

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

РД 39-4-1010-84

1 9 8 4

Министерство нефтяной промышленности
Производственное объединение "Нижневожсиннефть"
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

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 промышленного применения пластоиспытателя на трубах (ИПТ) и научно-исследовательских работ, выполненных отделом испытания скважин ВолгоградНИПИнефть, институтами "ВНИИнефте-промгеофизика" и "СевКавНИПИнефть", организациями производственного объединения "Нижневожжскнефть" и треста "Волгоград-нефтегеофизика".

В руководство вошли методы определения исходных данных и оперативного анализа результатов испытания скважин ИПТ, порядок оставления 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.1. 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 испытаниях 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 буровых 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.

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

и с п ы т а н и е з а к о н ч е н о, если объем 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.

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

В случае технически осложненного (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 доливками 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 долина 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, нагрузке 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 труб 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,
 м³/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 представительную по содержанию пластового флюида и фоновые оставляют для анализа в лабораторных условиях.

2.16. Данные предварительного анализа диаграммы 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, депрессию на пласт при вскрытии его бурением.

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

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

Определяют по произведению высоты столба жидкости притока Δh (м) и площади поперечного сечения труб F_r по внутреннему диаметру (m^2) или вместимости 100 м труб V_r ($m^3/100$ м) в интервале перемещения уровня жидкости, если трубы над ИПГ и пакеровка герметичны, впускной клапан ИПГ при спуске-подъеме не открывался:

$$\begin{aligned} V_{пр} &= \Delta h F_r; \\ \text{или} \quad V_{пр} &= \Delta h (V_r/100), \end{aligned} \quad (I)$$

где V_r - вместимость труб, $m^3/100$ м; определяют по табл. 1 и 2.

Таблица 1

Вместимость стальных бурильных труб
о высаженных 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	$\frac{0,164^{\text{ж}}}{0,166}$	-	$\frac{0,137}{0,138}$	-	-
73	$\frac{0,269}{0,273}$	$\frac{-}{0,255}$	$\frac{0,234}{0,237}$	-	$\frac{0,201}{0,204}$
89	$\frac{0,435}{0,442}$	$\frac{-}{0,418}$	$\frac{0,390}{0,396}$	-	$\frac{0,345}{0,351}$
102	$\frac{0,592}{0,602}$	$\frac{0,588}{0,578}$	$\frac{0,540}{0,549}$	$\frac{0,515}{0,523}$	-
114	$\frac{0,776}{0,790}$	$\frac{0,748}{0,759}$	$\frac{0,716}{0,728}$	$\frac{0,687}{0,698}$	$\frac{0,658}{0,669}$
127	$\frac{1,000}{1,002}$	$\frac{0,950}{0,967}$	$\frac{0,920}{0,933}$	$\frac{0,885}{0,899}$	-
140	-	$\frac{1,180}{1,201}$	$\frac{1,150}{1,163}$	$\frac{1,110}{1,125}$	$\frac{1,070}{1,088}$
146	-	$\frac{-}{1,327}$	$\frac{-}{1,286}$	$\frac{-}{1,246}$	$\frac{-}{1,207}$
168	-	$\frac{1,790}{1,821}$	$\frac{1,750}{1,773}$	$\frac{1,700}{1,726}$	$\frac{1,650}{1,680}$
	ЛБТ				
73	-	-	0,237	-	-
93	-	-	0,440	-	-
114	-	-	-	0,698	-
129	-	-	0,967	-	0,899
147	-	-	1,300	-	1,220

^жЗдесь 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 (1) значение V_{100} считается 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, озмопроизвольного 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 притока описывают во времени (в минутах циркуляции), отмечая общий объём прокачанной жидкости и продолжительность циркуляции. Например: пластовый флюид извлечён за 30 мин обратного прокачивания 8 м³ 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 "овечу" 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 ... м³ 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 ... м³ бурового раствора).

2.19. Объем нефти или свободного газа в общем притоке.

Объем нефти определяют ориентировочно (м³; % от общего объема притока) или указывают, что объем 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 пробоборнике, если его значение составляет не менее 10 % от пластового.

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

2.20. Средний дебит общего притока жидкости.

Определяют по формуле

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

где $Q_{\text{ср}}$ — средний дебит общего притока, м³/сут;

$T_{\text{пр}}$ — суммарная продолжительность притока, мин.

