МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПЕРАТИВНОЙ ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ НА ТРУБАХ

РД 39-4-1010-84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности
Производственное объединение "Нижневолжскнефть"
Волгоградский государственный научно-исследовательский
и проектный институт нефтяной промышленности

Согласовано с Техническим управлением
и Управлением промысловой
и полевой геофизики Миннефтепрома,
с институтом "ВНИИнефтепромгеофизика"

Утверждено
Министерством
нефтяной
промышленности
05.01.84

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПЕРАТИВНОЙ ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ НА ТРУБАХ

РД 39-4-1010-84

1984

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство
по оперативной обработке результатов
испытания поисково-разведочных скважин пластоиспытателем на трубах

РД 39-4-1010-84
Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 57 от 18 января 1984 года срок введения установлен

с 01.04.84

Срок действия до 01.04.89

В основу методов оперативной обработки результатов испытания поисково-разведочных скважин положены материалы многолетнего промыслового применения пластоиспытателя на трубах (ИПТ) и научно-исследовательских работ, выполненных отделом испытания скважин ВолгоградНИПИнефть, институтами "ВНИИнефтегеофизика" и "СевКавНИПИнефть", организациями производственного объединения "Нижневолжскнефть" и треста "Волгограднефтегеофизика".

В руководство вошли методы определения исходных данных и оперативного анализа результатов испытания скважин ИПТ, порядок составления предварительного заключения о качестве испытания и промышленной значимости объекта.

Соблюдение требований и рекомендаций руководства позволяет увеличить объем оперативной информации и повысить качество оценки результатов испытания в целях планирования дальнейших работ по скважине.

Методическое руководство обязательно для геолого-технологических служб предприятий Министерства нефтяной промышлен-

ности, занимающихся испытанием поисково-разведочных скважин.

I. СХЕМА ОПЕРАТИВНОЙ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

I.I. Испытание скважины ИПТ проводят по утверждённому плану, предусматривающему основные режимно-технологические параметры процесса и обеспечивающему выполнение требований технического регламента, правил техники безопасности, безаварийности и охраны окружающей среды.

Испытание проводят в целях оценки промышленной значимости объекта и возможности получения в начальный период его эксплуатации притока углеводородов промышленного значения.

I.2. При испытании скважины определяют и регистрируют исходные для анализа результатов данные: условия вскрытия пласта бурением, основные параметры процесса испытания, объём притока и содержание его компонентов, активность проявления пласта и его гидродинамические характеристики.

В процессе спуска-подъёма ИПТ и испытания объекта регистрируют только те параметры, значения которых нельзя восстановить после испытания при анализе результатов (см. приложение). Остальные данные, используемые при оперативной обработке результатов, определяют и регистрируют в процессе анализа по буровому журналу, диаграммам индикатора веса и скважинных манометров.

I.3. На основе исходных и полученных данных и анализа диаграмм манометров оценивают техническую успешность испытания:

и с п ы т а н и е т е х н и ч е с к и у с п е ш н о е (удачное), если оно проведено без аварий и полностью (или частично) решена поставленная задача;

и с п ы т а н и е т е х н и ч е с к и у д а ч н о е

с о с л о ж н е н и я м и, если в процессе его проведения были технические осложнения ("посадки", "затяжки" инструмента, повышенное шламонакопление на забое, негерметичность бурильных труб, проявление, поглощение бурового раствора, отказ бурового оборудования или узлов ИПТ), если фактические параметры режима испытания существенно отличались от плановых и оно выполнено с нарушением технических условий и требований правил безопасности и безаварийности;

и с п ы т а н и е т е х н и ч е с к и н е у д а ч н о е, если пласт не испытывался (ИПТ не дошел до интервала испытания, негерметичность пакеровки и др.) и не получена объективная информация о передаче депрессии на пласт при испытании;

и с п ы т а н и е а в а р и й н о е, если были осложнения или аварии, требующие проведения специальных работ.

I.4. По полученным в процессе испытания данным предварительно (на скважине) оценивают промышленную значимость испытанного объекта и достоверность результатов, определяют завершённость испытания:

и с п ы т а н и е з а к о н ч е н о, если объём информации достаточен для достоверной оценки промышленной значимости объекта;

и с п ы т а н и е н е з а к о н ч е н о, если по его результатам невозможно достоверно оценить промышленную значимость объекта.

I.5. Составляют предварительное заключение, в котором отмечают успешность испытания, промышленную значимость объекта и качество (достоверность) результатов.

В случае технически осложнённого (неудачного или аварийного) испытания выясняют (устанавливают) причины осложнений

(неудач, аварий) и дают рекомендации по их устранению и предупреждению.

Для незаконченного испытания определяют дополнительные работы по его завершению.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ. МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Положение уровня бурового раствора в скважине:

перед спуском ИПТ (контрольный замер);

в период спуска ИПТ (перед доливами жидкости и пакеровкой) для оценки герметичности труб;

после открытия впускного клапана ИПТ (в период притока и при регистрации КВД) для оценки герметичности пакеровки.

За положением уровня наблюдают визуально (при неподвижном бурильном инструменте).

Если уровень жидкости снижается, то определяют скорость его снижения в течение 5-10 мин по высоте столба жидкости в скважине или по объёму долива (см/мин, л/мин).

2.2. Нагрузка на крюке (в делениях индикатора веса, кН):

при промывке ствола скважины перед испытанием (определяют по индикаторной диаграмме);

перед установкой пакера (при медленном (плавном) подъёме и спуске бурильного инструмента на 3-5 м);

в начале и конце притоке;

в начале и по окончании регистрации КВД;

после снятия пакера (перед подъёмом ИПТ).

2.3. Схема компоновки испытательного инструмента (хвостовика, комплекта ИПТ и бурильных труб) с указанием диаметра и длины; место и глубина установки манометров, их рабочие характеристики.

Схему компоновки составляют перед спуском ИПТ и корректируют в процессе спуска.

2.4. Длина заполненных жидкостью предварительного долива труб, количество доливов, тип и плотность доливаемой жидкости.

Регистрируют в процессе спуска ИПТ и заполнения труб.

2.5. Глубина (интервалы) "посадок" и "затяжек" бурильного инструмента при спуске ИПТ, нагрузка на крюке (в ньютонах).

2.6. Количество оборотов возвратного вращения ("отдача") бурильного инструмента с ИПТ при его проворачивании перед установкой пакера (если в компоновку включён запорно-поворотный клапан).

Приподнимают ИПТ на 3-5 м от забоя, делают 3-5 оборотов инструмента ротором и, выключив ротор, определяют количество оборотов возвратного вращения. При полной "отдаче" операцию повторяют, увеличив вдвое число оборотов инструмента (ротором).

2.7. Длина дополнительной подачи трубы после открытия впускного клапана ИПТ.

Замеряют расстояние от верхнего замка трубы или от метки на ней (2-2,5 м над ротором) до ротора в начале приложения сжимающей нагрузки на пакер и после открытия впускного клапана ИПТ.

2.8. Текущее время (с точностью до 1 мин) начала и окончания каждого периода испытания.

2.9. Активность проявления пласта на устье в период притока и регистрации КВД.

Оценивают по воздуху, выходящему из труб (по шлангу, конец которого опущен под уровень воды, по газовому счетчику), по замеру объёма вытесняемой из скважины жидкости и по текущему времени (с точностью до 1 мин) появления жидкости долива (или пластового флюида) на устье.

2.10. Герметичность пакеровки при открытии впускного клапана ИПТ на притоке.

Оценивают (сравнением) по изменению скорости снижения уровня жидкости в скважине.

Пакеровка герметична, если уровень раствора в скважине не снижается или изменение скорости его снижения незначительно по сравнению с предыдущим замером (см. п. 2.1).

2.11. Количество оборотов бурильного инструмента с ИПТ при закрытии запорно-поворотного клапана (ЗПК): общее и количество оборотов возвратного вращения.

2.12. При закрытии и открытии впускного клапана многоциклового пластоиспытателя (МИГ, ИПЦ) посредством осевого перемещения труб отмечают (для каждого положения):

изменение нагрузки на крюке, кН;

перемещение верхней трубы относительно стола ротора, см;

изменение интенсивности проявления пласта на устье, $м^3$/мин; л/мин (или визуально).

2.13. Нагрузка на крюке при снятии пакера и в начале подъёма ИПТ, кН.

Нагрузка на крюке при снятии пакера и работе яса (по сравнению с нагрузкой перед установкой пакера), кН.

2.14. Увеличение столба жидкости в трубах при подъёме ИПТ.

Определяют по разности длин спущенных в скважину и поднятых пустых бурильных труб.

2.15. Пробы:

жидкости предварительного долива и бурового раствора, вытесняемого из скважины в конце спуска ИПТ (фоновые пробы);

притока жидкости (наиболее представительные) и газа (отбирают в соответствии с инструкцией по испытанию скважин ИПТ и указывают место их отбора);

жидкости и газа из пробоотборника (указывают удельное содержание компонентов, давление в пробоотборнике); отбирают пробы и определяют их характеристики в соответствии с инструкцией по эксплуатации пробоотборника.

Все пробы сопоставляют и описывают. Наиболее предоставительную по содержанию пластового флюида и фоновые оставляют для анализа в лабораторных условиях.

