вых}^{IV}$; динамическая вязкость промывочной жидкости - μ_2; расчетное значение потери давления в кольцевом пространстве - $p_{к.п}''$).

6.I.I.2I. Определяется интенсивность фильтрации промывочной жидкости в пласт при четвертом режиме (ΔQ_4), которая рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_4 = Q_{вх} - Q_{вых}^{IV} - \Delta q_ф - \Delta q_{з}^{IV} , \qquad (6.I2)$$

где $Q_{вх}$ - расход промывочной жидкости на входе в скважину, м^3/с; $Q_{вых}^{IV}$ - расход промывочной жидкости на выходе из скважины, при четвертом режиме, м^3/с; $\Delta q_ф$ - фоновая интенсивность фильтрации промывочной жидкости, в м^3/с, которая рассчитывается по формуле (6.I); $\Delta q_{з}^{IV}$ - темп замещения промывочной жидкости выбуренной породы в м^3/с, которая рассчитывается по формуле (6.7).

6.I.I.22. Проводится контрольный расчет пластового давления по формуле

$$p_{пл} = \frac{\Delta Q_1 \mu_1 (g\delta_{п.ж}'' H_1 + p_{к.п}'') - \Delta Q_4 \mu_2 (g\delta_{п.ж}' H_1 + p_{к.п}')}{\Delta Q_1 \mu_1 - \Delta Q_4 \mu_2} \qquad (6.I3)$$

или

$$p_{пл} = \frac{\Delta Q_2 \mu_1 (g\delta_{п.ж}'' H_1 + p_{к.п}'') - \Delta Q_4 \mu_2 (g\delta_{п.ж}' H_1 + p_{к.п}' + p_н'' - p_н')}{\Delta Q_2 \mu_1 - \Delta Q_4 \mu_2} \qquad (6.I4)$$

или

$$p_{пл} = \frac{\Delta Q_3 \mu_1 (g\delta''_{п.ж} H_1 + p''_{к.п}) - \Delta Q_4 \mu_2 (g\delta'_{п.ж} H_1 + p'_{к.п} + p'''_н - p'_н)}{\Delta Q_3 \mu_1 - \Delta Q_4 \mu_2}, \quad (6.$$

где H_1 – глубина забоя скважины при первом режиме, м; $\delta'_{п.ж}$, μ_1 – соответственно, плотность (кг/м^3) и динамическая вязкость (Па·с) промывочной жидкости, при которых были созданы первый, второй, третий режимы; $\delta''_{п.ж}$, μ_2 – соответственно, плотность (кг/м^3) и динамическая вязкость (Па·с) промывочной жидкости, при которых был создан четвертый режим; $p'_{к.п}$, $p''_{к.п}$ – расчетное значение потери давления в кольцевом пространстве соответственно, при первом (втором, третьем) и четвертом режимах, МПа; $(p''_н - p'_н)$, $(p'''_н - p'_н)$ – дополнительное противодавление на пласт, созданное соответственно при втором и третьем режимах, Па.

6.I.I.23. Если после возобновления бурения на промывочной жидкости с новым значением плотности $(\delta''_{п.ж})$ не будет отмечено отклонение фоновой интенсивности фильтрации промывочной жидкости от ее постоянного значения, то в системе "скважина-пласт" существует равновесие и формулы (6.I3, 6.I4, 6.I5) будут иметь вид

$$p_{пл} = g\delta''_{п.ж} H_1 + p''_{к.п}. \quad (6.I$$

6.I.I.24. Пластовое давление при бурении на промывочной жидкости, обладающей свойствами неньютоновской жидкости, рассчитывается по формуле

$$p_{пл} = g\delta''_{п.ж} H_1 + p''_{к.п} - \Delta p_o, \quad (6.I$$

где Δp_o – начальный перепад давлений неньютоновской жидкости, Па.

6.I.I.25. Пример расчета пластового давления.

Глубина скважины, м (H_1)	– 2I00
Диаметр скважины, м (D_c)	– 0,2953
Наружный диаметр бурильных труб, м $(d_{б.т})$	– 0,I40
Плотность промывочной жидкости, кг/м^3 $(\delta'_{п.ж})$	– I200
Структурная вязкость промывочной жидкости, Па·с (h)	– IxI0^{-3}
Динамическое напряжение сдвига, Па (τ)	– 8,I6
Расход промывочной жидкости на входе в скважину, м^3/с $(Q_{вх})$	– 0,032

Расход промывочной жидкости на выходе из скважины, м^3/с $(Q'_{вых}, Q''_{вых})$	0,030; 0,0275
Интенсивность фоновой фильтрации промывочной жидкости, м^3/с $(\Delta q_ф)$	0,00005
Давление в нагнетательной линии при	
– первом режиме, Па $(p'_н)$	9,80xI0^6
– втором режиме, Па $(p''_н)$	II,27xI0^6
Мощность пробуренного интервала при	
– первом режиме, м (Δh_1)	2,0
– втором режиме, м (Δh_2)	I,8
Время бурения интервала при	
– первом режиме, с (t_1)	I800
– втором режиме, с (t_2)	I500

Темп замещения промывочной жидкости выбуренной породы при

– первом режиме, м^3/с $(\Delta q'_з)$ $\frac{0,785 \times 0,2953^2 \times 2,0}{I800} = 0,000076$

– втором режиме, м^3/с $(\Delta q''_з)$ $\frac{0,785 \times 0,2953^2 \times I,8}{I500} = 0,000082$

Интенсивность фильтрации промывочной жидкости в пласт при

– первом режиме, м^3/с (ΔQ_1) 0,032 – 0,030–0,00005 – – 0,000076 = 0,00I874

– втором режиме, м^3/с (ΔQ_2) 0,032 – 0,0275 – 0,00005 – – 0,000082 = 0,004368

Дифференциальное давление в системе "скважина-пласт" при первом режиме, Па (Δp_1) $\frac{(II,27-9,80)xI0^6 \times 0,00I874}{0,004368 - 0,00I874} = I,I05 \times I0^6$

Скорость течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве, м/с $V_{к.п} = \frac{4\, Q'_{вых}}{\pi (D_c^2 - d_{б.т}^2)}$

$$V_{к.п} = \frac{4 \times 0,030}{3,I4 \times (0,2953^2 - 0,I40^2)} = 0,568$$

Обобщенный критерий Рейнольдса $Re = \frac{10\,\delta'_{вых} V_{к.п} (D_c - d_{б.т})}{g\left(h + \tau \frac{D_c - d_{б.т}}{6 V_{к.п}}\right)}$

$$Re = \frac{10 \times 1200 \times 0{,}568(0{,}2953 - 0{,}140)}{9{,}81(1\times10^{-2} + 8{,}16\,\frac{0{,}2953 - 0{,}140}{6 \times 0{,}568})} = 282,$$

т.е. режим течения ламинарный

Коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве при ламинарном режиме течения промывочной жидкости

$$\lambda = \frac{80}{Re}$$

$$\lambda = \frac{80}{282} = 0{,}284$$

Потери давления в кольцевом пространстве, Па

$$p_{кл} = 0{,}826\,\lambda\,\delta'_{пж}\frac{(Q'_{вых})^2 H_1 \times 10^3}{(D_c - d_{бт})^3 (D_c + d_{бт})^2}$$

$$p_{кл} = 0{,}826 \times 0{,}284 \times 1200\,\frac{0{,}030^2 \times 2100 \times 10^3}{(0{,}2953-0{,}14)^3 \times (0{,}2953+0{,}14)^2} = 0{,}750\times10^6$$

Забойное давление при первом режиме, Па ($p'_{заб}$)

$$9{,}81 \times 1200 \times 2100 + 0{,}750\times10^6 = 24{,}72\times10^6 + 0{,}750\times10^6 = 25{,}471\times10^6$$

Пластовое давление, Па $p_{пл} = (25{,}471 - 1{,}105)\times10^6 = 24{,}366\times10^6$

6.1.2. Порядок определения АВПД по методу установившегося уровня

6.1.2.1. В процессе бурения скважины при достижении исследуемого пласта углубление забоя и промывка ствола скважины (без подъема инструмента) временно приостанавливаются, и скважина выдерживается в покое до установившегося уровня промывочной жидкости.

6.1.2.2. Пластовое давление определяется по установившемуся уровню промывочной жидкости, т.е. рассчитывается по формуле

$$p_{пл} = g\delta_{пж}(H_{заб} - H_{ур}), \qquad (6.18)$$

где $\delta_{пж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $H_{заб}$ - глубина забоя скважины, м; $H_{ур}$ - глубина установившегося уровня промывочной жидкости, м.

6.1.2.3. Если в качестве промывочной жидкости используется вязко-пластичная (неньютоновская) жидкость, то пластовое давление определяется по формуле

$$p_{пл} = g\delta_{пж}(H_{заб} - H_{ур}) - \Delta p_o, \qquad (6.19)$$

где Δp_o - начальное дифференциальное давление неньютоновской жидкости в Па, который рассчитывается по формуле

$$\Delta p_o = \frac{\alpha\tau_o}{\sqrt{k}}, \qquad (6.20)$$

здесь α - постоянный коэффициент, который изменяется в пределах $(162 \div 180)\times10^{-4}$; τ_o - напряжение сдвига промывочной жидкости; k - проницаемость пласта.

6.1.2.3. Если забойное давление меньше пластового ($p_{заб} < p_{пл}$), и промывочная жидкость обладает свойствами неньютоновской жидкости, то пластовое давление определяется по формуле

$$p_{пл} = g\delta_{пж}H_{заб} + p_т + \Delta p_o, \qquad (6.21)$$

где $p_т$ - давление на устье скважины при закрытом превенторе, Па.

6.1.3. Порядок определения АВПД по данным газометрии скважин

6.1.3.1. Если в процессе бурения скважины отмечается содержание в промывочной жидкости газа, то прежде всего необходимо установить источник газопроявления. Для этого приостанавливают процесс бурения и приподнимают бурильный инструмент с долотом на 1-2 м выше забоя. Промывку скважины осуществляют без изменения режима работы буровых наносов.

6.1.3.2. В том случае, если по истечении времени, необходимого для выхода на устье забойной пачки промывочной жидкости, газопроявление прекратилось, то его источником является дегазация выбуренной породы в процессе транспортирования ее на поверхность восходящим потоком промывочной жидкости.

В данном случае пластовое давление определяют графоаналитическим методом с использованием следующей формулы

$$p_{пл} = \frac{K_г\, p_{ат}\, T_{пл}\, z_{пл}\, q}{T_у R S m \Psi}, \qquad (6.22)$$

где $K_г$ - газосодержание промывочной жидкости, равное отношению объема содержащегося в жидкости газа к объему жидкой фазы, м^3/м^3; $p_{ат}$ - атмосферное давление, равное $0{,}1013\times10^6$ Па; $T_{пл}$ - пластовая термодинамическая температура, К; $z_{пл}$ - коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях, безразмерный; q - подача бурового насоса, м^3/с; $T_у$ - устьевая термодинамическая температура, К; R - механическая скорость проходки, м/с; S - площадь забоя, м^2; m - пористость выбуренной породы в шламе, доли единицы; Ψ - газонасыщенность горной породы, доли единицы.

Здесь газосодержание промывочной жидкости ($K_г$) определяют по формуле

$$K_г = \frac{\varphi}{1-\varphi}, \qquad (6.23)$$

где φ - концентрация газа в промывочной жидкости, численно равная отношению объема газа, заключенного в жидкости, к объему газожидкостной смеси при атмосферном давлении и температуре на устье скважины ($T_у$), $м^3/м^3$.

6.I.3.3. Если в скважину закачивают промывочную жидкость с некоторым остаточным газосодержанием ($К_{г.о}$), и если имеет место фильтрация газа в скважину из пласта, расчетное газосодержание определяют по формуле

$$К_г = К_{г.в} - К_{г.ф} - К_{г.о}, \qquad (6.24)$$

где $К_{г.в}$ - газосодержание выходящей из скважины промывочной жидкости, $м^3/м^3$; $К_{г.ф}$ - газосодержание промывочной жидкости за счет фильтрации газа из пласта, $м^3/м^3$; $К_{г.о}$ - остаточное газосодержание закачиваемой в скважину промывочной жидкости, $м^3/м^3$.

6.I.3.4. Для подсчета пластового давления формула (6.22) приводится к следующему виду

$$\frac{p_{пл}}{z_{пл}} = \frac{K_г p_{ат} T_{пл} q}{T_у R S m \varphi}, \qquad (6.25)$$

где $\frac{p_{пл}}{z_{пл}}$ - параметр пластового давления, Па.

6.I.3.5. В осях координат $x = p$, $y = \frac{p}{z}$ строят линию, параллельную оси абсцисс, проходящую через ось ординат, в точке, соответствующей рассчитанному числовому значению параметра пластового давления $\frac{p_{пл}}{z_{пл}}$ (уравнение этой линии $y = \frac{p_{пл}}{z_{пл}}$). График определения пластового давления приведен на рис.6.I.

Далее проводят вычисление параметра пластового давления $\frac{p}{z}$ для произвольного ряда давлений, заведомо меньших и больших пластового давления при температуре $T_{пл}$ и по полученным значениям строят кривую зависимости $\frac{p}{z} = f(p)$. Из точки пересечения этой кривой с прямой линией $y = \frac{p_{пл}}{z_{пл}}$ опускают перпендикуляр на ось абсцисс и получают числовое значение пластового давления.