2.21. Ориентировочное значение объема притока (и дебита) газа при испытании рассчитывают по объему замещенного воздуха (или жидкости) в трубах газом, используя формулу

$$Q_r = 1140 (\rho_{cp} \Delta V_r \bar{t}_0) / (\rho_0 \Delta t T), \quad (3)$$

где Q_r — ориентировочное значение дебита газа в нормальных условиях, м³/сут;

ρ_{cp} — среднее значение давления столба газа в трубах, МПа;

ρ_0 — нормальное давление; $\rho_0 \approx 0,1$ МПа;

ΔV_r — объём поступившего из пласта газа, м³;

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

\bar{t}_0 — нормальная температура, равная 293 К;

T — средняя температура поступившего из пласта газа, К; при расчётах принимает равной температуре пласта.

Значения ρ_{cp} , ΔV_r , Δt для расчёта Q_r по формуле (3) определяют в зависимости от характера проявления пласта в период притока по одному из трёх вариантов.

В а р и а н т 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

$$\Delta V_r = (\ell_n - \Delta h_{rp}) F_{n, rp}, \quad (4)$$

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

Δh_{rp} — 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 Δp_{rp} за

этот период (по диаграмме трубного манометра), принимая плотность поступившей в трубы жидкости равной плотности бурового раствора ρ_p ; $\Delta h_{тр} = 102 \cdot \Delta p_{тр} / \rho_p$; $F_{п.тр}$ - площадь поперечного сечения пустых труб по внутреннему диаметру, m^2 .

Значение ρ_{cp} 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 ρ_p 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 ΔV_r 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 ρ_p при этом равно половине значения давления в трубах на глубине установки пакера в момент появления жидкости на устье. Значения Δt и ΔV_r такие же, как и при расчёте $Q_{г.макс}$, т.е. $Q_{г.мин} = 1/2 Q_{г.макс}$. Эмпирическое значение начального дебита газа Q_r будет $Q_{г.макс} \geq Q_r \geq Q_{г.мин}$.

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 ρ_{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

$$\Delta V_r = \left(\Delta h_p - h_g \frac{\Delta \rho_p}{\rho_g} \right) F_{TP}, \quad (5)$$

где Δh_p - фактическое приращение высоты столба жидкости в трубах; определяют при подъёме ИПТ, м;

h_g - высота столба жидкости предварительного долива, м;

$\Delta \rho_p$ - 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;

ρ_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 подъема и разборки ИПТ извлекают из скважинных манометров бланки диаграммы и проводят предварительную их обработку:

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

3.2. Оценивают качество диаграмм.

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 подъема 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 подъемом, 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 ОВП.

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).

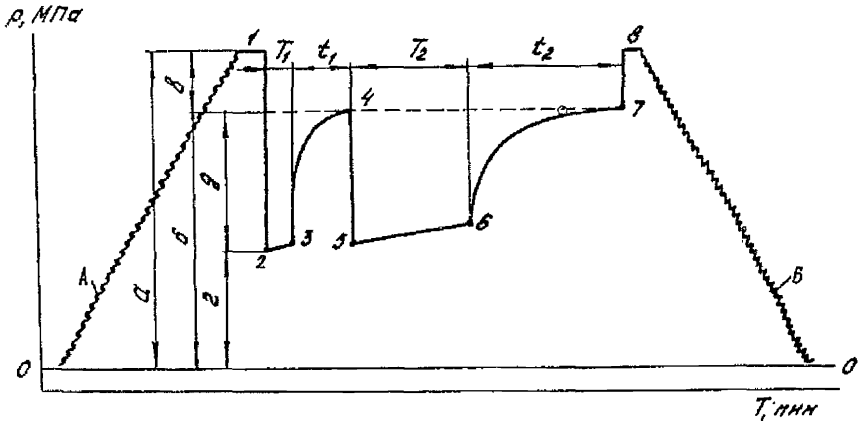


Рис. 1. Развернутая диаграмма забойного давления двухциклового испытания:

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, b — ориентировочное пластовое давление, b — репрессия на пласт при вскрытии его бурением ($b = a - b$), e — давление в начале притока, g — фактическая начальная депрессия на пласт при испытании ($g = b - e$).