2.16. Данные предварительного анализа диаграмм регистрирующих манометров: характерные точки изменения во времени забойного давления в процессе притока и регистрации КВД.

По диаграмме забойного манометра определяют ориентировочное пластовое давление (при наличии полной КВД), фактическую начальную депрессию на пласт при испытании, продолжительность циклов и периодов испытания, репрессию на пласт при вскрытии его бурением.

По диаграмме трубного манометра проверяют герметичность труб при спуске-подъёме ИПТ и (при необходимости) определяют высоту столба жидкости притока (по повышению давления столба жидкости притока).

2.17. Общий объём притока $V_{пр}$ ($м^3$) в трубы (суммарный объём компонентов, поступивших в трубы в период притока).

Определяют по произведению высоты столба жидкости притока Δh (м) и площади поперечного сечения труб $F_{тр}$ по внутреннему диаметру ($м^2$) или вместимости 100 м труб $V_{тр}$ ($м^3$/100 м) в интервале перемещения уровня жидкости, если трубы над ИПТ и пакеровка герметичны, впускной клапан ИПТ при спуске-подъёме не открывался:

$$V_{пр} = \Delta h F_{тр}; \quad \text{или} \quad V_{пр} = \Delta h (V_{тр}/100), \qquad (I)$$

где $V_{тр}$ – вместимость труб, $м^3$/100 м; определяют по табл. 1 и 2.

Таблица 1

Вместимость стальных бурильных труб с высаженными внутрь ($ТБ_В$) и наружу ($ТБ_Н$) концами и легкосплавных (ЛБТ) труб

Наружный диаметр труб, мм	Вместимость 100 м труб, $м^3$ при толщине стенок, мм				
	7	8	9	10	11
			$ТБ_В/ТБ_Н$		
60	0,164*/0,166	–	0,137/0,138	–	–
73	0,269/0,273	–/0,255	0,234/0,237	–	0,201/0,204
89	0,435/0,442	–/0,418	0,390/0,396	–	0,345/0,351
102	0,592/0,602	0,588/0,578	0,540/0,549	0,515/0,523	–
114	0,776/0,790	0,748/0,759	0,716/0,728	0,687/0,698	0,658/0,669
127	1,000/1,002	0,950/0,967	0,920/0,933	0,885/0,899	–
140	–	1,180/1,201	1,150/1,163	1,110/1,125	1,070/1,088
146	–	–/1,327	–/1,286	–/1,246	–/1,207
168	–	1,790/1,821	1,750/1,773	1,700/1,726	1,650/1,680
			ЛБТ		
73	–	–	0,237	–	–
93	–	–	0,440	–	–
114	–	–	–	0,698	–
129	–	–	0,967	–	0,899
147	–	–	1,300	–	1,220

*Здесь и далее в числителе – для $ТБ_В$, в знаменателе – для $ТБ_Н$.

Таблица 2

Вместимость утяжелённых (УБТ)
и насосно-компрессорных (НКТ) труб

Трубы	Вместимость 100 м труб, $м^3$								
	диаметром, мм								
	60	73	89	108	121	146	159	178	203
НКТ	0,196	0,290	0,450	-	-	-	-	-	-
УБТ	-	-	-	0,113	0,228	0,440	0,500	0,635	0,785

Если высота столба жидкости притока Δh равна (или меньше) половине длины интервала испытания, то рассчитанное по уравнению (I) значение $V_{пр}$ считают ориентировочным, так как оно превышает фактический объём притока за счёт упругого расширения раствора в подпакерном пространстве скважины.

Фактический объём притока (и дебит) в таком случае, а также при наличии частичной негерметичности труб и пакеровки, самопроизвольного открытия клапана ИПГ определяют при камеральной обработке по диаграмме трубного манометра.

2.18. Состав притока и удельное содержание компонентов пластового флюида.

Определяют визуально, непрерывно наблюдая за притоком в процессе извлечения пластового флюида из труб, и по анализу проб после их отстоя.

При извлечении флюида в процессе обратного прокачивания бурового раствора содержание притоке описывают во времени (в минутах циркуляции), отмечая общий объём прокачанной жидкости и продолжительность циркуляции. Например: пластовый флюид извлечён за 30 мин обратного прокачивания 8 $м^3$ бурового раствора. Установлено, что в течение первых 5 мин выходил бу-

ровой раствор, затем в течение 2 мин - смесь бурового раствора с пластовой водой и плёнками нефти, 20 мин - пластовая газированная вода с плёнками нефти, 3 мин - смесь пластовой воды с буровым раствором.

При извлечении пластового флюида в процессе подъёма труб описывают содержимое заполненных труб (вдоль их длины), указывая удельное содержание каждого компонента.

При наличии приборов состав и удельное содержание компонентов притока уточняют по изменению удельного электрического сопротивления, минерализации, вязкости и плотности жидкости проб.

Для повышения достоверности оценки состава притока первую "свечу" бурильных труб с жидкостью долива отсоединяют только в присутствии технолога по испытанию. Периодически проверяют состав жидкости предварительного долива визуально или по данным замера её плотности, вязкости, солёности и электрического сопротивления в процессе обратного прокачивания бурового раствора или при подъёме труб.

Для оценки содержания нефти в притоке используют определения:

верхние ... м труб с жидкостью притока заполнены нефтью;

в объёме ... $м^3$ притока содержится (по пробам, визуально) <50 % нефти (или >50 %);

наличие нефти в виде плёнок (капель);

нефти нет.

При наличии газа в притоке указывают место обнаружения и используют определения:

газ в виде пузырьков;

наличие газовых "пробок", продолжительность выхода газа ... мин;

периодические газовые (газожидкостные) выбросы из труб (или выход газа при циркуляции) ... мин. После выброса уровень жидкости в трубах отмечался на глубине ... м (или выход жидкости начался через ... мин; или после закачивания ... $м^3$ бурового раствора).

2.19. Объём нефти или свободного газа в общем притоке.

Объём нефти определяют ориентировочно ($м^3$; % от общего объёма притока) или указывают, что объём нефти определить не удалось.

Наличие свободного газа на забое в процессе притока устанавливают:

по появлению газа на устье в процессе притока или регистрации КВД;

по газовым выбросам при извлечении из труб жидкости предварительного долива или пластового флюида;

по выходу газа в виде газовых "пробок";

по давлению в пробоотборнике, если его значение составляет не менее 10 % от пластового.

Если наличие свободного газа в притоке определено только по давлению в пробоотборнике, то интенсивность газопроявления оценивают как очень слабую и объём (дебит) газа оперативно не рассчитывают.

2.20. Средний дебит общего притока жидкости.

Определяют по формуле

$$Q_{ср} = 1440(V_{пр}/T_{пр}), \qquad (2)$$

где $Q_{ср}$ – средний дебит общего притока, $м^3$/сут;

$T_{пр}$ – суммарная продолжительность притока, мин.

2.21. Ориентировочное значение объёма притока (и дебита) газа при испытании рассчитывают по объёму замещённого воздуха (или жидкости) в трубах газом, используя формулу

$$Q_r = 1440(p_{cp}\,\Delta V_r\,T_o)/(p_o\,\Delta t\,T), \qquad (3)$$

где Q_r – ориентировочное значение дебита газа в нормальных условиях, м^3/сут;

p_{cp} – среднее значение давления столба газа в трубах, МПа;

p_o – нормальное давление; $p_o \approx 0{,}1$ МПа;

ΔV_r – объём поступившего из пласта газа, м^3;

Δt – продолжительность замещения воздуха (или жидкости) в трубах газом, мин;

T_o – нормальная температура, равная 293 К;

T – средняя температура поступившего из пласта газа, К; при расчётах принимают равной температуре пласта.

Значения $p_{cp}, \Delta V_r, \Delta t$ для расчёта Q_r по формуле (3) определяют в зависимости от характера проявления пласта в период притока по одному из трёх вариантов.

Вариант 1. В процессе притока на устье появляется газ.

Определяют максимально возможный (ориентировочный) дебит газа, предполагая, что газ равномерно распределяется по всему стволу скважины и уровень жидкости находится на устье.

Для определения Q_r по формуле (3) значение объёма поступившего из пласта газа ΔV_r рассчитывают по уравнению

$$\Delta V_r = (\ell_n - \Delta h_{тр})F_{п.тр}\ , \qquad (4)$$

где ℓ_n – длина спущенных в скважину пустых труб, м;

$\Delta h_{тр}$ – прирост столба жидкости в трубах за время от начала спуска ИПТ после последнего долива до появления газа на устье (в том числе за счёт частичной негерметичности труб, поступления раствора из подпакерного пространства скважины и жидкости притока из пласта), м; определяют по увеличению давления в трубах $\Delta p_{тр}$ за

этот период (по диаграмме трубного манометра), принимая плотность поступившей в трубы жидкости равной плотности бурового раствора $\rho_р$; $\Delta h_{тр} = 102 \cdot \Delta p_{тр} / \rho_р$;

$F_{п.тр}$ – площадь поперечного сечения пустых труб по внутреннему диаметру, $м^2$.