6.I.3.6. Пример определения пластового давления графо-аналитическим методом

Глубина забоя скважины $H_з$ = 7020 м;

Концентрация газа в промывочной жидкости φ = 0,I;

Подача бурового насоса при промывке q = 0,025 $м^3/с$;

Механическая скорость бурения R = 0,0007603 м/с;

Площадь забоя скважины S = 0,035968 $м^2$;

Пластовая температура $T_{пл}$ = 520 К;

Температура промывочной жидкости на выходе из скважины $T_у$ = 370 К;

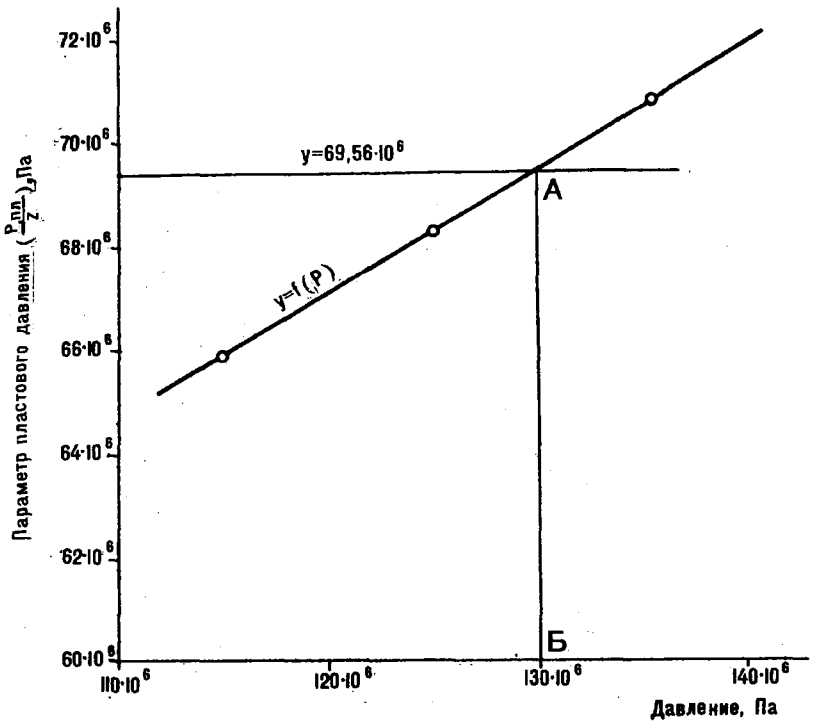


Рис.6.1. Определение пластового давления графо-аналитическим методом.

Атмосферное давление $p_{ат} = 0{,}1013 \times 10^6$ Па;

Пористость песчаника в шламе $m = 0{,}21$;

Газонасыщенность песчаника $\psi = 0{,}98$;

По формуле (6.23) определяют газосодержание бурового р твора

$$K_г = \frac{0{,}1}{1 - 0{,}1} = 0{,}11;$$

По формуле (6.25) определяют параметр пластового давлени

$$\frac{P_{пл}}{Z_{пл}} = \frac{0{,}11 \times 0{,}1013 \times 10^6 \times 520 \times 0{,}025}{370 \times 0{,}0007603 \times 0{,}035968 \times 0{,}21 \times 0{,}98} = 69{,}56 \times 10^6$$

Строим линию $y = 69{,}56 \times 10^6$ Па (рис.6.1).

Определяют параметры давления для трех его значений, зам мо меньших и больших пластового давления, при пластовой темпе туре $T_{пл} = 520$ К.

Полагаем, что $115 \times 10^6 < p_{пл} < 135 \times 10^6$, поэтому расчет пар метров производят для произвольных давлений, например, 115×10^6; 125×10^6; 135×10^6 Па.

Для указанных давлений коэффициенты сжимаемости газа приня ты равными 1,745; 1,830 и 1,905, а параметры пластового давлени соответственно равны $65{,}90 \times 10^6$, $68{,}31 \times 10^6$ и $70{,}87 \times 10^6$ Па.

Строят линию $y = f(p)$, которая пересекается с линией $y = 69{,}56 \times 10^6$ в точке "А" (рис.6.1).

Из точки "А" опускают перпендикуляр до пересечения с ос абсцисс. Значение абсциссы в точке пересечения "Б" равно вели не пластового давления. В данном случае $p_{пл} = 130 \times 10^6$ Па.

6.1.3.7. Если по истечении времени, необходимого для выхо на устье забойной пачки промывочной жидкости, газопроявление прекращается (промывочная жидкость насыщена газом), то имеет м сто фильтрация (приток) газа из пласта в скважину.

6.1.3.8. В этом случае для выявления границ по вертикали (кровля, подошва) газопроявляющих горизонтов, и определения пластового давления проводят исследование скважины методом га метрии.

6.1.3.9. Для этого до забоя исследуемой скважины на бури ных трубах спускают глубинный манометр, имеющий сообщение с трубным пространством, и проводят промывку скважины на неско ких стационарных режимах работы буровых насосов (q', q'', q''', ..., q^n). При этом не должно произойти глушение газопроявления и допустим переход газопроявления в выброс.

6.1.3.10. При устойчивой дегазации промывочной жидкости в течение каждого режима промывки, продолжительность которого устанавливается не менее одного полного цикла, необходимо обеспечить стабилизацию газосодержания промывочной жидкости (K_i', K_i'', K_i''', ..., K_i^n).

6.1.3.11. Газосодержание промывочной жидкости определяют по формуле

$$K = K_в - K_з, \tag{6.26}$$

где $K_в$ – газосодержание промывочной жидкости, выходящей из скважины, м³/м³; $K_з$ – остаточное газосодержание промывочной жидкости, закачиваемой в скважину, м³/м³.

6.1.3.12. Дебиты газа за счет фильтрации его из открытого ствола скважины при глубине манометра L_i определяют по формулам

$$Q_i' = q' K_i', \tag{6.27}$$

$$Q_i'' = q'' K_i'', \tag{6.28}$$

$$Q_i''' = q''' K_i''', \ \ldots, \tag{6.29}$$

$$Q_i^n = q^n K_i^n, \tag{6.30}$$

i – порядковый номер глубины манометра снизу вверх.

6.1.3.13. После регистрации давлений (p_1', p_1'', p_1''', ..., p_1^n) и газосодержания промывочной жидкости (K_1', K_1'', K_1''', ..., K_1^n), соответствующих глубине манометра L_1, бурильные трубы поднимают на 20-30 м и при глубине манометра L_2 на тех же стационарных режимах работы буровых насосов (q', q'', q''', ..., q^n), проводят замер и регистрацию давлений (p_2', p_2'', p_2''', ..., p_2^n) и газосодержания промывочной жидкости (K_2', K_2'', K_2''', ..., K_2^n).

6.1.3.14. По мере подъема бурильных труб и промывки на более высоких уровнях от забоя газосодержание промывочной жидкости непрерывно уменьшается за счет отключения нижних газопроявляющих интервалов.

6.1.3.15. Если на некоторой глубине L_i при всех режимах промывки газопроявления отсутствуют, дальнейшее исследование прекращают.

6.1.3.16. Результаты замера давления и определения газосодержания промывочной жидкости, проведенные на некоторых глубинах манометра, представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.I

Результаты замера давления и определения газосодержания промывочной жидкости

Глубина манометра, м	Давление на глубине при различных режимах промывки, Па			Газосодержание промывочной жидкости, $м^3/м^3$		
	$q'=0,025$ $м^3/с$	$q''=0,040$ $м^3/с$	$q'''=0,050$ $м^3/с$	$q'=0,025$ $м^3/с$	$q''=0,040$ $м^3/с$	$q'''=0,050$ $м^3/с$
6000	$91,92 \times 10^6$	$94,26 \times 10^6$	$96,31 \times 10^6$	0,7900	0,3450	0,1700
5940	$91,00 \times 10^6$	$93,31 \times 10^6$	$95,32 \times 10^6$	0,4900	0,2150	0,1054
5880	$90,06 \times 10^6$	$92,32 \times 10^6$	$94,32 \times 10^6$	0,4900	0,2150	0,1054
5820	$89,13 \times 10^6$	$91,34 \times 10^6$	$93,33 \times 10^6$	0,2180	0,09625	0,0486
5760	$88,20 \times 10^6$	$90,37 \times 10^6$	$92,28 \times 10^6$	0,2180	0,09625	0,0486
5700	$87,27 \times 10^6$	$89,39 \times 10^6$	$91,27 \times 10^6$	0,2180	0,09625	0,0486
5640	$86,33 \times 10^6$	$88,42 \times 10^6$	$90,27 \times 10^6$	0,0000	0,0000	0,0000

6.I.3.I7. Интервалы между предыдущими и последующими глубинами измерений являются интервалами исследования: L_1-L_2, L_2-L_3, L_3-L_4, ... , $L_{i-1}-L_i$.

6.I.3.I8. Расчет давления на середине первого интервала исследования между глубинами L_1 и L_2 проводят по формулам

$$p_{1-2}=\frac{1}{2}(p_1'+p_2'), \tag{6.31}$$

$$p''_{1-2}=\frac{1}{2}(p''_1+p''_2), \tag{6.32}$$

$$p'''_{1-2}=\frac{1}{2}(p'''_1+p'''_2),\ldots, \tag{6.33}$$

$$p^n_{1-2}=\frac{1}{2}(p^n_1+p^n_2). \tag{6.34}$$

6.I.3.I9. Расчет давления на середине интервала исследования от глубины L_{i-1} до глубины L_i проводят по формулам

$$p'_{(i-1)-i}=\frac{1}{2}(p'_{i-1}+p'_i), \tag{6.35}$$

$$p''_{(i-1)-i}=\frac{1}{2}(p''_{i-1}+p''_i), \tag{6.36}$$

$$p'''_{(i-1)-i}=\frac{1}{2}(p'''_{i-1}+p'''_i),\ldots, \tag{6.37}$$

$$p^n_{(i-1)-i}=\frac{1}{2}(p^n_{i-1}+p^n_i). \tag{6.38}$$

6.I.3.20. Расчет дебитов газа для первого интервала исследования между глубинами L_1 и L_2 проводят по формулам

$$Q'_{1-2}=q'(K'_1-K'_2), \tag{6.39}$$

$$Q''_{1-2}=q''(K''_1-K''_2), \tag{6.40}$$

$$Q'''_{1-2}=q'''(K'''_1-K'''_2),\ldots, \tag{6.41}$$

$$Q^n_{1-2}=q^n(K^n_1-K^n_2). \tag{6.42}$$

Результаты определения давления и газосодержания промывочной жидкости для исследуемых интервалов приведены в табл. 6.2.

6.I.3.2I. Расчет дебитов газа для интервала исследования от глубины L_{i-1} до глубины L_i проводят по формулам

$$Q'_{(i-1)-i}=q'(K'_{i-1}-K'_i), \tag{6.43}$$

Таблица 6.2

Привязка данных измерения давления и газосодержания промывочной жидкости к исследуемым интервалам

Глубина манометра, м	Интервал исследования, м	Давление на середине исследуемых интервалов при различных режимах промывки, Па			Газосодержание промывочной жидкости в исследуемых интервалах, м³/м³		
		$q'=0,025$ м³/с	$q''=0,040$ м³/с	$q'''=0,050$ м³/с	$q'=0,025$ м³/с	$q''=0,040$ м³/с	$q'''=0,050$ м³/с
6000	–	–	–	–	–	–	–
5940	6000–5940	$91,46\times10^6$	$93,79\times10^6$	$95,82\times10^6$	0,3000	0,13000	0,0646
5880	5940–5880	$90,53\times10^6$	$92,81\times10^6$	$94,82\times10^6$	0,0000	0,0000	0,0000
5820	5880–5820	$89,59\times10^6$	$91,83\times10^6$	$93,83\times10^6$	0,2720	0,11875	0,0568
5760	5820–5760	$88,67\times10^6$	$90,86\times10^6$	$92,79\times10^6$	0,0000	0,0000	0,0000
5700	5760–5700	$87,73\times10^6$	$89,89\times10^6$	$91,78\times10^6$	0,0000	0,0000	0,0000
5640	5700–5640	$86,80\times10^6$	$88,91\times10^6$	$90,77\times10^6$	0,2180	0,09625	0,0486

$$Q''_{(i-1)-i} = q''(K''_{i-1} - K''_i), \quad (6.44)$$

$$Q'''_{(i-1)-i} = q'''(K'''_{i-1} - K'''_i), \ldots, \quad (6.45)$$

$$Q^n_{(i-1)-i} = q^n(K^n_{i-1} - K^n_i). \quad (6.46)$$

6.I.3.22. Если в некотором интервале исследования от глубины L_{i-1} до глубины L_i имеет место $K'_{i-1} - K'_i = 0$, $K''_{i-1} - K''_i = 0$, $K'''_{i-1} - K'''_i = 0$, ..., $K^n_{i-1} - K^n_i = 0$, то в указанном интервале газопроявления отсутствуют (либо в разрезе нет газонасыщенных пластов либо $p_{заб} > p_{пл}$). Интервалы, где газосодержание промывочной жидкости между соседними глубинами манометра отличается друг от друга хотя бы на одном режиме промывки, относятся к газопроявляющим.

6.I.3.23. Производят расчет давлений во второй степени на середине исследуемых интервалов, а также дебитов газа из этих же интервалов, которые приведены в табл. 6.3.

6.I.3.24. Для определения пластового давления по данным табл. 6.3 для каждого интервала исследования строят графики зависимости дебита газа Q от величины давления во второй степени P^2 (рис.6.2) и экстраполируют их до пересечения с осью ординат (давления во второй степени). Ординаты точек пересечения численно равны величине пластового давления во второй степени соответствующего интервала.

6.I.3.25. Пластовое давление определяют по формуле

$$p_{пл} = \sqrt{P^2}, \quad (6.47)$$

где P^2 - ордината точки пересечения линии $Q = f(P^2)$ соответствующего интервалам с осью ординат, Па.

6.I.3.26. Пример определения пластовых давлений

Исходные данные:

Глубина скважины L_1 = 6000 м;

Плотность промывочной жидкости $\delta_{пж}$ - 1530 кг/м³;

Открытый ствол в интервале 4600 - 6000 м;

В интервале 5500 - 6000 м отмечены газопроявления.

Пластовые давления неизвестны.