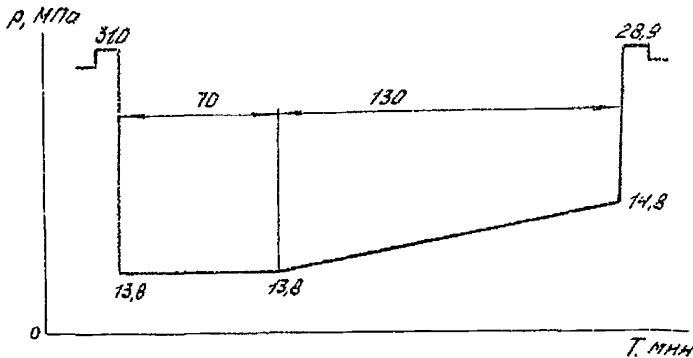


Рис. 2. Изменение забойного давления при испытании слабопроницаемого интервала. Испытание № 2975.

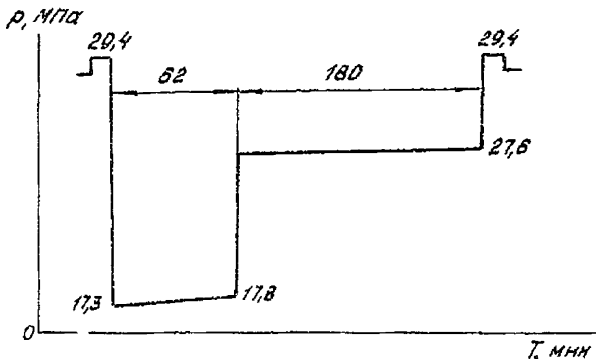


Рис. 3. Диаграмма забойного давления при испытании пласта с кольматированной ОЗП.

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.

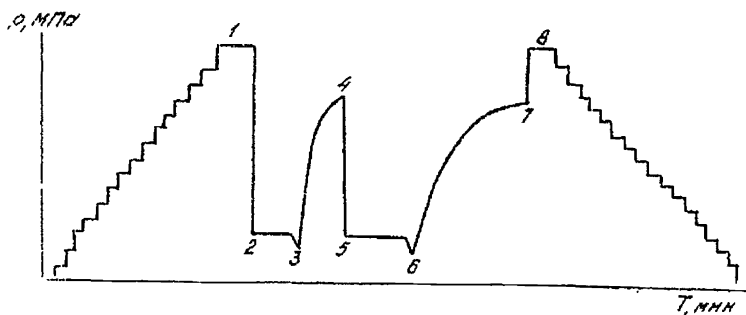


Рис. 4. Диаграмма забойного давления при двухцикловом испытании слабопроницаемого пласта с чистой ОЗП. Темп роста давления второго цикла ниже темпа нарастания КВД первого цикла.

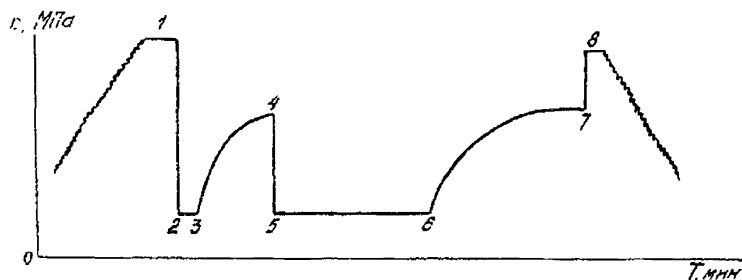


Рис. 5. Диаграмма забойного давления при испытании пласта с существенно сниженной проницаемостью ОЗП. Темп восстановления давления в первом и втором циклах испытания идентичный.

3.5. Для ориентировочного расчёта давления в любой точке диаграммы измеряют (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 измеряют (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. 1) 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 δ), фактическую начальную депрессию на пласт при моньтании (отрезок g) и репрессию на пласт при вскрытии его бурением (отрезок b).

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

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

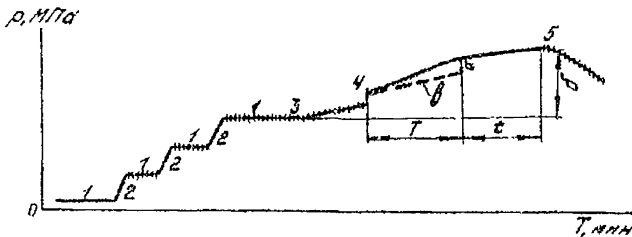


Рис. 6. Развёрнутая диаграмма регистрирующего манометра, установленного в трубах над ИПТ, при частичной негерметичности бурильных труб:

1 — спуск ИПТ; 2 — долив; 3 — точка начала потери герметичности труб при опуске 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; α — повышение давления (уровня) за счёт притока; δ — 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 δ будет характеризовать увеличение давления в трубах за счёт притока и негерметичности. Затем из точки 4 начала притока проводят прямую δ с наклоном, равным наклону кривой 3—4 при спуске ИПТ, до пересечения с вертикальной линией, соответствующей концу притока. Отрезок α характеризует увеличение давления Δp_{np} в трубах за счёт притока пластового флюида. Равность длин отрезков ($\delta - \alpha$) будет соответствовать повышению давления в трубах Δp_n за счёт их негерметичности.