Значение $p_{ср}$ принимают равным половине значения давления в трубах на глубине установки пакера в момент появления газа на устье, которое определяют по диаграмме трубного манометра.

Значение Δt будет равно времени от начала притока до появления газа на устье.

В а р и а н т 2. В процессе притока на устье появляется жидкость предварительного долива с газом или без газа.

Определяют максимально и минимально возможные дебиты газа.

Максимально возможный дебит газа $Q_{г.макс}$ рассчитывают по уравнению (3), допуская, что весь объём поступившего газа находится ниже жидкости долива. В этом случае значение $p_{ср}$ равно значению давления в трубах на глубине установки пакера в момент появления жидкости долива на устье (определяют по диаграмме трубного манометра); Δt – время от начала притока до появления жидкости на устье; значение $\Delta V_г$ находят по уравнению (4).

Минимальный дебит газа $Q_{г.мин}$ рассчитывают, предполагая, что газ равномерно распределился по всему столбу жидкости в трубах от устья до забоя. Значение $p_{ср}$ при этом равно половине значения давления в трубах на глубине установки пакера в момент появления жидкости на устье. Значения Δt и $\Delta V_г$ такие же, как и при расчёте $Q_{г.макс}$, т.е. $Q_{г.мин} = 1/2\, Q_{г.макс}$. Фактическое значение начального дебита газа $Q_г$ будет $Q_{г.макс} \geq Q_г \geq Q_{г.мин}$.

В а р и а н т 3. Ни газ, ни жидкость долива в процессе

притока и регистрации КВД на устье не появились, но в процессе извлечения пластового флюида из труб установлено наличие в притоке свободного газа в виде газовых выбросов или газовых "пробок".

Для расчёта дебита газа по уравнению (3) принимают, что Δt равна общей продолжительности притока, значение p_{cp} – половине значения давления в трубах в конце притока на глубине установки пакера (по диаграмме трубного манометра).

Объём поступившего из пласта газа ΔV_r рассчитывают по уравнению

$$\Delta V_r = \left(\Delta h_\tau - h_g \frac{\Delta p_{\tau p}}{p_g}\right) F_{\tau p} , \qquad (5)$$

где Δh_τ – фактическое приращение высоты столба жидкости в трубах; определяют при подъёме ИПТ, м;

h_g – высота столба жидкости предварительного долива, м;

$\Delta p_{\tau p}$ – увеличение давления в трубах за период от окончания долива до появления уровня жидкости в трубах на устье при подъёме ИПТ, МПа; определяют по диаграмме трубного манометра;

p_g – давление, создаваемое в трубах столбом жидкости предварительного долива, МПа; определяют по диаграмме трубного манометра.

2.22. Промышленная значимость общего дебита притока и дебита углеводородов.

Оценивают в сравнении с минимальным значением промышленного дебита (по данным геологической службы заказчика).

Если дебит притока определить не удаётся, то находят прирост объёма (или уровня) жидкости в трубах по разности их значений при спуске и подъёме ИПТ и определяют точный (или вероятный) источник прироста (приток из пласта, упругое расширение раствора в подпакерном пространстве скважины, негерметичность труб).

3. ОПЕРАТИВНЫЙ АНАЛИЗ ДИАГРАММ РЕГИСТРИРУЮЩИХ МАНОМЕТРОВ

3.1. В процессе подъёма и разборки ИПТ извлекают из скважинных манометров бланки диаграмм и проводят предварительную их обработку:

отмечают (на бланке) номер манометра, дату испытания, номер скважины, место и глубину установки манометра.

3.2. Оценивают качество диаграммы.

На интерпретируемой диаграмме забойного манометра, зарегистрировавшего полный процесс испытания пласта-коллектора (рис. 1), устанавливают:

нулевую линию (0-0);

линии открытия впускного клапана пластоиспытателя (1-2; 4-5);

кривые изменения давления в период притока (2-3; 5-6);

КВД первого и второго циклов (3-4; 6-7);

линию открытия уравнительного клапана ИПТ (7-8);

ступенчатые наклонные линии спуска и подъёма ИПТ (А,Б).

КВД не должна иметь изломов, скачков, вертикальных штрихов и ступеней.

3.3. Оценивают качество КВД.

Полная интерпретируемая КВД при испытании проницаемого пласта имеет начальный участок с крутым подъёмом, характеризующим темп нарастания давления и фильтрационные свойства пласта, плавное закругление и конечный пологий участок.

При испытании слабопроницаемого пласта КВД будет пологой, замедленной, без конечного участка (рис. 2).

При испытании непроницаемого интервала давление не восстанавливается, КВД отсутствует.

3.4. По форме КВД оценивают состояние проницаемости ОЗП.

Если КВД имеет плавный переход начального участка к конечному, то ОЗП чистая (см. рис. 1, отрезки 3–4; 6–7). Если темп роста давления высокий, а интенсивность притока низкая и нет плавного перехода от начального участка к конечному, то проницаемость ОЗП снижена (ОЗП кольматирована) в сравнении с проницаемостью удалённой зоны пласта (рис. 3).

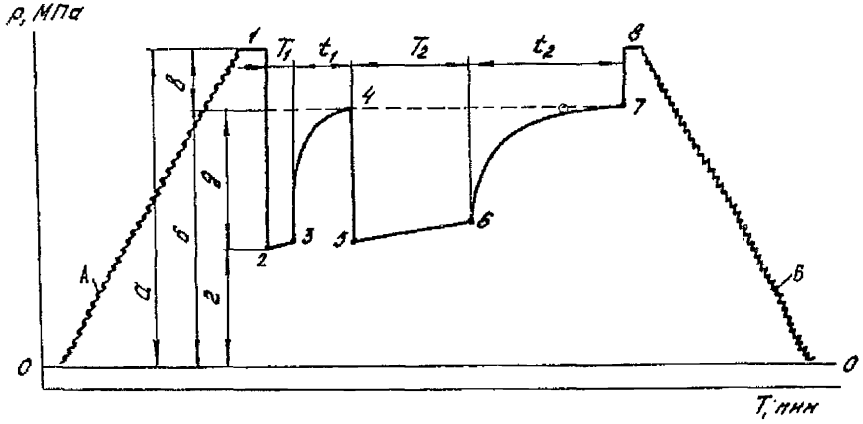

Рис. 1. Развернутая диаграмма забойного давления двухциклового испытания:
0–0 – нулевая линия (начало отсчёта давления); 1–8 – характерные точки изменения в процессе испытания забойного давления: 1 – начальное гидростатическое давление в скважине; 2 – давление в начале и 3 – в конце притока и начальное давление КВД первого цикла; 4 – конечное (ориентировочное пластовое) давление КВД первого цикла; 5 – давление в начале и 6 – в конце притока и начальное давление КВД второго цикла; 7 – конечное (ориентировочное пластовое) давление КВД второго цикла; 8 – конечное гидростатическое давление в скважине; А,Б – спуск и подъём ИПТ; $T_1, T_2, t_1, t_2, a-g$ – параметры процесса испытания и характеристики объекта: T_1, T_2, t_1, t_2 – соответственно продолжительность притока и регистрации КВД первого и второго циклов, a – гидростатическое давление в скважине, $б$ – ориентировочное пластовое давление, $в$ – репрессия на пласт при вскрытии его бурением $(в=a-б)$, $г$ – давление в начале притока, $д$ – фактическая начальная депрессия на пласт при испытании $(д=б-г)$.

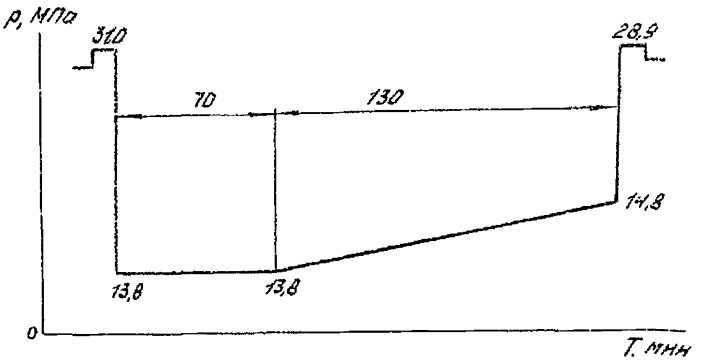

Рис. 2. Изменение забойного давления при испытании слабопроницаемого интервала. Испытание № 2975.

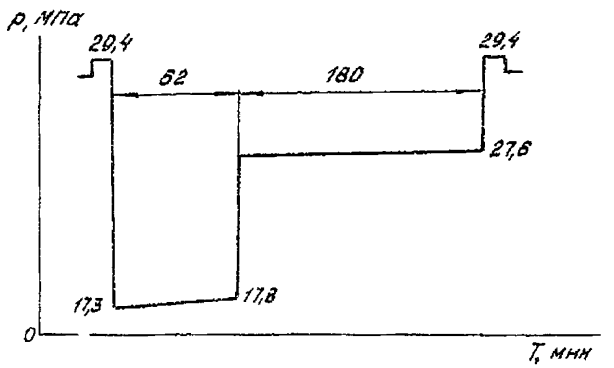

Рис. 3. Диаграмма забойного давления при испытании пласта с кольматированной ОЗП.