Манометр на бурильных трубах спускают до глубины 6000 м и производят промывку скважины на трех режимах работы буровых насосов: $q' = 0,025$ м³/с; $q'' = 0,040$ м³/с; $q''' = 0,050$ м³/с. Замеряют газосодержание промывочной жидкости на устье скважины K'_1,

Таблица 6.3

Результаты расчета дебитов газа, полученных из исследуемых интервалов, и давлений на середине этих интервалов

Интервал исследования, м	Давление на середине исследуемого интервала во второй степени, Па			Дебит газа, полученный из исследуемого интервала, м³/с		
	$q'=0,025$ м³/с	$q''=0,040$ м³/с	$q'''=0,050$ м³/с	$q'=0,025$ м³/с	$q''=0,040$ м³/с	$q'''=0,050$ м³/с
6000-5940	$8364,93 \times 10^{12}$	$8796,56 \times 10^{12}$	$9181,47 \times 10^{12}$	0,0075	0,00520	0,00323
5940-5880	$8195,68 \times 10^{12}$	$8613,69 \times 10^{12}$	$8990,83 \times 10^{12}$	0,00000	0,00000	0,00000
5880-5820	$8026,37 \times 10^{12}$	$8432,75 \times 10^{12}$	$8804,07 \times 10^{12}$	0,00680	0,00475	0,00284
5820-5760	$7862,36 \times 10^{12}$	$8255,54 \times 10^{12}$	$8609,98 \times 10^{12}$	0,00000	0,00000	0,00000
5760-5700	$7696,55 \times 10^{12}$	$8080,21 \times 10^{12}$	$8423,57 \times 10^{12}$	0,00000	0,00000	0,00000
5700-5640	$7534,24 \times 10^{12}$	$7905,99 \times 10^{12}$	$8239,19 \times 10^{12}$	0,00545	0,00385	0,00243

K_1'', K_1''' и давление на глубине 6000 м p_1', p_1'', p_1'''.

Данные измерений приведены в табл.6.I. Затем такие же измерения производят на глубине 5940, 5880, 5760, 5700, 5640 м.

В процессе промывки на глубине 5640 м буровой раствор оказался лишенным газовой фазы, следовательно, выше глубины 5640 м газопроявляющие пласты отсутствуют, и поэтому дальнейшее исследование прекращено.

В табл.6.2 показана привязка данных измерений к исследуемому интервалу.

Из табл.6.2 видно, что газопроявляющими интервалами являются 6000-5940, 5880-5820, 5700-5640 м.

6.I.3.27. Определяют дебиты газа и результаты заносят в табл.6.3. По данным табл.6.3 строят графики зависимости дебитов газа от давлений во второй степени $Q = f(P^2)$. Отрезки, отсекаемые на оси ординат, соответствуют величине пластового давления во второй степени. На оси ординат получены следующие значения: 9800×10^{12}, 9360×10^{12}, 8800×10^{12} Па (рис.6.2).

6.I.3.28. По формуле (6.47) определяют пластовые давления и их градиенты на середине интервалов исследования. Результаты определения приведены в табл.6.4.

Таблица 6.4

Результаты определения пластового давления и их градиентов на середине интервалов исследования

Глубина, м	Пластовое давление, Па	Градиент пластового давления, Па/м
5970	$99,0 \cdot 10^6$	$16,58 \cdot 10^3$
5850	$96,7 \cdot 10^6$	$16,53 \cdot 10^3$
5670	$93,8 \cdot 10^6$	$16,54 \cdot 10^3$

6.I.3.29. Строят график изменения градиента пластового давления с глубиной (рис.6.3) и экстраполируют его до глубины 6200 м. Получают величину прогнозного градиента пластового давления, равного $16,71 \cdot 10^3$ Па/м.

6.I.3.30. Определяют прогнозную величину пластового давления на глубине 6200 м по формуле (5.13)

$$p_{пл} = 16,71 \times 10^3 \times 6200 = 103,6 \times 10^6 \text{ Па}.$$

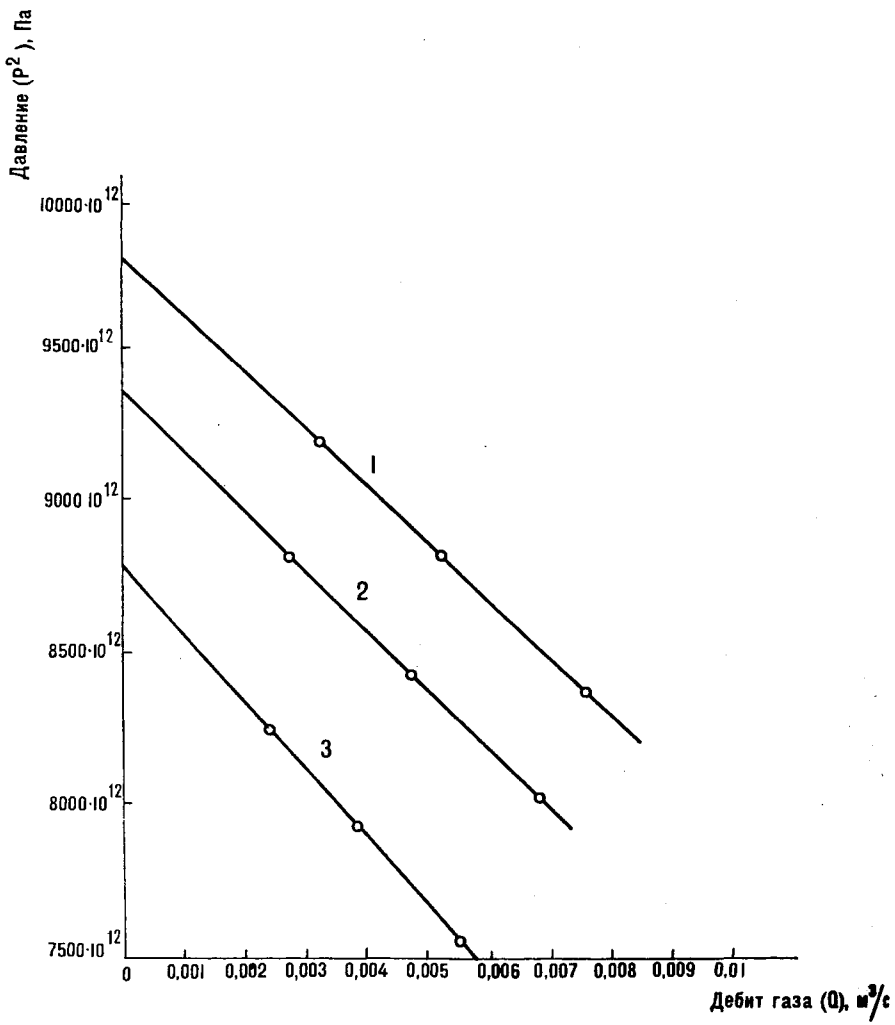


Рис.6.2. Определение пластовых давлений газопроявляющих горизонтов.

I-интервал 6000-5940м, 2-интервал 5880-5820м, 3-интервал 5700-5640м.

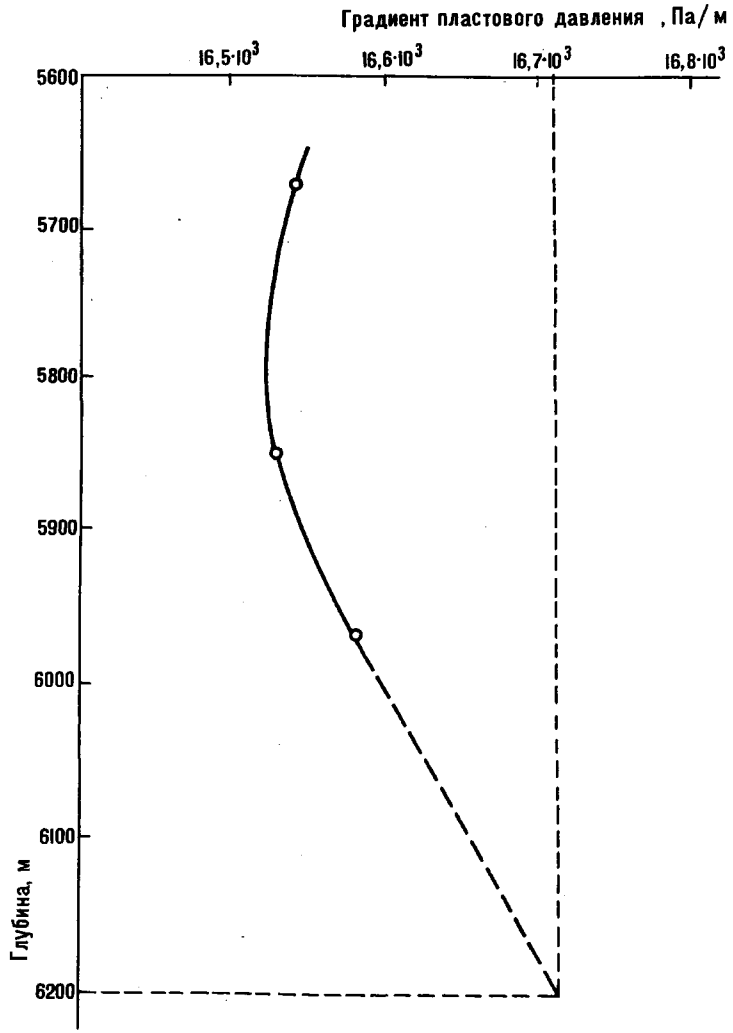


Рис.6.3. Определение градиента пластового давления на опережающей глубине.

6.2. Оценка пластовых давлений по технологическим данным бурения

6.2.I. Порядок определения АВПД по "нормализованной скорости проходки"

6.2.I. Определение АВПД по методу d-экспоненты

I. В процессе проводки скважины регистрируют технологические параметры бурения (диаметр долота, м; частоту вращения долота, об/с; осевую нагрузку на долото, Н; механическую скорость проходки, м/с; плотность промывочной жидкости, кг/м^3).

2. Определяют значения d-экспон нты, которые рассчитываются по формуле

$$d = \frac{\lg \frac{R}{60n}}{\lg \frac{0{,}102W}{10^7 D}}, \qquad (6.48)$$

где R - механическая скорость проходки, м/с; n - частота вращения долота, об/с; W - осевая нагрузка на долото, Н; D - диаметр долота, м.

3. Определяют значения скорректированной d-экспоненты, которые рассчитываются по формуле

$$d_c = d\frac{N}{\gamma_{экв}}, \qquad (6.49)$$

где d_c - значение скорректированной d-экспоненты; d - значение d-экспоненты; N - градиент нормального пластового давления, Па/м; $\gamma_{экв}$ - эквивалентный удельный вес промывочной жидкости, учитывающий потери давления в кольцевом пространстве скважины во время промывки*, Н/м^3.

4. Эквивалентный удельный вес промывочной жидкости определяют по формуле

$$\gamma_{экв} = \gamma + \frac{\Delta p_c}{H_з}, \qquad (6.50)$$

где $\gamma_{экв}$ - эквивалентный удельный вес промывочной жидкости, Н/м^3; γ - фактический удельный вес промывочной жидкости, Н/м^3; Δp_c - потери давления в кольцевом пространстве скважины во время промывки (бурения), Па; $H_з$ - глубина забоя скважины, м.

---

* Величина $H_з\gamma_{экв}$ численно равна величине забойного давления во время бурения с учетом потери давления в кольцевом пространстве.

5. В полулогарифмическом масштабе строят график зависимости значений скорректированной d-экспоненты от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения скорректированной d-экспоненты; по оси ординат, представленной в линейном масштабе приводят значения глубины.

6. По точкам скорректированной d-экспоненты в зоне нормального пластового давления проводят линию нормального изменения, которую экстраполируют до исследуемой глубины.

7. При смене диаметра долот, т.е. при изменении соотношения W/D, линию нормального изменения скорректированной d-экспоненты корректируют. Для этого, условно, принимают, что пластовое давление в интервале смены долот не изменяется. По последней точке (или группе точек) скорректированной d-экспоненты (d_d), рассчитанной по параметрам режима бурения долотом большего диаметра, в линейном масштабе определяют расстояние, на котором эта точка d_c отстоит от линии нормального изменения скорректированной d-экспоненты - Δl. От первой точки (или группы точек) скорректированной d-экспоненты, рассчитанной по параметрам режима бурения долотом меньшего диаметра, откладывают расстояние Δl и параллельно уже проведенной выше линии нормального изменения скорректированной d-экспоненты строят ее продолжение.

8. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствуют отклонения значений скорректированной d-экспоненты от линии нормального изменения в меньшую сторону (рис.6.4).

9. Градиент пластового давления в зоне повышенных и аномально-высоких пластовых давлений рассчитывают по формуле

$$\Gamma = N\frac{d_{сп}}{d_{со}}, \qquad (6.5I)$$

где Γ - градиент пластового давления, Па/м; N - градиент нормального пластового давления, Па/м; $d_{сп}$ - значение скорректированной d-экспоненты для исследуемой глубины, снятое с линии нормального изменения; $d_{со}$ - фактическое значение скорректированной d-экспоненты, рассчитанное для исследуемой глубины по формуле (6.49).

I0. Для определения значений градиентов пластового давления в зоне АВПД можно пользоваться палеткой наложения, которая использует обратный логарифмический масштаб оси абсцисс (см.

Рис.6.4. Определение пластового давления по методу d-экспоненты.

рис.6.4). При этом с линией нормального изменения скорректированной d-экспоненты, экстраполированной в зону АВПД, совмещается линия палетки I,0, а по числовому значению линии палетки совпавшей с исследуемой точкой скорректированной d-экспоненты, устанавливается градиент пластового давления для этой точки.

II. Значение пластового давления на исследуемой глубине определяют по формуле

$$P_{пл} = \Gamma H_a , \qquad (6.52)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление Па; Γ - градиент пластового давления, Па/м; H_a - глубина скважины, для которой определяется пластовое давление, м.

6.2.I.2. Определение АВПД по методу "равновесной" d-экспоненты

I. В процессе проводки скважины регистрируют параметры режима бурения (диаметр долота, м; частоту вращения долота, об/с; осевую нагрузку на долото, Н; механическую скорость проходки, м/с; плотность промывочной жидкости, кг/м^3).

2. Определяют значения d-экспоненты, которые рассчитываются по формуле (6.48).

3. В полулогарифмическом масштабе строят график зависимости значений d-экспоненты от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения d-экспоненты; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения глубины.

4. В зоне нормального пластового давления выбирают несколько точек, характеризующихся одинаковыми значениями плотности промывочной жидкости и другими параметрами режима бурения.

5. Для выбранных точек d-экспоненты определяют значения "равновесной" d-экспоненты , которые рассчитываются по формуле

$$d_p = N \frac{d}{\gamma_{экв}}, \qquad (6.53)$$

где N - градиент нормального пластового давления, Па/м; d - значения d- экспоненты, рассчитанные по формуле (6.48); $\gamma_{экв}$ - эквивалентный удельный вес промывочной жидкости в Н/м^3, рассчитанный по формуле (6.50).

6. Через точки "равновесной" d-экспоненты проводят линию изменения "равновесной" d-экспоненты (рис.6.5), которую экстраполируют до исследуемой глубины.

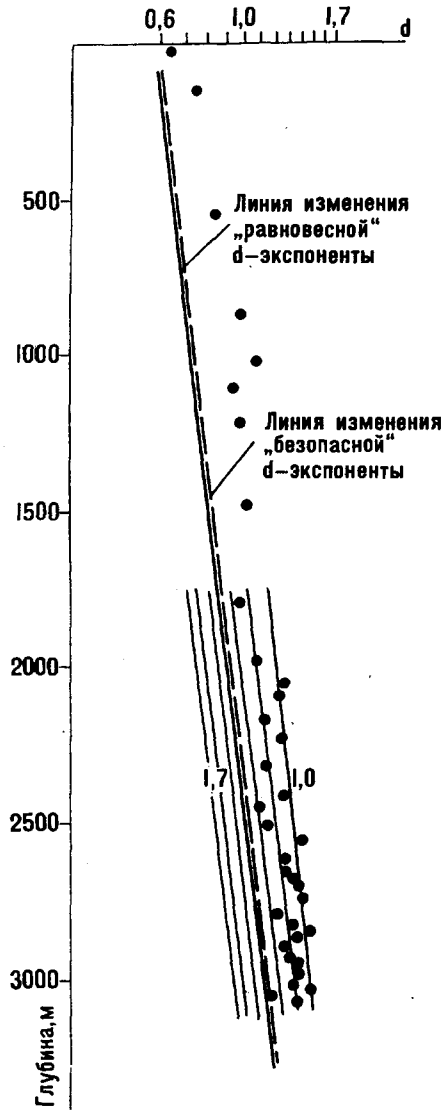


Рис. 6.5. Схема определения пластовых давлений по методу „равновесной" d-экспоненты.

7. На графике, приведенном на рис.6.5, положения точек, соответствующих значениям d-экспоненты на разных глубинах, относительно линии изменения "равновесной" d-экспоненты, характеризуют взаимодействие промывочной жидкости с пластами, вскрытыми по разрезу скважины:

- если точка d-экспоненты лежит слева от линии изменения "равновесной" d-экспоненты, то на этой глубине имеет место превышение пластового давления над давлением в скважине, создаваемым столбом промывочной жидкости ($p_{пл} > p_c$);
- если точка d-экспоненты лежит на линии изменения "равновесной" d-экспоненты, то на этой глубине имеет место равновесие между пластовым давлением и давлением в скважине, создаваемым столбом промывочной жидкости ($p_{пл} = p_c$);
- если точка d-экспоненты лежит справа от линии изменения "равновесной" d-экспоненты, то на этой глубине имеет место превышение давления в скважине, создаваемого столбом промывочной жидкости, над пластовым давлением ($p_{пл} < p_c$).

8. Градиент пластового давления в любой точке разреза рассчитывают по формуле

$$\Gamma = \gamma_{экв} \frac{d_p}{d}, \qquad (6.54)$$

где $\gamma_{экв}$ - эквивалентный удельный вес промывочной жидкости, Н/м^3; d_p - значение d-экспоненты для исследуемой глубины, снятое с линии изменения "равновесной" d-экспоненты; d - значение d-экспоненты для исследуемой глубины, рассчитанное по формуле (6.48).

9. Для безопасности бурения скважин параллельно линии изменения "равновесной" d-экспоненты, проводят линию изменения "безопасной" d-экспоненты, которую строят по точкам, соответствующим значениям "безопасной" d-экспоненты, рассчитанным по формуле

$$d_б = \gamma_{экв} \frac{d_p}{\gamma_{экв} - \Delta\gamma}, \qquad (6.55)$$

где $\gamma_{экв}$ - эквивалентный удельный вес промывочной жидкости, Н/м^3; d_p - значение "равновесной" d-экспоненты; $\Delta\gamma$ - "безопасное" превышение удельного веса промывочной жидкости, которое выбирается согласно действующим нормативным документам, Н/м^3.

10. Для определения значений градиентов пластового давления в зоне АВПД можно пользоваться палеткой наложения, которая

использует обратный логарифмический масштаб оси абсцисс (см. рис.6.5). При этом с линией "равновесной" d-экспоненты совмещается линия палетки, соответствующая значению эквивалентного удельного веса промывочной жидкости ($\gamma_{экв}$), а по числовому значению линии, совпавшей с исследуемой точкой d- экспоненты, устанавливается градиент пластового давления для этой точки.

6.2.I.3. Определение АНПД по методу "варьирующей нормализованной скорости проходки"

I. В процессе механического бурения регистрируют технологические параметры бурения (диаметр долота, м; частоту вращения долота, об/с: осевую нагрузку на долото, Н; механическую скорость проходки, м/с; плотность промывочной жидкости, кг/м³).

2. Бурение в интервалах глубин с известным пластовым давлением и, характеризующиеся литологически однородными породами, осуществляют буровым инструментом, компановка и типоразмер долота которого соответствуют характеристике инструмента, рекомендованного для вскрытия отложений с неизвестным пластовым давлением. При этом соблюдается соответствие параметров режима бурения, которые постоянно поддерживаются на заданном уровне.

3. В процессе этих экспериментальных долблений поддерживают постоянное или переменное дифференциальное давление на забое скважины, что достигается путем изменения потерь давления на выходе промывочной жидкости из скважины. или регулированием подачи буровых насосов.

4. По технологическим данным бурения, полученным по результатам всех долблений в зоне с известным пластовым давлением определяют значения d-экспоненты, которые рассчитываются по формуле (6.48).

5. В полулогарифмическом масштабе строят зависимость значений d-экспоненты от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения d-экспоненты; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения глубины.

6. Если в процессе экспериментальных долблений поддерживалось постоянное дифференциальное давление, то через точки d-экспоненты, соответствующие этим долблениям, проводят линию равных Δp, которая обозначается $\Delta p_э$ и получает цифровой символ равный значению дифференциального давления (рис.6.6,а). Линии равных $\Delta p_э$ экстраполируют в зону с неизвестным пластовым

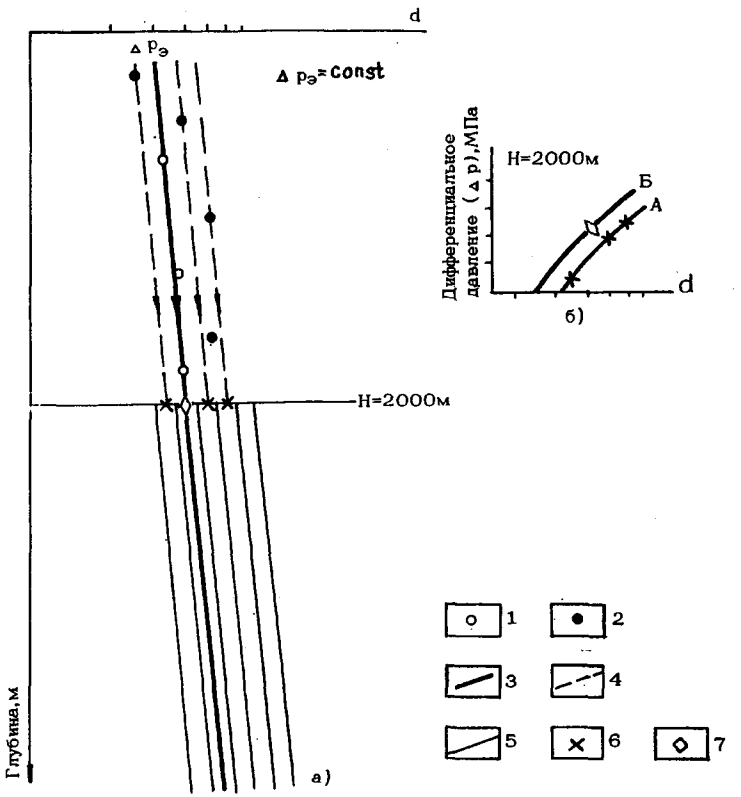


РИС. 6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО МЕТОДУ "ВАРЬИРУЮЩЕЙ" НОРМАЛИЗОВАННОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ПОСТОЯННОГО ЗНАЧЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ.

1-точки, соответствующие значениям d-экспоненты, рассчитанным по данным экспериментальных долблений долотами, которые рекомендованы для бурения в зоне с неизвестным пластовым давлением; 2-точки, соответствующие значениям d - экспоненты текущих долблений; 3-линия равных дифференциальных давлений ($\Delta p_э$), построенная по данным экспериментальных долблений долотами, которые рекомендованы для бурения в зоне с неизвестным пластовым давлением; 4-линии Δp, построенные по данным текущих долблений; 5-линии Δp, образующие палетку для определения дифференциального давления в зоне с неизвестным пластовым давлением; 6-приведенные значения d - экспоненты текущих долблений; 7-приведенное значение d - экспоненты экспериментальных долблений; А-линия зависимости приведенных значений d - экспоненты от дифференциального давления, построенная по данным текущих долблений; Б-линия зависимости приведенных значений d - экспоненты от дифференциального давления, построенная для зоны с неизвестным низким давлением.

давлением.

Параллельно линии равных $\Delta p_э$ через все другие точки экспоненты, соответствующие текущим долблениям, проводят ли Δp, которые получают свои цифровые символы.

Произвольно выбирается глубина приведения, которая на графике (рис.6.6,а) показана в виде горизонтальной линии (линии ведения).

По точкам пересечения линии приведения с параллельными ниями Δp текущих долблений определяются приведенные значе d-экспоненты, по которым строится график их зависимости дифференциального давления: по оси абсцисс, представленной в гарифмическом масштабе, откладывают приведенные значения d-э поненты; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения дифференциального давления (рис.6.6,б).

Через точки, полученные на графике (рис.6.6, б), проводя линию зависимости приведенных значений d-экспоненты от ференциального давления (линия А).

По точке пересечения линии равным $\Delta p_э$, соответствующей экспериментальным долблениям в зоне с известным пластовым давлением, с линией приведения, определяется приведенное значение d-экспоненты, по которому на графике (рис.6.6, б), параллельно построенной линии для текущих долблений, проводится ли зависимости приведенных значений d-экспоненты от дифференциального давления для зоны с неизвестным пластовым давлением (лини Б).

По приведенным значениям d-экспоненты, снятой с линии (рис.6.6, б) на графике зависимости значений d-экспоненты от глубины (рис.6.6, а) строится палетка Δp для определения ференциального давления в зоне с неизвестным пластовым давлен

При определении пластового давления в исследованном интер ле по величине d-экспоненты, рассчитанной по формуле (6.48) прямо на графике (рис.6.6, а) по палетке Δp находят значе дифференциального давления и по формуле

$$p_{пл} = p_{заб} - \Delta p, \qquad (6.56)$$

где $p_{пл}$ - пластовое давление, Па; $p_{заб}$ - забойное давление при бурении в исследуемом интервале, Па; Δp - дифференциальное давление, Па, рассчитываемое значение пластового давления.

7. Если в процессе экспериментальных долблений устанавли лись различные дифференциальные давления, то подбираются точ

d-экспоненты с равными дифференциальными давлениями, через которые проводятся несколько линий равных Δp, каждая из которых получает свой цифровой символ равный значению дифференциального давления (рис.6.7, а).

Линии равных $\Delta p_э$ экспериментальных долблений экстраполируются в зону с неизвестным пластовым давлением.

Для построения недостающих линий Δp произвольно выбирается глубина приведения, которая на графике (рис.6.7, а) показана в виде горизонтальной линии (линии приведения).

По точкам пересечения линии приведения с линиями равных $\Delta p_э$ строится график зависимости и приведенных значений d-экспоненты от дифференциального давления (рис.6.7, б), по которому определяются приведенные значения d-экспоненты для недостающих линий Δp.

При определении пластового давления в исследуемом интервале по величине d-экспоненты, рассчитанной по формуле (6.48) прямо на графике (рис.6.7, а) по палетке, образованной линиями Δp, находят значение дифференциального давления и по формуле (6.56) рассчитывается значение пластового давления.

8. Если в процессе бурения скважины в зоне с нормальным пластовым давлением экспериментальные долбления не проводились, то для всех выполненных долблений рассчитываются значения d-экспоненты и строится график зависимости d-экспоненты от глубины (рис.6.8, а).

Для каждой точки d-экспоненты определяется соответствующее значение дифференциального давления.

Через точки d-экспоненты с одинаковым дифференциальным давлением, проводятся линии равных Δp, каждая из которых получает свой цифровой символ, равный значению дифференциального давления (рис.6.8,а).

Параллельно линиям равных Δp через все оставшиеся точки d-экспоненты проводят линии Δp, которые получают свой цифровой символ, соответствующий значению дифференциального давления.

Произвольно выбирается глубина приведения, которая на графике (рис.6.8,а) показана в виде горизонтальной линии (линии приведения).

По точкам пересечения линии приведения с линиями равных Δp строится график зависимости приведенных значений d-экспоненты от дифференциального давления (рис. 6.8, б, линия А).