При двухцикловом испытании проницаемость ОЗП оценивают по сопоставлению КВД первого и второго циклов, если продолжительность притока во втором цикле значительно больше. Если темп нарастания КВД второго цикла заметно ниже темпа роста КВД первого цикла, то ОЗП чистая (рис. 4).

Если же темп роста КВД обоих циклов одинаковый, то проницаемость ОЗП существенно снижена в процессе бурения (рис.5), особенно при низкой активности проявлений пласта.

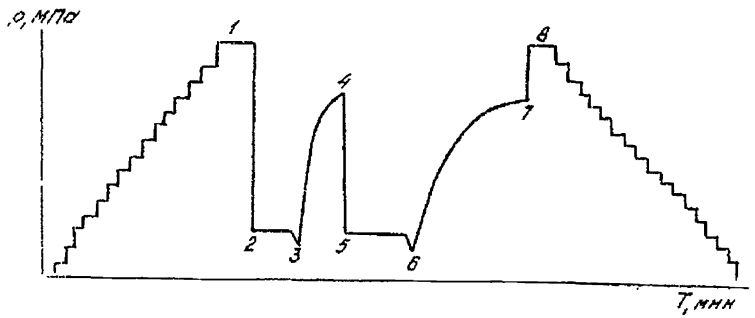

Рис. 4. Диаграмма забойного давления при двухцикловом испытании слабопроницаемого пласта с чистой ОЗП. Темп роста КВД второго цикла ниже темпа нарастания КВД первого цикла.

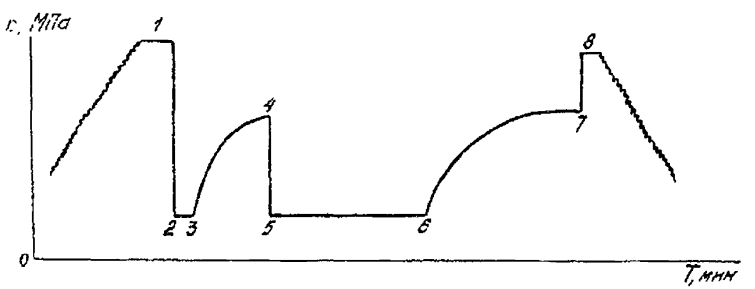

Рис. 5. Диаграмма забойного давления при испытании пласта с существенно сниженной проницаемостью ОЗП. Темп восстановления давления в первом и втором циклах испытания идентичный.

3.5. Для ориентировочного расчёта давления в любой точке диаграммы замеряют (линейкой) расстояние (мм) от нулевой линии диаграммы (0-0) до заданной точки и с помощью градуировочного графика находят искомое давление (МПа) или умножают длину отрезка замера на масштаб записи давления (МПа/мм).

Для ориентировочного определения отрезка времени замеряют (линейкой) длину проекции этого отрезка на диаграмме на нулевую линию (мм) и умножают её на масштаб записи времени (мин/мм).

3.6. По диаграмме забойного манометра определяют (см. рис. I) продолжительность притока (отрезки T_1, T_2) и регистрации КВД (отрезки t_1, t_2) первого и второго циклов.

При наличии полной КВД определяют пластовое давление (отрезок $б$), фактическую начальную депрессию на пласт при испытании (отрезок g) и репрессию на пласт при вскрытии его бурением (отрезок $в$).

3.7. По диаграмме изменения давления в трубах (рис. 6) оценивают герметичность бурильных труб.

Трубы герметичны, если давление в трубах при спуске и подъёме ИПТ не изменялось. В момент потери герметичности давление в трубах начинает повышаться (см. рис. 6, точка 3).

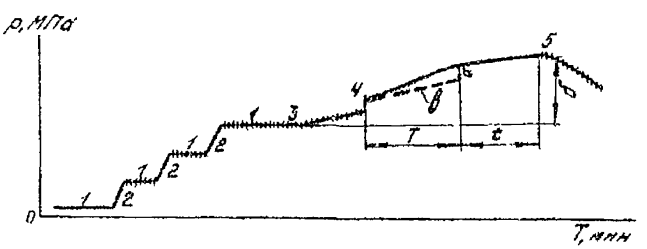

Рис. 6. Развёрнутая диаграмма регистрирующего манометра, установленного в трубах над ИПТ, при частичной негерметичности бурильных труб:
1 – спуск ИПТ; 2 – долив; 3 – точка начала потери герметичности труб при спуске ИПТ; 4 – вертикальный штрих прироста уровня жидкости в трубах в момент открытия впускного клапана ИПТ за счёт упругого расширения жидкости в подпакерном пространстве скважины; 5 – подъём ИПТ; $а$ – повышение давления (уровня) за счёт притока; $б$ – общее повышение давления (уровня) при испытании за счёт притока и негерметичности труб; T, t – продолжительность притока и регистрации КВД.

При негерметичности труб определяют увеличение давления за счёт потери герметичности. Для этого от точки 3 (см. рис. 6) проводят горизонтальную линию и измеряют расстояние от неё до

точки максимального давления в трубах (до точки 5). Отрезок $б$ будет характеризовать увеличение давления в трубах за счёт притока и негерметичности. Затем из точки 4 начала притока проводят прямую $в$ с наклоном, равным наклону кривой 3–4 при спуске ИПТ, до пересечения с вертикальной линией, соответствующей концу притока. Отрезок $а$ характеризует увеличение давления $\Delta p_{пр}$ в трубах за счёт притока пластового флюида. Разность длин отрезков $(б-а)$ будет соответствовать повышению давления в трубах $\Delta p_{н}$ за счёт их негерметичности.

Значение $\Delta p_{пр}$ используют при определении высоты столба $h_{пр}$ притока по уравнению

$$h_{пр} = 102 \cdot \Delta p_{пр} \rho_{пр} , \qquad (6)$$

где $\rho_{пр}$ – плотность жидкости притока, г/см^3.

Уравнение (6) используют также для расчёта высоты столба раствора $h_{н}$, поступившего в трубы за счёт их негерметичности. Для этого вместо значений $\Delta p_{пр}$ и $\rho_{пр}$ подставляют значения $\Delta p_{н}$ и плотности $\rho_{р}$ бурового раствора.

4. ОЦЕНКА И КРИТЕРИИ КАЧЕСТВА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ

4.1. Оперативно (на скважине) оценивают качество (достоверность) результатов испытания, для чего:

определяют компонентный состав притока, средний общий дебит притока и средний дебит (или удельное содержание) углеводородов, промышленную значимость дебитов;

пользуясь табл. 3, устанавливают классификационный индекс группы и подгруппы варианта результатов испытания объекта и критерии качества, соблюдение которых обязательно;

проверяют соблюдение критериев качества.

4.2. Результаты испытания качественные (достоверные), если они отвечают требованиям критериев какой-либо из групп

(подгрупп) вариантов (см. табл. 3).

В остальных случаях результаты испытания недостоверны и не исключается пропуск продуктивного пласта. Устанавливают причины недостоверности и повторяют испытание объекта, принимая меры, обеспечивающие получение качественных результатов.

Таблица 3

Варианты успешных испытаний объекта ИПТ для выбора критериев качества при оперативном анализе результатов

Группа варианта результатов испытания (по основному признаку)		Подгруппа варианта результатов испытания (по дополнительному признаку)		Номер критериев качества
индекс	признаки	индекс	признаки	
А	Промышленный приток нефти, газа или их смеси	I	Пластовой воды нет	-
		2	Пластовая вода	-
Б	Приток нефти, свободного газа или их смеси. Дебит углеводородов не определяется или непромышленный	I	Пластовой воды нет	I;2
		2	Пластовая вода; общий дебит условно промышленный	I;2;3
		3	Пластовая вода; общий дебит ниже условно промышленного; КВД интерпретируется	2;3;4
Б	Углеводороды отсутствуют. Приток пластовой воды	I	Общий дебит условно промышленный	I;2;3;5
		2	Общий дебит ниже условно промышленного; КВД интерпретируется	2;3;4
Г	Следы или отсутствие пластового флюида при очень низкой (непромышленной) активности проявления пласта	I	КВД полная, интерпретируемая	2;3;4
		2	КВД замедленная, не интерпретируется	2;3;6;7
		3	Давление не восстанавливается	2;3;6;7;8

4.3. Для оперативной оценки качества результатов испытания используют восемь критериев.

К р и т е р и й 1. Испытание объекта проведено в открытом стволе бурящейся скважины в двухцикловом (или одноцикловом) режиме в соответствии с инструкцией по испытанию. Отобраны представительные пробы пластового флюида. Получены качественные диаграммы трубного и забойного манометров, записана интерпретируемая КВД.

Соблюдение критерия 1 проверяют по буровому журналу и данным анализа диаграмм манометров.

При нарушении критерия 1 возможно занижение значения продуктивности (дебита) пласта при испытании и удельного содержания углеводородов в притоке. Непредставительные пробы могут привести к ошибке в определении насыщенности пласта, а отсутствие интерпретируемой КВД - к искажению оценки изменения проницаемости ОЗП и гидродинамических параметров объекта.

К р и т е р и й 2. Суммарная продолжительность циркуляции бурового раствора в интервале испытания за период от вскрытия объекта бурением до его испытания не превышает 120 ч.