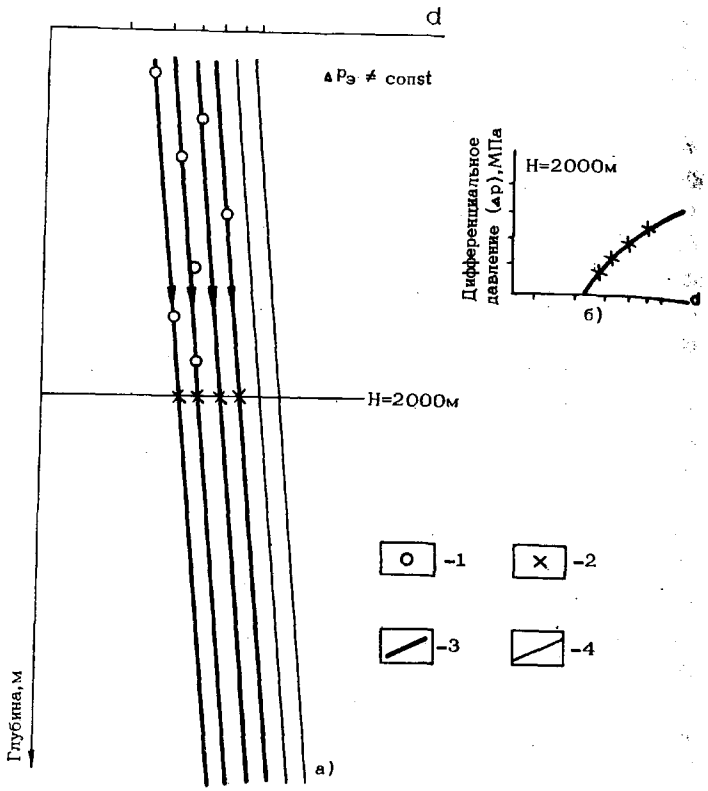


РИС. 6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО МЕТОДУ "ВАРЬИРУЮЩЕЙ" НОРМАЛИЗОВАННОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДОЛБЛЕНИЙ.

1–точки, соответствующие значениям d – экспоненты, рассчитанным по данным экспериментальных долблений долотами, которые рекомендованы для бурения в зоне с неизвестным пластовым давлением; 2–приведенные значения d – экспоненты; 3–линии равных дифференциальных давлений, построенные по данным экспериментальных долблений долотами, которые рекомендованы для бурения в зоне с неизвестным пластовым давлением; 4–достроенные линии Δp.

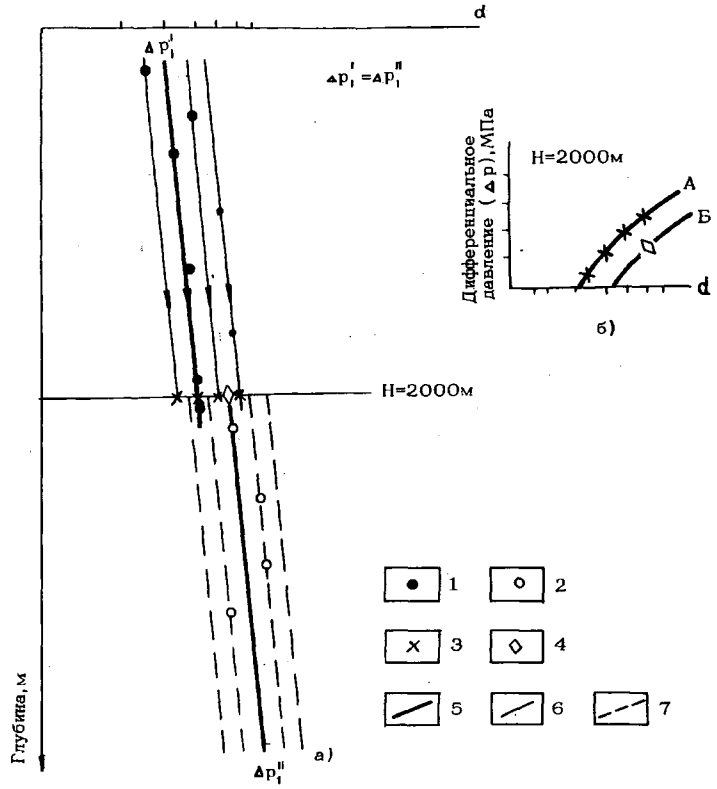


РИС. 6.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПО МЕТОДУ "ВАРЬИРУЮЩЕЙ" НОРМАЛИЗОВАННОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДОЛБЛЕНИЙ.

1–точки, соответствующие значениям d – экспоненты, рассчитанным по данным долблений долотами, большего диаметра; 2–точки, соответствующие значениям d–экспоненты, рассчитанным по данным долблений долотами меньшего диаметра; 3–приведенные значения d – экспоненты для долблений в зоне с известным пластовым давлением; 4–приведенное значение d – экспонаты для первого долбления долотом меньшего диаметра в зоне с неизвестным пластовым давлением; 5–линия Δp, соответствующая дифференциальному давлению $\Delta p_1' = \Delta p_1''$; 6–линии Δp, построенные по данным долблений долотами большего диаметра; 7–достроенные линии Δp для зоны, вскрываемой долотами меньшего диаметра; А–линия зависимости приведенных значений d – экспоненты от дифференциального давления для зоны, вскрытой долотами большего диаметра; Б–линия зависимости приведенных значений d – экспоненты от дифференциального давления для зоны, вскрытой долотами меньшего диаметра.

При смене диаметра долот, чаще всего с большего на меньший, линии Δp корректируются. При этом условно принимая, что пластовое давление в интервале смены долот не изменилось, для первого долбления долотом меньшего диаметра определяется значение дифференциального давления $\Delta p_1''$. Через точку d-экспоненты, соответствующую первому долблению долотом меньшего диаметра, параллельно линии $\Delta p_1'$, цифровой символ которой равен дифференциальному давлению $\Delta p_1''$, проводится линия $\Delta p_1''$.

По точке пересечения линии $\Delta p_1''$ с линией приведения для первого долбления долотом меньшего диаметра определяется приведенное значение d-экспоненты, которое переносится на график зависимости приведенных значений d-экспоненты от дифференциального давления (рис.6.8, б). Через эту точку параллельно линии А проводится линия зависимости приведенных значений d-экспоненты от дифференциального давления для зоны, вскрываемой долотом меньшего диаметра (линия Б).

По приведенным значениям d-экспоненты снятой с линии В (рис.6.8, б) на графике зависимости значений d-экспоненты от глубины (рис.6.8, а) строится палетка Δp для определения дифференциального давления в зоне, вскрытие которой осуществляется долотом меньшего диаметра.

При определении пластового давления в исследуемом интервале по величине d-экспоненты, рассчитанной по формуле (6.48) прямо на графике (рис.6.8, а) по палетке Δp находят значение дифференциального давления и по формуле (6.56) рассчитывается значение пластового давления.

9. Определение пластового давления в скважине 292 Кюрсангинской площади, проводка которой проводилась без изменения диаметра долота, приведена на рис.6.9.

10. В том случае, когда представляется возможным выделить по разрезу породы одного литологического типа (по керну, шламу, данным геофизических исследований в скважине), график зависимости значений d-экспоненты от глубины строится по выделенным интервалам.

11. При определении пластовых давлений учет недоуплотнения или разуплотнения горных пород проводится по методике "эквивалентных глубин". При этом эквивалентная глубина определяется при оценке пластового давления по геофизическим или петрофизическим данным и переносится на график зависимости значений d-

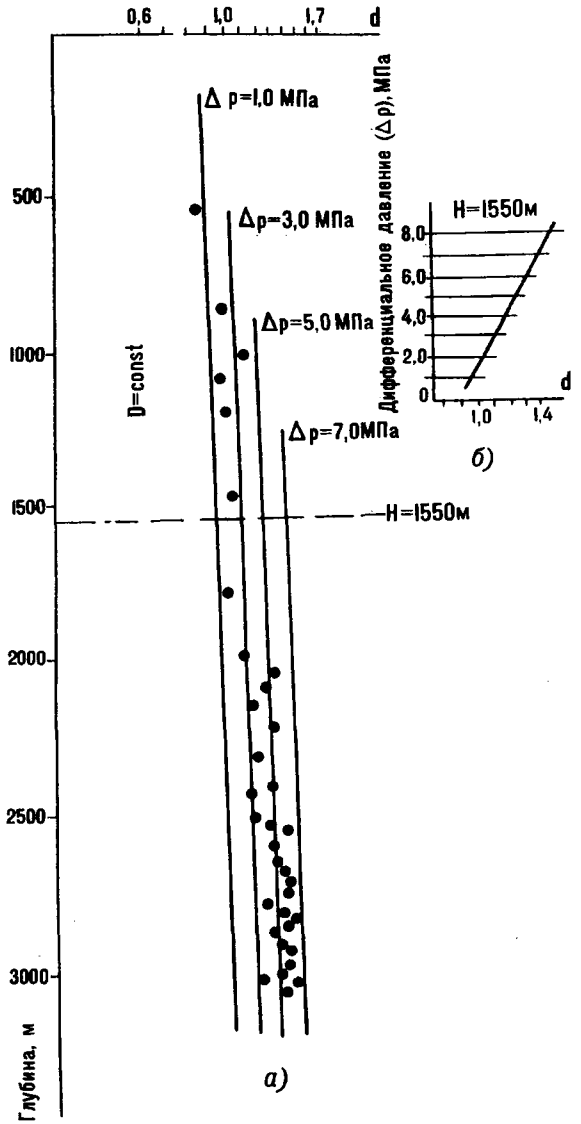


Рис.6.9. Определение пластового давления в скважине 292 Кюрсангинской площади по методу „варьирующей" нормализованной скорости проходки.

экспоненты от глубины (рис.6.10, а). В этом случае исследуемая точка, соответствующая значению d-экспоненты и характеризующая интервал глубин с повышенным или аномально-высоким пластовым давлением, переносится вертикально вверх до пересечения с линией эквивалентной глубины ($H_э$). Затем, параллельно ранее построенным линиям Δp, от линии эквивалентных глубин исследуемая точка переносится на линию приведения и устанавливается приведенное значение d-экспоненты. По зависимости приведенных значений d-экспоненты, представленной на рис.6.10,б определяется дифференциальное давление при бурении в исследуемом интервале глубин и по формуле (6.56) рассчитывается величина пластовое давление.

Вместо значение d-экспоненты могут быть использованы любые другие показатели, включая технологические параметры бурения, которые зависят от дифференциального давления (Δp) - механическая скорость проходки, сигма-каротаж, альфа-экспонента и другие.

6.2.2. Порядок определения АВПД по методу сигма-каротажа.

6.2.2.1. В процессе проводки скважины через каждый метр проходки долота регистрируют: осевую нагрузку на долото, Н; частоту вращения долота, об/с; диаметр долота, м; механическую скорость проходки, м/с; плотность промывочной жидкости, кг/м^3*.

6.2.2.2. Для каждого метра проходки исследуемого разреза определяется текущее значение сигма-каротажа (σ_t), которое рассчитывается по формуле

$$\sigma_t = \frac{(102\times10^{-6}\times W)^{0,5}\times(60\,n)^{0,25}}{39,37\times D\,(3600\,R)^{0,25}}, \qquad (6.57)$$

где σ_t - текущее значение сигма-каротажа, W - осевая нагрузка на долото, Н; n - скорость вращения долота, об/с; D - диаметр долота, м; R - механическая скорость проходки, м/с.

6.2.2.3. С учетом текущей глубины забоя скважины определяется промежуточное значение сигма-каротажа (σ_t'), которое рассчитывается по формуле

$$\sigma_t' = \sigma_t + 0,028\left(7 - \frac{H_t}{1000}\right), \qquad (6.58)$$

где σ_t - текущее значение сигма-каротажа, рассчитанное по формуле (6.57); H_t - текущая глубина забоя скважины, м.

---

* Наиболее целесообразно регистрировать исходные данные, а также проводить определение пластовых давлений по методу сигма-каротажа в автоматизированном режиме.

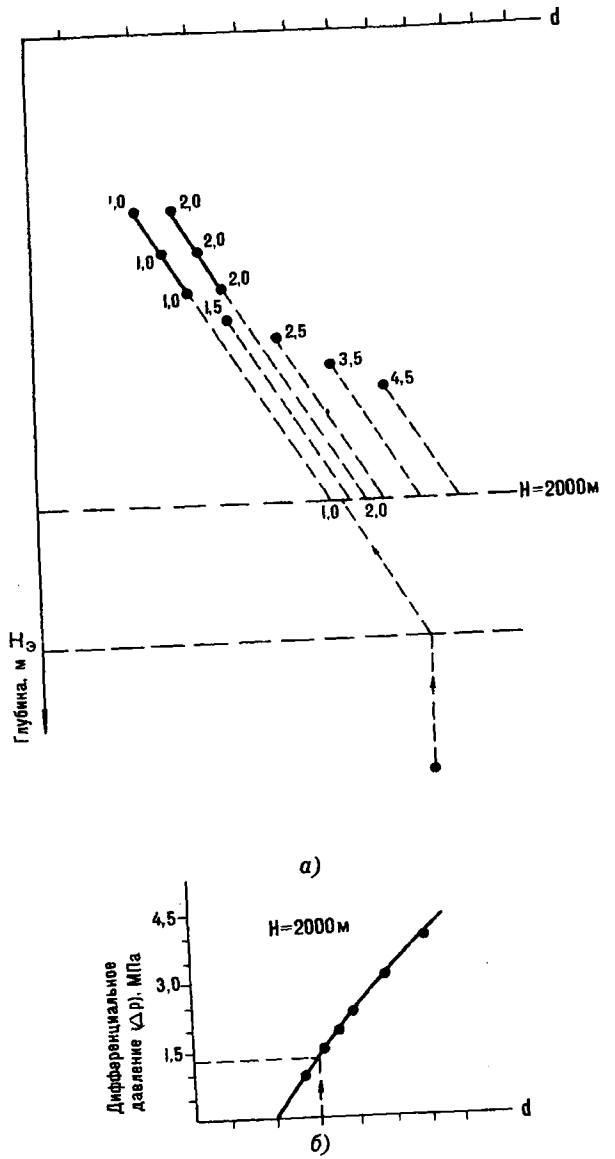


Рис.6.10. Схема определения дифференциального давления на забое скважины (Δp) по способу „варьирующей" нормализованной скорости проходки с учетом влияния недоуплотнения или разуплотнения горных пород.

6.2.2.4. Определяется показатель (t), зависящий от времени уравновешивания дифференциального давления в процессе режущего действия долота:

- если $\sigma_t' > 1$, то показатель (t) рассчитывается по формуле

$$t = \frac{1}{640}\left(4 - \frac{0,75}{\sigma_t'}\right); \qquad (6.59)$$

- если $\sigma_t' < 1$, то показатель (t) рассчитывается по формуле

$$t = \frac{3,25}{640\,\sigma_t'}, \qquad (6.60)$$

где σ_t' - промежуточное значение сигма-каротажа, рассчитанное по формуле (6.58).

6.2.2.5. Для текущей глубины забоя скважины определяется пометровое дифференциальное давление (Δp_t), которое рассчитывается по формуле

$$\Delta p_t = (g\,\delta_{п.ж} - N)\,H_t, \qquad (6.61)$$

где Δp_t - дифференциальное давление, Па; $\delta_{п.ж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3; N - градиент нормального пластового давления, Па/м; H_t - текущая глубина забоя скважины, м.

6.2.2.6. Для каждой точки исследуемого разреза с интервалом в 1 м определяется истинное значение сигма-каротажа (σ_o), которое рассчитывается по формуле

$$\sigma_o = S_o\,\sigma_t, \qquad (6.62)$$

где σ_o - истинное значение сигма-каротажа; σ_t - текущее значение сигма-каротажа, рассчитанное по формуле (6.57); S_o - показатель, который рассчитывается по формуле

$$S_o = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + t^2(10,2\times10^{-6}\Delta p)^2}}{t(10,2\times10^{-6}\Delta p)}, \qquad (6.63)$$

здесь t - показатель, зависящий от времени уравновешивания дифференциального давления, рассчитанный по формуле (6.69) или (6.60); Δp - дифференциальное давление, рассчитанное по формуле (6.61), Па.

6.2.2.7. Строят график зависимости пометровых истинных значений сигма-каротажа (σ_o) от глубины: по оси абсцисс, представленной в линейном масштабе, приводят истинные значения сигма-каротажа; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения глубины (рис.6.11).

6.2.2.8. Точки ломаной линии σ_o, расположенные слева, указывают на бурение пористых или трещиноватых пород. Точки ло-

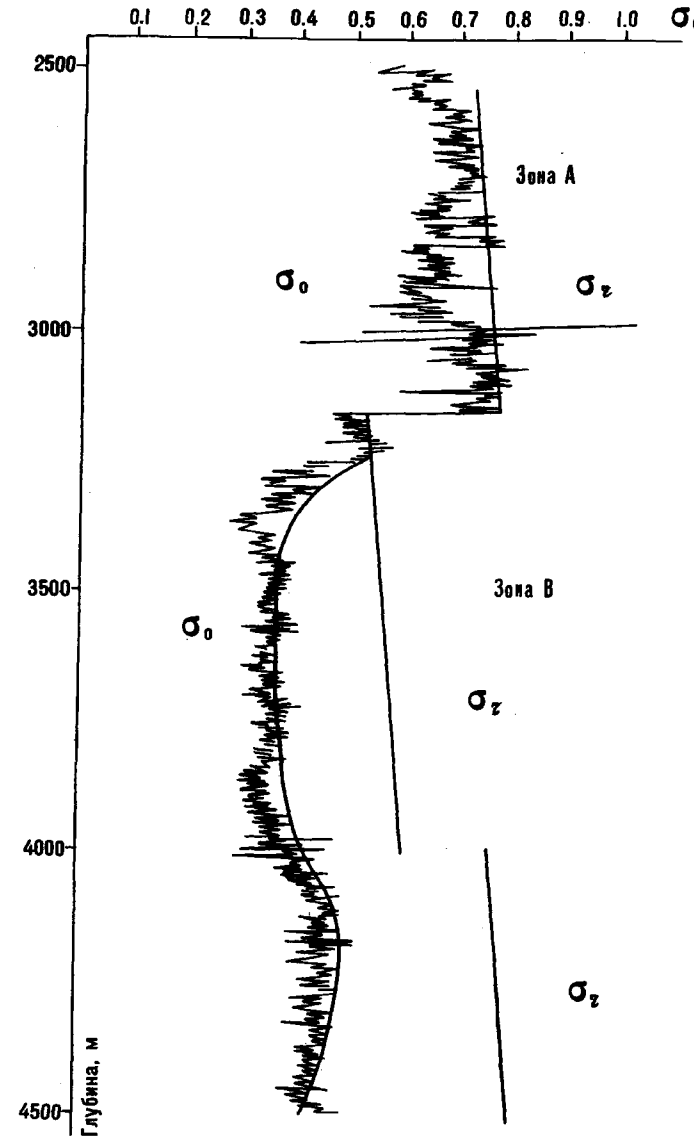


Рис.6.11. График зависимости истинных значений сигма-каротажа (σ_o) от глубины.

маной линии, расположенные справа, указывают на бурение непроницаемых пород, главным образом, глин и мергелей.

6.2.2.9. В зоне нормального пластового давления через правые точки ломаной линии σ_o, соответствующие чистым глинам, проводят прямую линию (σ_z), которая представляет собой линию нормального изменения. На рис.6.9 зоне нормального пластового давления соответствует зона А.

6.2.2.10. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствуют отклонения ломаной линии σ_o от линии нормального изменения σ_z в меньшую сторону (влево). На рис. 6.9 зоне повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствует зона В.

6.2.2.11. Если на ломаной линии σ_o отмечаются сдвиги, вызванные геологическими или технологическими причинами (складки, стратиграфические несогласия, литологические изменения, надвиги, неправильный режим работы долота, изменение параметров бурового раствора, отбор керна и т.д.) вносится поправка, корректирующая линию нормального изменения (σ_z). Корректировка проводится по формуле

$$\frac{(\sigma_o)_1}{(\sigma_o)_2} = \frac{(\sigma_z)_1}{(\sigma_z)_2}, \qquad (6.64)$$

где $(\sigma_o)_1$, $(\sigma_o)_2$ - истинные значения сигма-каротажа по чистым глинам, снятые с ломаной линии σ_o, соответственно до и после ее сдвига; $(\sigma_z)_1$, $(\sigma_z)_2$ - значения сигма-каротажа, соответствующие линиям нормального изменения (σ_z), проведенным соответственно до и после сдвига ломаной линии.

6.2.2.12. Линию нормального изменения (σ_z) после корректировки, связанной со сдвигом ломаной линии σ_o, проводят параллельно первоначальному направлению линии σ_z.

6.2.2.13. Линия σ_z представляет собой линию нормального уплотнения породы и определяет твердость породы на любой глубине. Линия σ_z выражается уравнением

$$\sigma_z = a\frac{H}{1000} + b, \qquad (6.65)$$

где a - наклон прямой линии, обычно считается постоянной величиной равной 0,088; b - значение на оси абсцисс в точке ее пересечения с линией σ_z; H - глубина, м.

6.2.2.14. Дифференциальное давление определяется по формуле

$$\Delta p = \frac{2(1-S)}{1-(1-S)^2}\cdot\frac{10^6}{10{,}2t}, \qquad (6.66)$$

где t - показатель, зависящий от времени уравновешивания дифференциального давления, рассчитанный по формуле (6.59) или (6.60); S - показатель, который определяется как отношение

$$S = \frac{\sigma_z}{\sigma_t'}, \qquad (6.67)$$

где σ_z - значение сигма-каротажа, снятое с исходной линии направления σ_z или рассчитанное по формуле (6.65); σ_t' - значение сигма-каротажа для исследуемой точки разреза, рассчитанное по формуле (6.58).

6.2.2.15. Пластовое давление на исследуемой глубине определяется по формуле (6.56).

6.2.2.16. Пример расчета пластового давления.

Исходные данные:

Глубина исследуемой точки разреза H=2155 м

Диаметр долота D =0,3937 м

Частота вращения долота n =2,83 об/с

Осевая нагрузка на долото W =68670 Н

Механическая скорость проходки R =0,00068 м/с

Плотность промывочной жидкости $\delta_{ж}$=1580 кг/м^3

Начальный градиент пластового давления N =10100 Па/м

Значение (b) в точке пересечения оси абсцисс с линией σ_z b=0,40

Расчетные показатели:

Текущее значение сигма-каротажа

$$\sigma_t = \frac{(102\times10^{-6}\times 68670)^{0,5}\times(60\times2,83)^{0,25}}{39,37\times0,3937\times(3600\times0,00068)^{0,25}} = 0,48$$

Промежуточное значение сигма-каротажа

$$\sigma_t' = 0,48 + 0,028\left(7-\frac{2155}{1000}\right) = 0,61$$

Показатель t (при $\sigma_t' < 1$) $\quad t = \frac{3,25}{640\cdot0,61} = 0,0083$

Дифференциальное давление, соответствующее разрезу с нормальным пластовым давлением

$$\Delta p_t = (9,81\times1580-10100)\times2155 = 11,64\times10^6 \text{ Па}$$

Показатель

$$S_o = 1+\frac{1-\sqrt{1+0,0083^2(10,2\times10^{-6}\times 11,64\times10^6)^2}}{0,0083\,(10,2\times10^{-6}\times 11,64\times10^6)} = 0,57$$

Значение σ_z для исследуемой точки разреза

$$\sigma_z = 0,0088\,\frac{2155}{1000} + 0,40 = 0,59$$

Показатель S

$$S = \frac{0,59}{0,61} = 0,97$$

Дифференциальное давление на глубине 2155 м

$$\Delta p = \frac{2(1-0,97)}{1-(1-0,97)^2} \cdot \frac{10^6}{10,2x0,0083} = 0,71 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Пластовое давление на глубине 2155 м

$$p_{пл} = 9,81x1580x2155-0,71 \cdot 10^6 = (33,40-0,71)\ 10^6 = 32,69 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Градиент пластового давления

$$\Gamma = \frac{32,69 \cdot 10^6}{2155} = 15,17 \cdot 10^3 \text{ Па/м}$$

6.2.3. Особенности определения АВПД при турбинном и реактивно-турбинном бурении

6.2.3.1. При турбинном и реактивно-турбинном бурении для определения АВПД по методам, базирующимся на использовании технологических данных бурения (п.п.6.2.1 и 6.2.2) частота вращения долота определяется по формуле:

$$n_т = 2\,A_n\left(Q_н - \frac{0,226\,m\,W\,D}{A_м\,g\,\delta_{п.ж}\,Q_н}\right), \qquad (6.68)$$

где $n_т$ - частота вращения долота (вала турбобура), об/с; $Q_н$ - подача буровых насосов при текущем режиме работы турбобура, м³/с; A_n - коэффициент скорости вращения вала турбобура, который рассчитывается по формуле

$$A_n = \frac{n'}{Q'_н}, \qquad (6.69)$$

здесь n' - частота вращения вала турбобура при максимальной мощности, об/с; $Q'_н$ - подача буровых насосов, при которой зарегистрирована максимальная мощность турбобура, м³/с; m - коэффициент изношенности долота (0,1÷0,3); W - осевая нагрузка на долота, Н; D - диаметр долота, м; g - ускорение свободного падения, равное 9,80665 м/с²; $\delta_{п.ж}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м³; $A_м$ - коэффициент момента турбобура, который рассчитывается по формуле

$$A_м = \frac{M'}{g\,\delta_{п.ж}(Q'_н)^2}, \qquad (6.70)$$

здесь M' - вращающий момент на валу турбобура при максимальной мощности, Н·м.

6.2.3.2. Пример расчета скорости вращения долота при турбинном и реактивно-турбинном бурении.

Исходные данные:

Тип турбобура - ТШ2М3Б-9

Техническая характеристика турбобура ТШ2М3Б-9":

- частота вращения турбобура при максимальной мощности, об/с (n')	12,87
- вращающий момент на валу турбобура при максимальной мощности, Н·м (M')	3561
- производительность насосов, при которой зарегистрирована максимальная мощность, м³/с ($Q'_н$)	0,055
Диаметр долота, м (D)	0,269
Коэффициент изношенности долота (m)	0,1
Осевая нагрузка на долото, Н (W)	156960
Плотность промывочной жидкости, кг/м³ ($\delta_{п.ж}$)	1200
Подача буровых насосов при текущем режиме работы турбобура, м³/с ($Q_н$)	0,0448

Определяется коэффициент скорости вращения вала турбобура, который рассчитывается по формуле (6.69)

$$A_n = \frac{12,87}{0,055} = 234,0.$$

Определяется коэффициент момента турбобура, который рассчитывается по формуле (6.70)

$$A_м = \frac{3561}{9,81x1200x0,055^2} = 100,0$$

По формуле (6.68) рассчитывается значение частоты вращения долота

$$n_т = 2x234,0\ (0,0448 - \frac{0,226x0,1x156960x0,269}{100,0x9,81x1200x0,0448}) = 12,50 \text{ об/с}.$$

6.2.3.3. При реактивно-турбинном бурении механическая скорость проходки на долото определяется по формуле

$$R = \alpha\,R_{РТБ}, \qquad (6.71)$$

где R - механическая скорость проходки, приходящаяся на одно долото реактивно-турбинного бура (РТБ), м/с; $R_{РТБ}$ - механическая скорость проходки, зарегистрированная при бурении РТБ, м/с; α - коэффициент переработки долота, который определяется по формуле

$$\alpha = \frac{D_c^2}{D^2}, \qquad (6.72)$$

D_c - диаметр ствола скважины при бурении РТБ, м; D - диаметр

долот, входящих в компановку РТБ, м; f - количество долот в компановке РТБ, шт. (обычно f =2).

Осевая нагрузка, приходящаяся на одно долото РТБ определяется по формуле

$$W = \frac{W_1}{2}, \qquad (6.73)$$

W_1 - осевая нагрузка, зарегистрированная при бурении РТБ,Н

Подача буровых насосов, приходящаяся на один турбобур РТБ ($Q''_н$), определяется по формуле

$$Q''_н = \frac{Q_н}{2}, \qquad (6.74)$$

где $Q_н$ - подача буровых насосов при бурении РТБ, м³/с.