Соблюдение критерия 2 проверяют по буровому журналу. Суммарная продолжительность циркуляции включает время бурения, проработок и промывок ствола скважины в интервале испытания и ниже.

Невыполнение требований критерия 2 может привести к значительному снижению проницаемости ОЗП и к потере продуктивного пласта.

К р и т е р и й 3. Интервал испытания вскрыт с применением бурового раствора с показателем фильтрации (водоотдачей) не более 20 $см^3$/30 мин; поглощения бурового раствора в интервале испытания не было.

Соблюдение критерия 3 проверяют по буровому журналу, журналу учёта показателей свойств бурового раствора

и по данным оперативного геолого-технологического контроля.

Несоблюдение условий критерия 3 приводит к проникновению в пласт большого количества бурового раствора (или его фильтрата), что может снизить проницаемость ОЗП, значительно уменьшить содержание углеводородов в притоке и привести к пропуску продуктивного пласта.

К р и т е р и й 4. Продолжительность притока не менее одного часа. Получена качественная диаграмма забойного манометра. Продолжительность восстановления давления основного цикла испытания соответствует условию

$$t \geq 4 \cdot V_{пл} \Delta p / Q_{ср}, \qquad (7)$$

где t – продолжительность регистрации КВД основного цикла;

$V_{пл}$ – объём бурового раствора в подпакерном пространстве скважины, м^3;

Δp – фактическое среднее значение депрессии на пласт при испытании, МПа.

Выполнение требований критерия 4 проверяют по данным анализа диаграммы забойного манометра.

Нарушение условия (7) приводит к искажению оценки проницаемости ОЗП по КВД. Пласт промышленного значения с существенно сниженной в процессе бурения проницаемостью ОЗП может быть оценен как чистый слабопроницаемый пласт непромышленного значений.

К р и т е р и й 5. Фактическая начальная депрессия на пласт при испытании превышает не менее чем в три раза репрессию на пласт при вскрытии интервала бурением, или интервал испытания составляет не более 10 м.

Выполнение критерия 5 проверяют по данным анализа диаграммы забойного манометра, установленного за фильтром.

Невыполнение требований критерия 5 приводит к ошибочной

оценке насыщенности пласта: нефть с низкой фазовой проницаемостью может отсутствовать в притоке воды. Возможен пропуск нефтенасыщенного продуктивного пласта.

К р и т е р и й 6. Получены качественные диаграммы манометров при любой продолжительности притока. Продолжительность регистрации КВД основного цикла не менее 60 мин.

Выполнение критерия 6 проверяют по данным анализа диаграмм манометров.

Несоблюдение критерия 6 снижает достоверность оценки интервала испытания, так как при отсутствии качественных диаграмм и недостаточной продолжительности восстановления давления невозможно отличить непроницаемый пласт от коллектора с существенно сниженной проницаемостью ОЗП. Возможен пропуск продуктивного пласта.

К р и т е р и й 7. Запорно-поворотный клапан (или впускной клапан пластоиспытателя) закрыт герметично.

Герметичность клапана проверяют опрессовкой после подъёма его из скважины (до разборки!). Давление опрессовки 30,0 МПа. Результаты опрессовки записывают в акт об испытании.

При нарушении условия герметичности ЗПК возможен пропуск продуктивного пласта со значительно сниженной проницаемостью ОЗП.

К р и т е р и й 8. Регистрация (длина записи) фактической депрессии на пласт при испытании составляет не менее 2 мм диаграммы забойного манометра.

Критерий 8 считают выполненным, если разность минимально возможного пластового давления и забойного в период притока составляет не менее 2 мм записи диаграммы манометра.

При невыполнении критерия 8 неиспытанный пласт может быть оценен как непроницаемый.

5. СОСТАВЛЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ЗАКЛЮЧЕНИЯ

5.I. По материалам оперативной обработки и анализа результатов испытания составляют предварительное заключение и записывают его в акт об испытании.

5.2. В заключении дают оценку:

успешности испытания; если испытание осложнённое, технически неудачное или аварийное, то отмечают характер осложнений, их причину и влияние на качество результатов, а также дают рекомендации по устранению и предупреждению осложнений;

промышленной значимости объекта испытания: указывают насыщенность пласта, дебит (объём) притока, пластовое давление, изменение проницаемости околоствольной зоны пласта;

качества (достоверности) результатов испытания объекта. При недостоверных результатах указывают причины и возможные последствия (ошибки) несоблюдения требований критериев качества, дают рекомендации по достижению достоверности.

6. ПРИМЕРЫ ОПЕРАТИВНОЙ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ

6.I. Испытание № 2913.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 2580-2591 м, представленный известняком. Площадь поперечного сечения труб $F_{тр}$ по внутреннему диаметру в интервале перемещения уровня жидкости долива составляет 0,009 м^2 (диаметр труб I27 мм, толщина стенок I0 мм). Испытание проведено в соответствии с планом. В период притока наблюдалось активное проявление пласта при герметичной пакеровке. Уровень жидкости в скважине не снижался. Продолжительность притока I3 мин и регистрации КВД 40 мин.

Прирост уровня жидкости в трубах составил 200 м. В про-

цессе обратного прокачивания раствора и по отобранным пробам визуально установлено, что приток предоставлен смесью разгазированной нефти и бурового раствора (≈50 %) без признаков пластовой воды. Диаграмму забойного давления записать не удалось.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. При испытании не работали манометры. Пластовое давление, репрессия на пласт при вскрытии его бурением, депрессия при испытании пласта и проницаемость околоскважинной зоны не определены из-за отсутствия диаграмм. По активности проявления однозначно установлено наличие коллектора.

По формуле (I) находим, что $V_{пр}$ =200·0,009=I,8 м^3. Тогда, согласно уравнению (2), $Q_{ср}$ =I440-$\frac{I,8}{I3}$≈200 м^3/сут. Следовательно, в интервале испытания имеется коллектор с хорошей проницаемостью, насыщен нефтью. Пластовой воды нет. Начальный дебит нефти промышленный (≈200 м^3/сут).

По характеру проявления и насыщенности пласта объект соответствует подгруппе А1, для которой не требуется проверка качества результатов (см. табл. 3).

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически удачное, осложнённое (не работали манометры). В интервале испытания имеется нефтенасыщенный пласт, давший промышленный приток нефти≈ 200 м^3/сут. Результаты качественные. Испытание закончено.

П р и м е ч а н и е. Из-за отказа скважинных манометров гидродинамические параметры пласта не определены. Рекомендуется определить их после спуска эксплуатационной колонны, а также улучшить подготовку манометров к работе.

6.2. Испытание № 3082.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 2665,5-2668,0 м, представленный песчаником.

Испытание двухцикловое, проведено по плану. В процессе притока наблюдалась средняя активность проявления пласта. Общая продолжительность притока 116 мин, регистрации КВД 30 и 80 мин. Уровень жидкости в трубах повысился на 624 м. В процессе обратного прокачивания раствора визуально установлено, что приток содержит >50 % нефти и пластовую воду. Содержание флюида в пробоотборнике (нефть, газ, вода) подтвердило эту оценку. Записаны качественные диаграммы манометров.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. Согласно содержанию компонентов притока и проб в пробоотборнике, коллектор насыщен нефтью и пластовой водой.

По диаграмме манометра, установленного в трубах над ИПТ, определяем, что в процессе спуска ИПТ отмечалась частичная негерметичность труб, обусловившая повышение давления в трубах на 1,4 МПа. Пластовое давление 24,7 МПа (рис. 7), репрессия на пласт при вскрытии его бурением 7,0 МПа (31,7-24,7), начальная депрессия на пласт при испытании 10,5 МПа (24,7-14,2). Околоствольная зона пласта чистая. Активность проявления пласта свидетельствует о наличии в интервале испытания коллектора.

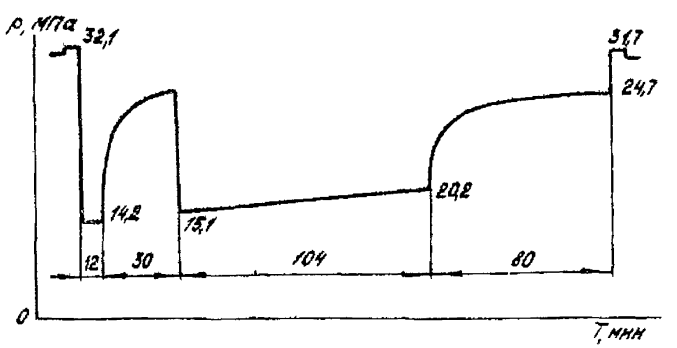

Рис. 7. Диаграмма забойного манометра. Испытание № 3082.

жидкостью притока заполнены трубы двух диаметров: 545 м труб диаметром 129 мм, толщиной стенок 11 мм (площадь поперечного сечения труб $F_{тр}$ по внутреннему диаметру 0,009 м^2) и 79 м труб диаметром 140 мм, толщиной стенок 10 мм ($F_{тр}$ =0,011 м^2).

Используя уравнение (1), находим, что прирост объёма жидкости по секциям труб V_1 =0,009·545=4,9 м^3; V_2 =0,011·79=0,8 м^3. Общий прирост объёма жидкости в трубах $V = V_1 + V_2 = 5,7$ м^3.

По формуле (6) определяем высоту $h_н$ столба раствора плотностью 1,2 г/см^3, поступившего в трубы за счёт их негерметичности: $h_н = \frac{102 \cdot 1,4}{1,2}$ =119 м. Затем рассчитываем объём жидкости $V_н$, поступившей в трубы диаметром 140 мм за счёт их негерметичности: $V_н$ =0,011·119=1,3 м^3. Тогда объём притока $V_{пр}$ из пласта с учётом негерметичности труб будет равен разности объёмов: $V_{пр} = V - V_н$ =5,7-1,3=4,4 м^3. Следовательно, в притоке содержится >2,2 м^3 нефти.

По формуле (2) находим общий средний дебит при испытании: $Q_{ср}$=1440 $\frac{4,4}{116}$ ≈54,6 м^3/сут. Средний дебит нефти промышленный.

По характеру проявления и насыщенности пласта объект соответствует подгруппе А2, для которой не требуется проверка качества результатов (см. табл. 3).

Предварительное заключение: испытание технически удачное. Испытанный пласт насыщен нефтью и водой. Получен промышленный (>28 м^3/сут) приток нефти. Результаты качественные. Испытание закончено.

6.3. Испытание № 2975.

Условия и результаты испытания. Испытанный в интервале 2593-2630 м пласт сложен известняком. Испытание выполнено в соответствии с планом. Проявление пласта во время притока не отмечалось. Продолжительность притока 70 мин, регистрации КВД 130 мин. Уровень жидкости в трубах

не изменялся. Проба в пробоотборнике содержит буровой раствор без признаков пластового флюида. Давление в пробоотборнике близко нулю. Записаны качественные диаграммы манометров. Диаграмма забойного манометра (см. рис. 2) не зарегистрировала поступление флюида. КВД не интерпретируется.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. Пластовое давление определяем ориентировочно по глубине залегания интервала испытания и градиенту пластового давления: $\rho_{пл}$=28,6 МПа. Репрессия на пласт при вскрытии его бурением 2,4 МПа (31,0-28,6). Начальная депрессия на пласт при испытании 14,8 МПа (28,6-13,8). Давление почти не восстанавливалось.

Отсутствие притока, характер КВД и содержание проб в пробоотборнике показывают, что испытан коллектор с низкой проницаемостью.

По результатам испытания объект соответствует подгруппе Г2 (см. табл. 3). Для достоверной оценки результатов проверяем соблюдение критериев 2;3;6 и 7. По буровому журналу устанавливаем, что суммарная продолжительность циркуляции бурового раствора в интервале испытания 76 ч, т.е. не превышает 120 ч: критерий 2 выполнен. Максимальное значение показателя фильтрации 8 $см^3$/30 мин, поглощение бурового раствора не наблюдалось: критерий 3 выполнен. Диаграммы манометров качественные. Продолжительность регистрации КВД основного цикла 130 мин: критерий 6 выполнен. После подъёма пластоиспытателя опрессован ЗПК на 30,0 МПа, герметичен: критерий 7 выполнен. Таким образом, все требования критериев качества результатов выполнены.

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически успешное. Испытанный интервал не имеет промышленного значения, не перспективен по проницаемости.

Результаты качественные. Испытание закончено.

6.4. Испытание № 3009.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 1554-1640 м, представленный песчаником. Испытание выполнено без предварительного долива. В период притока наблюдалось активное проявление пласта при герметичной пакеровке (уровень жидкости в скважине не снижался). Продолжительность притока 26 мин, регистрации КВД 57 мин.

Прирост уровня жидкости в трубах составил 600 м. В процессе обратного прокачивания бурового раствора по стволу скважины установлено, что приток содержит пластовую воду плотностью 1,12 г/см^3 и буровой раствор. Признаков углеводородов не отмечается. В пробоотборнике была пластовая вода, давление 0,6 МПа. Записаны качественные диаграммы скважинных манометров.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. Испытание осложнено высокой активностью притока. Пластовое давление 16,4 МПа (рис. 8), репрессия на пласт при вскрытии его бурением 2,7 МПа (19,1-16,4). Начальная депрессия на пласт при испытании 6,4 МПа (16,4-10,0) снижена высокой активностью притока. ОЗП чистая. Вместимость труб с высаженными наружу концами (диаметр 114 мм, толщина стенок 10 мм) в интервале перемещения уровня жидкости равна 0,698 м^3/100 м (см. табл. 1).

По формуле (1) находим, что $V_{пр} = 0{,}698 \frac{600}{100} = 4{,}2$ м^3. Средний дебит при испытании определяем по уравнению (2): $Q_{пр} = 1440 \frac{4{,}2}{26} = 233$ м^3/сут.

Согласно содержанию компонентов притока и проб в пробоотборнике коллектор насыщен пластовой водой. Общий дебит условно промышленный. По характеру проявления пласта и насыщенности объект испытания соответствует подгруппе В1 (см. табл. 3), для которой обязательно соблюдение критериев 1;2;3 и 5. Критерий 1

выполнен: получен пластовый флюид и записана интерпретируемая КВД; отобраны качественные пробы. Критерии 2 и 3 тоже выполнены: продолжительность циркуляции раствора 37 ч, интервал испытания вскрыт с применением бурового раствора при показателе фильтрации 11 $см^3$/30 мин. Поглощения и проявления при вскрытии не наблюдалось. Критерий 5 не выполнен: депрессия на пласт при испытании была меньше трёхкратного значения репрессии при вскрытии интервала бурением.

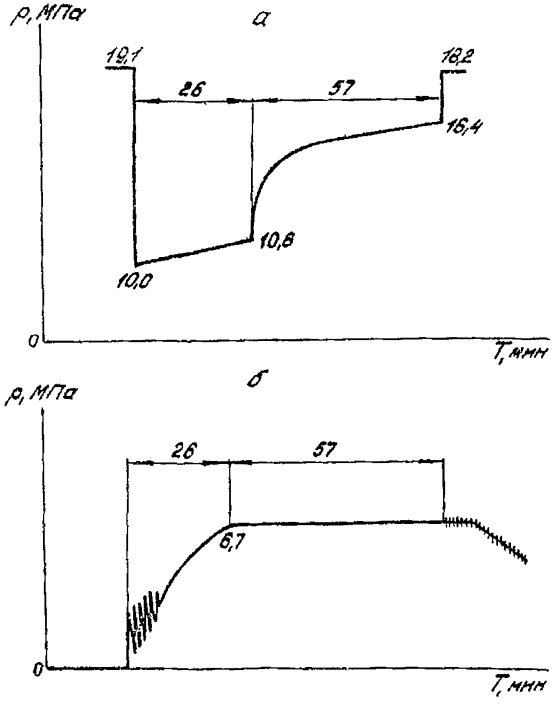

Рис. 8. Диаграммы забойного (а) и трубного (б) манометров. Испытание № 3009.

Предварительное заключение. Испытание технически успешное, осложнённое высокой активностью притока, снизившей планируемую депрессию на пласт на 10 МПа.

Испытанный интервал насыщен водой, однако не исключена возможность наличия нефтенасыщенного пласта. Результаты некачественные. Рекомендуется с учётом промыслово-геофизических данных провести селективное испытание.

6.5. Испытание № 2905.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 2765,7-2778,7 м, предоставленный песчаником. Двухцикловое испытание проведено по плану. Суммарная продолжительность притока 63 мин, регистрации КВД 29 и 105 мин. Проявление пласта на устье не отмечалось. Уровень жидкости в трубах повысился на 6 м. Площадь поперечного сечения 114-мм труб $F_{тр}$ по внутреннему диаметру 0,007 м^2. Жидкость притока и пробы содержат только буровой раствор. Давление в пробоотборнике 0,3 МПа. Записаны качественные диаграммы манометров.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. В интервале испытания имеется слабопроницаемый коллектор с пластовым давлением 26,6 МПа (рис. 9).

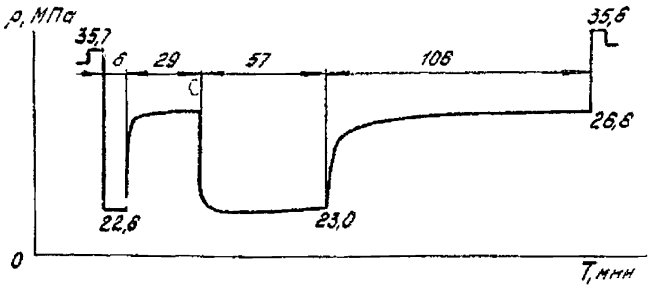

Рис. 9. Диаграмма забойного давления. Испытание № 2905.

Репрессия на пласт при вскрытии его бурением 9,1 МПа (35,7-26,6). Начальная депрессия на пласт при испытании 4,0 МПа (26,6-22,6). Темп нарастания КВД во втором цикле медленнее,

чем в первом. ОЗП чистая. Высота столба жидкости притока (6 м) меньше половины длины интервала испытания, поэтому оперативно рассчитанные предельные значения объёма и дебита притока выше фактических.