6.2.3.4. Для определения АНПД по методу "нормализованной скорости проходки" (п.6.2.I) значения d-экспоненты рассчитываются по формулам:

при турбинном бурении

$$d_т = \frac{\lg \frac{R}{60 n_т}}{\lg \frac{0{,}102 W}{10^7 D}}, \qquad (6.75)$$

где R - механическая скорость проходки, м/с; $n_т$ - частота вращения долота (вала турбобура), которая рассчитывается по формуле (6.68), об/с; W - осевая нагрузка на долото, Н; D - диаметр долота, м;

при реактивно-турбинном бурении

$$d_{РТБ} = \frac{\lg \frac{\alpha R_{РТБ}}{60 n_т}}{\lg \frac{0{,}102 W_1}{2\times10^7 D}}, \qquad (6.76)$$

где $R_{РТБ}$ - механическая скорость проходки, зарегистрированная при бурении РТБ, м/с; α - коэффициент переработки долота, который рассчитывается по формуле (6.72); $n_т$ - частота вращения долота (вала турбобура), которая рассчитывается по формуле (6.68), об/с; W_1 - осевая нагрузка, зарегистрированная при бурении РТБ, Н; D - диаметр долота, м.

6.2.3.5. Для упрощенного расчета значений d-экспоненты частота вращения долота ($n_т$) в формулах (6.75 и 6.76) заменяется на подачу буровых насосов ($Q_н$). Таким образом:

при турбинном бурении

$$d_т = \frac{\lg \frac{R}{6\times10^4 Q_н}}{\lg \frac{0{,}102 W}{10^7 D}}, \qquad (6.77)$$

при реактивно-турбинном бурении:

$$d_{РТБ} = \frac{\lg \frac{\alpha R_{РТБ}}{3\times10^4 Q_н}}{\lg \frac{0{,}102 W_1}{2\times10^7 D}}, \qquad (6.78)$$

е $Q_н$ - подача буровых насосов, м³/с.

6.2.3.6. Для определения АНПД по методу сигма-каротаж значения σ_t рассчитываются по формулам:

при турбинном бурении

$$\sigma_t = \frac{(102\times10^{-6}\times W)^{0,5}\times(60 n_т)^{0,25}}{39{,}37\times D\,(3600 R)^{0,25}}, \qquad (6.79)$$

е σ_t - текущее значение сигма-каротажа; W - осевая нагрузка долото, Н; $n_т$ - частота вращения долота (вала турбобура), торая рассчитывается по формуле (6.70), об/с; D - диаметр дота, м; R - механическая скорость проходки, м/с;

при реактивно-турбинном бурении

$$\sigma_t = \frac{(51\times10^{-6}\times W_1)^{0,5}\times(60 n_т)^{0,25}}{39{,}37\times D\times(3600\,\alpha R_{РТБ})^{0,25}}, \qquad (6.80)$$

е W_1 - осевая нагрузка, зарегистрированная при бурении РТБ, Н; α - коэффициент переработки долота, который рассчитывается по муле (6.72); $R_{РТБ}$ - механическая скорость проходки, зарегированная при бурении РТБ, м/с.

6.2.3,7. Для упрощенного расчета значений сигма-каротажа стота вращения долота ($n_т$) в формулах (6.79 и 6.80) заменяся на подачу буровых насосов ($Q_н$). Таким образом:

при турбинном бурении

$$\sigma_t = \frac{(102\times10^{-6} W)^{0,5}\times(6\times10^4\times Q_н)^{0,25}}{39{,}37\times D\,(3600 R)^{0,25}}; \qquad (6.81)$$

при реактивно-турбинном бурении

$$\sigma_t = \frac{(51\times10^{-6} W_1)^{0,5}\,(3\times10^4\times Q_н)^{0,25}}{39{,}37\,D\,(3600\,\alpha R_{РТБ})^{0,25}}. \qquad (6.82)$$

6.2.3.8. При чередовании турбинного, реактивно-турбинного роторного способа бурения значения d-экспоненты и σ-каро-ка интерпретируются раздельно.

6.3. Порядок определения АНПД по шламу

6.3.I. По всему разрезу, вскрываемому скважиной, через 5-м проходки в зоне с нормальным пластовым давлением и через

I м проходки в зоне с повышенным и аномально-высоким пластовым давлением отбирается 0,5 кг шлама.

6.3.2. Отобранный шлам с учетом скорости восходящего потока промывочной жидкости и скорости оседания частиц шлама в промывочной жидкости привязывается к глубине разреза.*

6.3.3. При подготовке шлама к определительским работам его частички промываются водой для удаления промывочной жидкости и высушиваются на воздухе для удаления влаги с поверхности.

6.3.4. Проводится сортировка шлама с отбором частичек глинистой породы и отбраковкой шлама из вышележащих отложений необсаженной части разреза.

6.3.5. Для отсортированных частичек шлама глинистой породы при помощи торзионных весов типа "ТВ" (или при помощи прибора любой другой конструкции) определяется плотность, и по формуле

$$K_п = \frac{G_1 - G_0}{g\delta_ф V}, \qquad (6.83)$$

где $K_п$ - коэффициент пористости, доли единицы; G_1 - вес частичек шлама во влажном состоянии, Н; G_0 - вес частичек шлама в высушенном состоянии, Н; $g\delta_ф$ - удельный вес порового флюида, насыщающего частички шлама, Н/м^3; $\delta_ф$ - плотность порового флюида, насыщающего частички шлама, кг/м^3; V - объем исследуемых частичек шлама, м^3.**

6.3.6. Для каждой глубины проводится несколько замеров плотности и расчетов пористости частичек шлама и с целью повышения точности рассчитываются их средние значения.

6.3.7. Строится график зависимости плотности и пористости глинистых пород от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения плотности и пористости; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения глубины. Эти построения проводятся аналогично графику, приведенному на рис.5.2I.

6.3.8. Зонам повышенных и аномально-высоких пластовых давлений соответствуют увеличение пористости и уменьшение плотности (см. рис.5.2I).

6.3.9. Определяется пластовое давление, которое рассчитывается по формуле эквивалентных глубин (4.2).

---

* Подробная привязка шлама к глубине разреза изложена в руководящем документе РД-39-4-710-82 "Комплексная технология определения и прогнозирования поровых, пластовых давлений и зон АВПД по геолого-геофизическим данным при бурении скважин глубиной 7000 м", утвержденная Миннефтепром СССР 10.05.82 г.

** Пористость и плотность для оперативной оценки пластового давления непосредственно на буровой можно определять приборами: СПВ-2 конструкции Раменского отделения ВНИИГеофизики, ПШ-2 (ПШ-2М) конструкции ВНИИБТ, плотномером ВНИИПГ.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Оценка случайных погрешностей величин пластового давления, определенных по данным геофизических исследований в скважинах

Методы определения пластовых давлений с выделением зон АНПД по данным ГИС основаны на исследовании парных связей между глубиной залегания исследуемых глинистых пластов и соответствующим им геофизическими параметрами. При этом в каждом i-ом исследуемом пласте проводится сопоставление при фиксированном значении аргумента (X) двух значений функции (Y): первое - фактическое значение геофизического параметра (Y_i) устанавливается по материалам ГИС, второе - прогнозное значение геофизического параметра ($\tilde{Y}_i$) определяется по линии нормального уплотнения глин, свойственной интервалу с нормальным пластовым давлением.

Учитывая, что связь между Y и X носит случайный характер, для определения точности величины пластового давления используется среднеквадратичная ошибка (СКО), основой для которой служит статистически обоснованная линия нормального уплотнения глин.

В зоне нормального уплотнения глин (нормального пластового давления) связь параметров Y и X в полулогарифмическом (реже линейном) масштабе достаточно надежно представлена уравнением линейной регрессии вида $Y = f(X)$, параметры которых целесообразно оценивать по методу наименьших квадратов. В этой зоне по значениям Y_i и X_i определяются величины коэффициента регрессии (b), свободного члена (a), основной ошибки уравнения регрессии ($\sigma_{y/x}$), коэффициент корреляции $r_{x/y}$, ошибок условных средних ($\sigma_{\tilde{y}/x}$) для отдельных пластов, пределы электрополяции полученного уравнения по его аргументу. В каждом случае результатом вычислений являются уравнение регрессии $Y = f(X)$ и уравнения верхней и нижней доверительных границ.

Выделение зон АНПД проводится исходя из следующих условий:

- при $\tilde{Y}_i - \sigma_{y/x} t_{p,k} \leq Y_i \leq \tilde{Y}_i + \sigma_{y/x} t_{p,k}$,

где $t_{p,k}$ - значение критерия Стьюдента для доверительной вероятности p и k степеней свободы, исследуемый интервал характеризуется нормальным пластовым давлением;

- при $Y_i < \tilde{Y}_i - \sigma_{y/x} t_{p,k}$ или
при $Y_i > \tilde{Y}_i + \sigma_{y/x} t_{p,k}$

зависимости от используемого геофизического параметра) исследемый интервал характеризуется АНПД.

Величина пластового давления, представляющая собой функцию скольких случайных аргументов вида

$$Y = f(X_1, X_2, \ldots, X_n), \qquad (1)$$

рактеризуется среднеквадратичным отклонением

$$\sigma_y = \sqrt{D_y}, \qquad (2)$$

е D_y - дисперсия, которая определяется по формуле

$$D_y = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\partial Y}{\partial X}\right)^2 \sigma_i^2 + 2\sum_{i<j} \left(\frac{\partial Y}{\partial X_i}\right)\left(\frac{\partial Y}{\partial X_j}\right) r_{ij} \sigma_i \sigma_j , \qquad (3)$$

есь X_i и X_j - соответственно i-ый и j-ый аргументы нкции Y ; σ_i и σ_j - среднеквадратичные отклонения аргумен- в X_i и X_j ; r_{ij} - коэффициент корреляции между аргумента- X_i и X_j .

Пример оценки случайных погрешностей величины пластового вления, определенного по методу "кривых нормально уплотненных ин", по материалам одной из скважин Прикуринской низменности.

Исходные данные:

убина исследуемого пласта, м (H_a)	2000
едневзвешенное значение угла кривления скважины, град ($\bar{\beta}$)	I0
едневзвешенная плотность горной роды, кг/м³ ($\bar{\delta}_{г.п}$)	2240
едневзвешенная плотность пластовой воды, кг/м³ $\delta_{п.в}$)	I050
тервал рассматриваемых глубин в м, при =700 м, H_2=970 м (ΔH)	270
мпературный коэффициент, I/°C (α)	0,022
едний геотермический градиент, °C/м (Γ_t)	0,0I49
ельное электрическое сопротивление нистых пластов на исследуемой глубине:	
- фактическое значение, ом·м (ρ_a)	3,2
- с линии нормального уплотнения глин, ом·м ($\rho_{н}$)	5,92

Удельное электрическое сопротивление глинистых пластов (ом·м):

- на глубине H_I (ρ_1) 3,30
- на глубине H_2 (ρ_2) 3,60

Погрешности определения параметров:

σ_{H_a} =2,0 м; $\sigma_{\bar{\beta}}$ =0,33°; $\sigma_{\bar{\delta}_{г.п}}$ =9I,8 кг/м³; $\sigma_{\bar{\delta}_{п.в}}$ = 49,4 кг/м³; σ_{α} =0,0025 I/°C; σ_{Γ_t} = 0,000I град/м; σ_{ρ_a} = 0,4I ом·м; $\sigma_{\rho_н}$ =0,65 ом·м; σ_{ρ_1} =0,058 ом·м; σ_{ρ_2} =0,I05 ом·м.

Уравнение регрессии $\lg\rho$ по H, вычисленное по II парным значениям этих параметров, в интервале с нормальным пластовым давлением 200-I000 м имеет следующий вид

$$\lg\rho = 0{,}3503 + 0{,}0002\text{II}H ,$$

с основной ошибкой $\sigma_{\lg\rho/H}$ =0,0230.

Коэффициенты корреляции $r_{H,\bar{\delta}_{г.п}} = r_{H,\rho_н} = r_{\bar{\delta}_{г.п},\rho_н} = 0{,}97$.

Расчет пластового давления приводится по формуле

$$p_{пл} = g\bar{\delta}_{п.в}H_a\cos\bar{\beta} + \frac{g(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})\Delta H\cos\bar{\beta}}{2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta}}\,2{,}3\lg\frac{\rho_н}{\rho_a} ,$$

по которой, подставляя вышеприведенные значения, получим $p_{пл}$ = 3I,86 МПа.