По формуле (I) находим, что $V_{пр}$ =6·0,007=0,04 м^3. Согласно расчётам по уравнению (2), $Q_{ср}$ =I440 $\frac{0,04}{65}$ =0,9 м^3/сут. Следовательно, фактический дебит притока (с учётом упругого расширения раствора в подпакерном пространстве скважины) будет меньше, т.е. дебит непромышленный.

По результатам испытания объект соответствует подгруппе Г1, для которой необходимо соблюдение критериев 2;3 и 4. По буровому журналу проверяем, что суммарная продолжительность циркуляции бурового раствора 42 ч: критерий 2 выполнен. Интервал испытания вскрыт без поглощений с применением бурового раствора с показателем фильтрации 9 см^3/30 мин: критерий 3 выполнен. Суммарная продолжительность притока 63 мин: первое условие критерия 4 выполнено. Согласно расчёту значения t по формуле (7) и диаграмме забойного давления (см. рис. 9), второе условие критерия 4 также выполнено: I06 $\geqslant 4\frac{0,47\cdot3,6}{0,9}$, или I06 $\gg$ I4,4 мин.

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически успешное. Испытан слабопроницаемый пласт с неясной насыщенностью. Проницаемость ОЗП не снижена. Начальный дебит ниже промышленного. Пласт не перспективен по проницаемости. Результаты качественные. Испытание закончено.

6.6. Испытание № I44I-Б.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 2345-2400 м, представленный доломитами. Перед испытанием скважина была заполнена буровым раствором плотностью I,06 г/см^3. Суммарная продолжительность притока 55 мин,

регистрации КВД 15 и 60 мин. Во время притока проявлений не отмечалось. При подъёме ИПТ установлено, что уровень жидкости в трубах не повышался. Диаграмма давления в трубах не записана из-за отказа манометра. Проба в пробоотборнике содержала буровой раствор без признаков пластового флюида. Давление в пробоотборнике близко нулю.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. На диаграмме забойного манометра (рис. 10) зарегистрированы четыре кратковременных снижения и восстановления забойного давления, свидетельствующих о нарушении режима испытания.

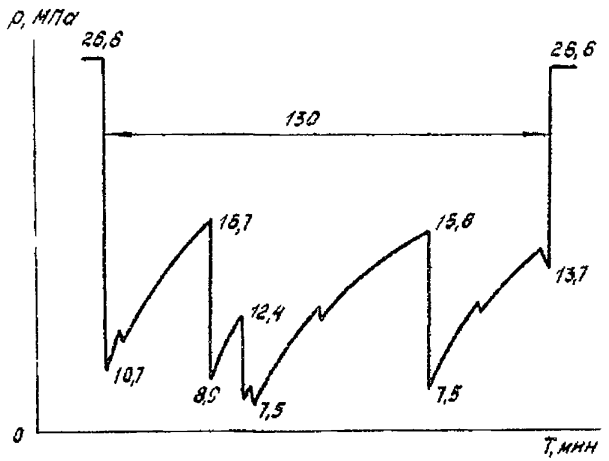

Рис. 10. График забойного давления, характеризующий периодическое закрытие впускного клапана ИПТ. Испытание № 1441-Б.

Кривые притока не записаны. Испытание осложнено: не работал трубный манометр, нарушен режим испытания. Кратковременное снижение давления под пакером составило 7,5 МПа, что соответствует давлению столба жидкости долива в трубах (755 м раствора плотностью 1,06 г/см^3).

Пластовое давление определяем ориентировочно по глубине

залегания интервала испытания и градиенту пластового давления: $p_{пл}$=26 МПа. Депрессия на пласт при испытании составляла ≈18,5 МПа.

Анализ диаграмм забойного манометра (см. рис. 10) показал, что в процессе испытания периодически прекращался приток, хотя приточные каналы ИПТ и штуцер не зашламованы. Учитывая это, можно считать, что вероятной причиной нарушения режима испытания было периодическое закрытие впускного клапана ИПГ из-за потери нагрузки.

Представительной пробы не получено вследствие очень низкой активности притока и кратковременного дренирования пласта. По КВД (замедленная, неинтерпретируемая) пласт характеризуется как слабопроницаемый.

Результаты испытания соответствуют подгруппе Г2, для которой требуется выполнение критериев 2;3;6 и 7. Проверкой установлено, что все критерии соблюдены. Следовательно, результаты испытания однозначные, качественные.

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически удачное, осложнённое из-за самопроизвольного закрытия в процессе притока впускного клапана ИПГ на забое скважины и отказа трубного манометра. Согласно данным испытания, интервал слабопроницаемый, характер насыщенности пласта не установлен. Интервал не перспективен по проницаемости. Результаты качественные. Испытание закончено.

П р и м е ч а н и е. Для предупреждения самопроизвольного закрытия впускного клапана ИПГ рекомендуется в подобных случаях устанавливать над ИПТ утяжелённые бурильные трубы и после пакеровки проворачивать инструмент на 3-4 оборота в целях уменьшения потери нагрузки по стволу скважины. Необходимо улучшить подготовку манометров к работе.

6.7. Испытание № 290.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я. Испытан интервал 2153-2185 м, представленный сакмарско-артинскими доломитами. Испытание одноцикловое, проведено по специальному плану, предусматривающему выпуск жидкости предварительного долива и пластового флюида на поверхность. Давление столба жидкости долива в трубах диаметром 89 мм и толщиной стенок 9 мм было 4,0 МПа (400 м воды плотностью 1,0 г/см^3). В период притока наблюдалось активное проявление пласта: через 5 мин на поверхности появилась жидкость долива с газом. После полного вытеснения жидкости из бурильных труб скважина фонтанировала газом (через устьевую головку и отвод на факел). Продолжительность притока 59 мин, регистрации КВД 39 мин.

Записаны качественные диаграммы манометров. Кривая притока (рис. II) имеет своеобразный излом, характеризующий особенности притока газа при испытании газонасыщенного пласта с выпуском жидкости предварительного долива на поверхность (повышение, а затем снижение забойного давления). Объём и дебит газа не замеряли. Отобранные пробы содержали газ и жидкость, представленную смесью бурового раствора и пластовой воды с резким запахом сероводорода.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. По КВД ориентировочно определяем пластовое давление: $p_{пл}$= =23,4 МПа (см. рис. II). Начальная депрессия на пласт при испытании 16,6 МПа (23,4-6,8), репрессия при вскрытии его бурением 6,1 МПа (29,5-23,4).

Так как объём и дебит газа не замеряли, то ориентировочно по формуле (3) рассчитываем (вариант 2) минимально $Q_{г.мин}$ и максимально $Q_{г.макс}$ возможные значения начального дебита газа при Δt=5 мин, $p_{ср}$ =6,0 МПа (по диаграмме трубного манометра), $\Delta V_г$,

равном объёму пустых бурильных труб перед началом притока ($\Delta V_г = \ell_п \cdot F_{п.тр} = 6{,}1$ м^3), и $T = 333$ К.

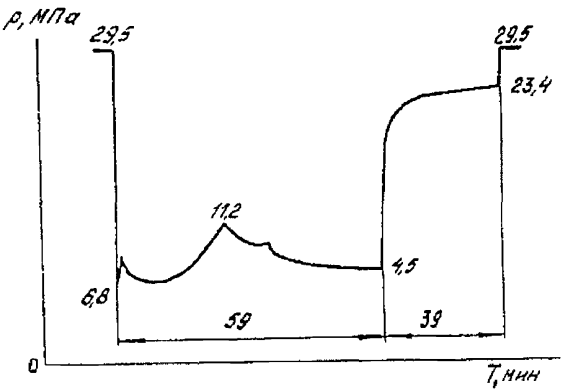

Рис. II. Диаграмма забойного давления при испытании газонасыщенного пласта с выпуском жидкости предварительного долива и пластового флюида на поверхность. Испытание № 290.

Подставив исходные значения в формулу (3), находим

$$Q_{г.макс} = 1440 \frac{6{,}0}{0{,}1} \cdot \frac{6{,}1}{5} \cdot \frac{293}{333} = 92{,}6 \text{ тыс. м}^3\text{/сут};$$

$$Q_{г.мин} = \frac{1}{2} Q_{г.макс} = 46{,}3 \text{ тыс. м}^3\text{/сут}.$$

Следовательно, начальный дебит газа (в условиях испытания) промышленный: $46{,}3 \leq Q_г \leq 92{,}6$ тыс. м^3/сут.

По характеру проявления пласта и его насыщенности результаты испытания объекта соответствуют подгруппе А2 (см. табл.3), для которой не требуется проверка критериев качества.

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически успешное. В испытанном интервале имеется газонасыщенный пласт, давший начальный приток газа промышленного значения. Результаты качественные. Испытание закончено. Для достоверной оценки промышленной значимости объекта необходимо исследовать его в установившемся режиме притока.

6.8. Испытание № 3565.

У с л о в и я и р е з у л ь т а т ы и с п ы т а н и я.

Испытан интервал 3550-3424 м, представленный известняком. Перед испытанием трубы были заполнены (2050 м) буровым раствором плотностью I,I7 г/см^3. В период притока наблюдалось (по воздуху) проявление пласта средней активности. Продолжительность притока 57 мин, регистрации КВД 69 мин. Уровень раствора в скважине не снижался. Уровень жидкости в трубах диаметром I27 мм и толщиной стенок 8 мм повысился на 3I0 м. Давление в пробоотборнике 2,5 МПа. Приток представлен газированной пластовой водой. В пробоотборнике была тоже газированная пластовая вода. Записаны качественные диаграммы манометров.

О б р а б о т к а и а н а л и з р е з у л ь т а т о в. В соответствии с диаграммой забойного манометра (рис. I2), фактическая депрессия на пласт при испытании 2,I МПа (37,I-35,0) снизилась на I0,9 МПа за счёт гидравлического сопротивления ИПТ. Репрессия при вскрытии пласта бурением составляла 2,I МПа (39,2-37,I). КВД интерпретируется, характерна для пласта с чистой ОЗП.

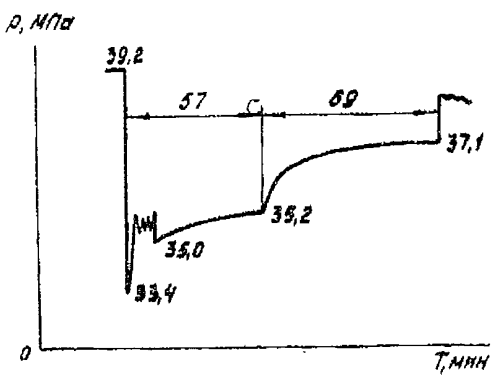

Рис. I2. Диаграмма забойного давления, характерная для осложнённого большим гидравлическим сопротивлением ИПТ испытания пласта.

По формуле (I) находим, что при вместимости труб 0,967 м^3/I00 м (см. табл. I) $V_{пр}$ равен 2,99 м^3. Согласно расчё-

там по уравнению (2), $Q_{ср}$ =70 м^3/сут, т.е. средний дебит притока условно промышленный. Компонентный состав газа характерен для газа, растворённого в пластовой воде: 98,8 % метана, 0,58 % этана, 0,21 % пропана. Об этом же свидетельствует давление в пробоотборнике ($<0,1\,p_{пл}$).

По результатам испытания интервал представлен водонасыщенным без свободного газа коллектором с условно промышленным дебитом (по воде) и соответствует подгруппе Б1 (см. табл. 3), для которой необходимо соблюдение критериев 1;2;3 и 5. По буровому журналу, журналу учёта показателей свойств бурового раствора и данным оперативного геолого-технологического контроля проверяем, что критерии 1;2 и 3 выполнены. Критерий 5 не выполнен: фактическая начальная депрессия на пласт при испытании (2,1 МПа) была равной репрессии при вскрытии его бурением (2,1 МПа), тогда как она должна быть не менее 6,3 МПа. Следовательно, результаты испытания недостоверные, некачественные, возможен пропуск продуктивного пласта.

П р е д в а р и т е л ь н о е з а к л ю ч е н и е. Испытание технически удачное, осложнено большим гидравлическим сопротивлением ИПТ, снизившим фактическую депрессию на пласт при испытании. В интервале испытания установлен водонасыщенный коллектор с чистой ОЗП. Однако из-за низкой депрессии на пласт при испытании результаты некачественные. Для обеспечения достоверности результатов необходимо селективно испытать верхнюю часть пласта (интервала).

П р и м е ч а н и е. В соответствии с рекомендациями проведено селективное испытание верхней части пласта. Испытан интервал 3351-3417 м при начальной депрессии на пласт 6,3 МПа (долито 1650 м труб вместо 2050 м) и продолжительности притока 136 мин (вместо 57 мин - в первом испытании). Активность

проявления пласта существенно снизилась, так как водонасыщенная часть коллектора была изолирована пакером. Приток содержал I,I $м^3$ смеси бурового раствора с нефтью, средний дебит II,5 $м^3$/сут. Отобранный из жидкости притока газ имел чёткие признаки нефтяного газа: 5I,7 % метана, I6,8 % этана, I8,9 % пропана.

Таким образом, метод оперативного анализа позволил на основе проверки выполнения требований критериев качества результатов испытания предупредить пропуск нефтенасыщенного коллектора с начальным дебитом нефти промышленного значения.

Ответственные исполнители:

Директор института — В.Г. Калинин

Зав.отделом по испытанию скважин пластоиспытателями, канд.техн.наук — Г.Д.Сухоносов

Зав.лабораторией технологии испытания — Ю.М. Мясянкин

Старший научный сотрудник — В.Д. Банченко

Приложение
Обязательное

ЖУРНАЛ
РЕГИСТРАЦИИ ИСХОДНЫХ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ
ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИНЫ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕМ

Технолог (мастер по испытанию) _____

Начат _____
Окончен _____

Продолжение приложения

Исходные данные	Номер испытания				

1. Номер скважины
2. Дата испытания
3. Интервал испытания, м
4. Скорость снижения уровня раствора в скважине до спуска ИПТ, см/мин (л/мин)*
5. Тип ИПТ, диаметр (мм)
6. Компоновка испытательного инструмента, глубина (интервал) установки (снизу вверх), м:

   хвостовик
   фильтр
   пробоотборник
   пакер(-ы)
   безопасный переводник
   яс
   патрубки
   УРВ
   ИПТ
   ЗПК
   КЦ
   трубы
   диаметром, мм:

   _____
   _____
   _____
   _____

7. Тип манометров
   глубина установки, м:

   _____
   _____
   _____

8. Высота столба жидкости долива, м:

_____

*Параметр регистрируют в процессе испытания.

Продолжение приложения

Исходные данные	Номер испытания				
9. Тип жидкости долива					
плотность, г/см^3					
объём, м^3					
10. Количество доливов					
11. "Посадки" (п), "затяжки" (з) инструмента при опуске ИПТ:					
глубина, м					
нагрузка, кН					
12. Скорость снижения уровня жидкости в скважине, см/мин (л/мин)*:					
перед последним доливом					
перед пакеровкой					
в период притока					
при регистрации КВД					
13. Количество оборотов возвратного вращения бурильного инструмента перед установкой пакера (если применяется ЗПК)					
14. Нагрузка на крюке, делений/кН*:					
перед пакеровкой при подъёме при спуске					
при пакеровке					
в период притока					
при регистрации КВД					
при снятии пакера (максимальная)					
после снятия пакера (перед подъёмом ИПТ)					
15. Подача (дополнительная) трубы после открытия клапана ИПТ, м*					

Продолжение приложения

Исходные данные	Номер испытания				
16. Переход на следующий период испытания:					
число оборотов ротора					
высота перемещения верхней трубы, м					
изменение нагрузки на крюке, делений/кН					
17. Текущее время, ч-мин*:					
начала					
спуска ИПТ					
притока (I цикл)					
регистрации КВД (I цикл)					
притока (II цикл)					
регистрации КВД (II цикл)					
снятия пакера					
появления уровня жидкости в трубах на устье скважины					
обратного прокачивания бурового раствора:					
начало					
окончание					
подъёма ИПТ:					
начало					
окончание					
18. Интенсивность проявления пласта, её изменение, $м^3$/мин (л/мин)*:					
в период притока					
при регистрации КВД					
19. Общий прирост за время испытания*:					
столба жидкости в трубах, м					
объёма жидкости, $м^3$					
20. Содержание притока*:					
по высоте столба притока и диаметру труб, м/мм					
по объёму притока, $м^3$ (или в % от общего притока):					
раствор (фильтрат)					
газ					

Окончание приложения

Исходные данные	Номер испытания				

нефть
пластовая вода

21. Пробы пластового флюида (место отбора, компоненты)*:

_____
_____
_____
_____
_____

22. "Посадки" (п), "затяжки" (з) инструмента при подъёме ИПТ:
глубина, м
нагрузка, кН

Подпись заполняющего журнал

СОДЕРЖАНИЕ

С.

I. Схема оперативной обработки результатов испытания скважин 2

2. Исходные данные для анализа результатов испытания. Методы их определения 4

3. Оперативный анализ диаграмм регистрирующих манометров I5

4. Оценка и критерии качества результатов испытания.. 20

5. Составление предварительного заключения 25

6. Примеры оперативной обработки результатов испытания 25

6.I. Испытание № 2913 25

6.2. Испытание № 3082 26

6.3. Испытание № 2975 28

6.4. Испытание № 3009 30

6.5. Испытание № 2905 32

6.6. Испытание № I44I-Б 33

6.7. Испытание № 290 36

6.8. Испытание № 3565 37

Приложение. Журнал регистрации исходных для оперативного анализа данных при испытании скважины пластоиспытателем 4I

Методическое руководство
по оперативной обработке результатов
испытания поисково-разведочных скважин
пластоиспытателем на трубах

РД 39-4-1010-84.

Нормативно-технический документ

Ответственный за выпуск Ю.М. Мясянкин
Ведущий редактор М.Н. Попова
Технический редактор Ф.И. Годлевская

Заказ 776. Подписано к печати 18.01.84. Сдано в набор
12.03.84. Уч.-изд. 2,0 л. Тираж 200 экз. Бесплатно.

Отпечатано на ротапринте ВолгоградНИПИнефть. 400085,
[illegible], пр. им. В.И Ленина, 96.

gost.e-ecolog.ru