Учитывая, что для зоны нормального уплотнения глин (нормального пластового давления) существует достаточно тесная парная корреляционная связь между глубиной, удельным электрическим сопротивлением глин, плотностью глин, а также, что величина интервала рассматриваемых глубин для каждого конкретного расчета постоянна ($\Delta H = const$), т.е. ошибка его оценки $\sigma_{\Delta H}$ =0, формула депрессии для метода "кривых нормально уплотненных глин" имеет следующий вид

$$D_p = (g\bar{\delta}_{п.в}\cos\bar{\beta}\,\sigma_{H_a})^2 + (g\cos\bar{\beta})^2\left(H_a - \frac{2{,}3\lg\rho_н/\rho_a\,\Delta H}{2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta}}\right)^2\sigma^2_{\bar{\delta}_{п.в}} +$$

$$+\left(\frac{2{,}3g\Delta H\cos\bar{\beta}}{2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta}}\right)^2\left\{\left[\left(\sigma_{\bar{\delta}_{г.п}}\lg\frac{\rho_н}{\rho_a}\right)^2 + (\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})^2\left(\frac{\sigma^2_{\rho_н}}{\rho_н^2} + \frac{\sigma^2_{\rho_a}}{\rho_a^2}\right)\right] +\right.$$

$$\left.\frac{\lg\rho_н/\rho_a(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})g\cos\bar{\beta}}{2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta}}\right)^2\left[(\Delta H\cos\bar{\beta})^2(\Gamma_t^2\sigma^2_{\alpha} + \alpha^2\sigma^2_{\Gamma_t}) + (2{,}3\lg e)^2\times\right.$$

$$\left.\left.\left(\frac{\sigma^2_{\rho_2}}{\rho_2^2} + \frac{\sigma^2_{\rho_1}}{\rho_1^2}\right)\right]\right\} + \left[-\frac{4{,}69\lg\rho_н/\rho_a(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})\Delta H\lg\rho_2/\rho_1}{(2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta})^2} - H_a\bar{\delta}_{п.в}\right]^2\times$$

$$(g\sin\bar{\beta}\,\sigma_{\beta})^2 - \frac{5{,}29g^2\Delta H\cos^2\bar{\beta}}{2{,}3\lg\rho_2/\rho_1 + \alpha\Gamma_t\Delta H\cos\bar{\beta}}\left(r_{H,\rho_н}\sigma_{H_a}\sigma_{\rho_н} + r_{H,\bar{\delta}_{г.п}}\sigma_{H_a}\sigma_{\bar{\delta}_{г.п}} +\right.$$

$$\left.\frac{2{,}3\lg\rho_н/\rho_a(\bar{\delta}_{г.п} - \bar{\delta}_{п.в})\Delta H\lg e}{\rho_н}\right)r_{\bar{\delta}_{г.п},\rho_н}\sigma_{\bar{\delta}_{г.п}}\sigma_{\rho_н} ,$$

по которой, подставляя вышеприведенные значения, получим D_p = 22,75 МПа.

Тогда СКО пластового давления составляет

$$\sigma_p = \sqrt{D_p} = \sqrt{22{,}75} = 4{,}77 \text{ МПа}.$$

Доверительный интервал, вычисленный для I0% двухстороннего уровня значимости и 9 степеней свободы (t =2,26), составляет

$$t\sigma_p = 2{,}26 \times 4{,}77 = 10{,}78 \text{ МПа}.$$

ЛИТЕРАТУРА

I. Авчян Г.М. О возможности оценки величины давления, воздействующего на горную породу // Докл. АН СССР. 1966. Т.170, № 2. С.399-401.

2. Александров Б.Л. Определение и прогнозирование аномально-высоких пластовых давлений геофизическими методами. М.: 1973. 80 с. (Обзор/ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика).

3. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971. С.58.

4. АСУ-Нефтегазразведка. Принципы и результаты разработки/ Под редакцией М.Д.Белонина и Ю.В.Подольского. Л.: Недра, 1977. С.199.

5. Ахияров В.Х. Разработка методики применения данных каротажа для выделения нефтегазонасыщенных отложений в полимиктовом разрезе (на примере месторождений Западной Сибири). Автореферат дис. на соиск. уч.ст.канд.г.-м.наук. М.: 1979. С.5-15.

6. Былевский Г.А. Значение аномально-высоких пластовых давлений в солянокупольных бассейнах при поисках залежей нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины). Автореферат дис. на соиск. уч.ст.канд.г.-м.наук. М.: 1978. 25 с.

7. Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д. Способ прогнозирования начального пластового давления в исследуемой скважине. А.с.СССР № 779575. Б.И., 1980, № 42.

8. Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Аксономатическое построение классификации геофлюидальных давлений // Известия АН Азер.ССР. Серия наук о Земле. 1984. № 4. С.19-24.

9. Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Временное методическое руководство к изучению геофлюидальных давлений по данным промысловой геофизики и бурения и их использованию при разведке и разработке месторождений нефти и газа. Баку: ЭЛМ, 1986. 96 с.

10. Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Проблема изучения аномально-высоких геофлюидальных давлений в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа // Известия АН Азерб.ССР. Серия наук о Земле. 1983. № 1. С.119-127.

11. Вахитов М.А., Цилюрик Г.Н. Аномально-высокие пластовые

авления Таджикской депрессии и методы их выявления. Душанбе: 981. 45с. (Обзорная информация Тадж.респ.института НТИ).

12. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 576 с.

13. Вопросы применения сейсморазведки для прогноза нефтеасыщенности, литологии, аномально-высоких пластовых давлений и уримости горных пород. М.: 1976. С.1-60, 57-62. (Обзор/ НИИОЭНГ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика).

14. Временная инструкция по определению пластового давления в скважинах по данным о гидродинамическом взаимодействии ластов с промывочной жидкостью /В.И.Славин, Ю.Ф.Клейносов, В.В. евердяев, И.А.Аббасов. Л.: ВНИГРИ, 1984. 14 с.

15. Временное методическое руководство по количественной ценке и прогнозированию пластовых давлений по кернам. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1974. 38 с.

16. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Гостоптехиздат, 1955. С.432.

17. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.

18. Добрынин В.М., Лимбергер Ю.А. Определение аномально-высоких пластовых давлений по электрометрическим данным // Нефтяное хозяйство. 1971. № 10. С.12-16.

19. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений. М.: Недра, 1978. 232 с.

20. Добрынин В.М., Серебряков В.А., Сребродольский А.Д. Определение аномально-высоких поровых давлений в глинистых породах методом компрессионной кривой // Геология нефти и газа. 1982. № 5. С.25-28.

21. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М., 1983. 66 с.

22. Керимов К.М., Ибрагимов С.М. Методика определения пластового давления в коллекторах по величине фильтрационного потенциала. Баку, 1984 (Информ.листок АзНИИНТИ, № 84-010).

23. Керимов К.М., Пильчин А.Н. Устройство для измерения давления и температуры в скважине. А.с. № 953195. БИ, 1982, № 31.

24. Керимов К.М., Пильчин А.Н., Ибрагимов С.М. Влияние термодинамических факторов на аномально-высокие поровые давления в осадочных отложениях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1980. № 2. С.6-9.

25. Комплексная технология определения и прогнозирования поровых, пластовых давлений и зон АВПД по геолого-геофизическим данным при бурении скважин глубиной до 7000 м. - Грозный, 1982. 130 с. (РД 39-4-710-82).

26. Кучерук Е.В., Шендерей Л.П. Современные представления о природе аномально-высоких пластовых давлений. Итоги науки и техники. Серия месторождения горючих полезных ископаемых, т.6. М.: ВИНИТИ, 1975. - 165 с.

27. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. Пер. с англ. - М.: Недра, 1982. С.19-22.

28. Матус Б.А. Газопроявления в скважинах - надежный источник обширной геологической информации. // Методы прогнозирования АВПД и вопросы совершенствования технологии бурения скважин. Сборник научных трудов. - Л.: ВНИГРИ, 1983. С.138-154.

29. Матус Б.А. Способ прогнозирования пластового давления. А.с. СССР № 926262. Б.И., 1982, № 17.

30. Методика и результаты выявления зон аномальных давлений по сейсмическим скоростям в Предкавказье и Азербайджане. /Б.Лабковские, А.Абрамова, Ф.Шарипов и др./. Сборник докладов второго научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике. М., 1982. С.272-283.

31. Методические рекомендации по исследованию глин в шламе экспресс-методами в процессе бурения для оценки и прогноза аномально-высоких пластовых и поровых давлений. - Л., 1977. - 35 с.

32. Мехтиев Ш.Ф., Керимов К.М., Пильчин А.Н. Роль термических факторов в формировании и сохранении АВПД в осадочном покрове Куринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1982. № 3. С.1-5.

33. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. - М.: Недра, 1972. 198 с.

34. Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. - М.: Гостоптехиздат, 1963. 253 с.

35. Определение аномально-высоких пластовых давлений по данным бурения в Азербайджане. /В.И.Славин, В.Е.Аронсон, И.А.Аббасов, Д.К.Ибрагимов // Геология нефти и газа. 1980. № 9. С. 25-30.

36. Пильчин А.Н. Геотермический режим земной коры Куринской впадины и его влияние на распределение в ней давлений. Автореферат дис. на соиск.уч.ст. канд.г.-м.наук. - Тбилиси, 1983. 16 с.

37. Применение технологических методов оценки пластовых давлений для повышения эффективности поиска и разведки залежей нефти и газа. Экспресс-информация. Сер. Геология, методы поисков и разведка месторождений нефти и газа. - М.: ВИЭМС, 1980, вып.10. С.1-12.

38. Прогнозирование аномально-высоких пластовых давлений при поисках нефти и газа в юго-западной Туркмении. - М.: ВНИИЭНГ, 1978. С.45.

39. Путкарадзе Л.А. Определение рациональных пределов экстраполяции линии нормального уплотнения при оценке давлений в зонах АВПД. - Деп. в ВИНИТИ 16 июня 1978, № 2019-78.

40. Путкарадзе Л.А. Случайные погрешности величин поровых давлений, определенных по результатам геофизических исследований скважин // Комплексная интерпретация результатов каротажа в разрезах с коллекторами сложного строения. Сборник научных трудов. - Баку: Азерб.отд. ВНИИГеофизика, 1980. С.3-16.

41. Рабинович Е.З. Гидравлика. - М.: Недра, 1980. 278 с.

42. Рахимов А.К. Вскрытие пластов и крепление скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений (на примере Средней Азии). Ташкент: Фан, 1980. - 146 с.

43. Симонов В.И. Исследование причин возникновения осложнений и разработка мероприятий по их предотвращению при бурении глубоких разведочных скважин в зонах аномально-высоких пластовых давлений. Автореферат дис. на соиск. уч.ст. канд.технич.наук. Тюмень: Тюменский индустриальный институт им.Ленинского комсомола, 1984. - 20 с.

44. Ситников М.Ф., Волик А.Л., Куксов А.К. Результаты исследования деформации образцов пород при вторичном уплотнении. РНТС сер. Бурение, 1971, вып.9. С.33-36.

45. Славин В.И. Особенности напряженного состояния осадочных пород и их влияние на совершенствование методов изучения геологического разреза. Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР. Тезисы докладов научно-практической информации. Якутск: ЯО СО АН СССР, 1983. С.16-19.

46. Славин В.И., Аронсон В.Е., Клейносов Ю.Ф. Количественный прогноз пластовых давлений по технологическим данным бурения // Методика поисков и разведка месторождений нефти и газа в Якутии. Якутск, 1981. С.146-148.

47. Славин В.И., Клейносов Ю.Ф. К методике интерпретации технологических данных бурения при определении пластовых давлений в целях снижения репрессии на пласт. РНТС Сер.Бурение, 1981, вып.11. С.35-36.

48. Славин В.И., Клейносов Ю.Ф., Мухин В.В. Способ интерпретации геофизических, петрофизических, технологических параметров при определении пластовых (поровых) давлений в скважинах - способ "кажущихся" эффективных напряжений // Методы прогнозирования АВПД и вопросы совершенствования технологии бурения скважины. Сборник научных трудов. Л.: ВНИГРИ, 1983. С.116-124.

49. Славин В.И., Матус Б.А. Способ определения пластового давления. А.с. СССР № 1183670. Б.И., 1985, № 37.

50. Славин В.И., Шевердяев В.В., Клейносов Ю.Ф. Определение пластового давления по "нормализованной механической скорости проходки" при турбинном способе бурения скважин. РНТС Сер.Бурение, 1982, вып.7. С.13-15.

51. Славин В.И., Шевердяев В.В., Матус Б.А. Определение аномально-высоких пластовых давлений по технологическим данным бурения // Нефтяное хозяйство. 1985. № 5. С.35-38.

52. Славин В.И., Химич В.Ф. Определение аномально-высоких пластовых (поровых) давлений по данным ГИС в Лено-Вилюйской НГО. Проблемы методики, поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений ЯА ССР. Тезисы докладов научно-практической конференции. Якутск, 1983, ч.2. С.19-23.

53. Способ определения пластового давления /Л.А.Буряковский, И.С.Джафаров, Р.Д.Джеваншир и др. А.с. СССР № 945401. Б.И., 1982, № 27.

54. Способ определения пластового давления коллекторов / В.Е.Аронсон, Ю.Ф.Клейносов, Е.С.Ромм, В.И.Славин. А.с. СССР № 832081. Б.И., 1981, № 19.

55. Черемсинов О.А. Определение пластовых давлений при бурении скважин. Экспресс-информация. Сер.Геология, бурение и разработка газовых месторождений. М.: ВНИИГазпром, 1978, вып. 14. С.14-16.

56. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. М.: Недра, 1980. 398 с.

57. Шевердяев В.В. Особенности определения пластового давления по "нормализованной механической скорости проходки" при использовании реактивно-турбинного бурения. Экспресс-информация. Сер. Бурение. М.: ВНИИОЭНГ, 1986, вып.5. С.1-4.

58. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. М.: Недра, 1984. 191 с.

59. Элияшевский И.В., Сторонский М.И., Орсуляк Л.М. Типовые задачи и расчеты в бурении. М.: Недра, 1982. 503 с.

60. Bellotti P., Gerard R.E. Instantaneous log indicates porosity and pore pressure.6- World Oil., 1976, N 10, p. 90-94.

61. Foster J.B., Whalen H.E. Estimation of formation pressures from electrical surveys-offshore Louisiana.-Journ. of Petrol. Technology, 1966, v.18, N 2, p. 165-171.

62. Goldsmich R.G. It's simple: drilling rates predict mud weight needed.-World Oil, v. 181, N 6, pp. 100-102, 104, 108.

63. Jourden J.R., Shirley O.J. Application of drilling performance data to overpressure detection.-Journ. of Petroleum Technology, 1966, v. 18, N 11, p. 1387-1394.

64. Terzachi K. Principles of Soil Techanics.-Engineering news-record, 1925, v. 95, N 27, p. 742-1016.

65. Zamora M. Slide-rule correlation aids 2 "d" exponent use.- Oil u gas. J. 1972, v. 70, N 187, pp. 68-71.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОГНОЗУ И ОЦЕНКЕ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ (АВПД)

М - 21253 Подписано в печать 9.12.87 Формат 60x90 1/16
Уч.-изд.л. 11 Тираж 800 экз. Заказ 271 Цена 1р.65к.

191104, Ленинград, Литейный, 39
Картолитография ВНИГРИ