Значение Δp_{np} используют при определении высоты столба h_{np} притока по уравнению

$$h_{np} = 102 \cdot \Delta p_{np} \rho_{np}, \quad (6)$$

где ρ_{np} — плотность жидкости притока, г/см³.

Уравнение (6) используют также для расчёта высоты столба раствора h_n , поступившего в трубы за счёт их негерметичности. Для этого вместо значений Δp_{np} и ρ_{np} подставляют значения Δp_n и плотности ρ_r 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	1	Пластовой воды нет	-
		2	Пластовая вода	-
Б	Приток нефти, свободного газа или их смеси. Дебит углеводородов не определяется или непромышленный	1	Пластовой воды нет	1;2
		2	Пластовая вода; общий дебит условно промышленный	1;2;3
		3	Пластовая вода; общий дебит ниже условно промышленного; КВД интерпретируется	2;3;4
Б	Углеводороды отсутствуют. Приток пластовой воды	1	Общий дебит условно промышленный	1;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	1	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 испытаний используют восемь критериев.

К р и т е р и й 1. Испытание объекта проведено в отири-
том стволе бурящейся скважины в двухцикловом (или одноцикло-
вом) режиме в соответствии с инструкцией по испытанию. Показа-
ны представительные пробы пластового флюида. Получены качест-
венные диаграммы трубного и забойного манометров, записана ин-
терпретируемая КВД.

Соблюдение критерия 1 проверяют по буровому журналу и дан-
ным анализа диаграмм манометров.

При нарушении критерия 1 возможно занижение значения про-
дуктивности (дебита) пласта при испытании и удельного содер-
жания углеводородов в притоке. Непредставительные пробы могут
привести к ошибке в определении насыщенности пласта, а отсут-
ствие интерпретируемой КВД — к искажению оценки изменения про-
ницаемости ОЗП и гидродинамических параметров объекта.

К р и т е р и й 2. Суммарная продолжительность цирку-
ляции 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. Сум-
марная продолжительность циркуляции включает время бурения,
проработок и промывок ствода скважины в интервале испытания
и ниже.

Невыполнение требований критерия 2 может привести к зна-
чительному снижению проницаемости ОЗП и к потере продуктивного
пласта.

К р и т е р и й 3. Интервал испытания вскрыт с примене-
нием бурового раствора с показателем фильтрации (водоотдачи)
не более $20 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; поглощения бурового раствора в интер-
вале 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

$$t \geq 4 \cdot V_{nn} \Delta p / Q_{сп}, \quad (7)$$

где t — продолжительность регистрации КВД основного цикла;

V_{nn} — объём бурового раствора в подплакном пространстве скважины, м³;

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 значения.

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.

Необлюдение 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 подъема 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

5.1. 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 наощенность 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

6.1. 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 $F_{\text{тр}}$ по внутреннему диаметру в интервале перемещения уровня жидкости долива составляет 0,009 м² (диаметр труб 127 мм; толщина стенок 10 мм). Испытание проведено в соответствии с планом. В период притока наблюдалось активное проявление пласта при герметичной накеровке. Уровень жидкости в скважине не снижался. Продолжительность притока 13 мин и регистрации КВД 40 мин.

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

цессе обратного прокачивания раствора и по отобраным пробам визуально установлено, что приток представлен смесью разгазированной нефти и бурового раствора ($\approx 50\%$) без признаков пластовой воды. Диаграмму забойного давления зависать не удалось.

Обработка и анализ результатов. При испытаниях не работали манометры. Пластовое давление, депрессия на пласт при вскрытии его бурением, депрессия при испытании пласта и проницаемость околоствольной зоны не определены из-за отсутствия диаграмм. По активности проявления однозначно установлено наличие коллектора.

По формуле (1) находим, что $V_{пр} = 200 \cdot 0,009 = 1,8 \text{ м}^3$. Тогда, согласно уравнению (2), $Q_{пр} = 1440 - \frac{1,8}{13} \approx 200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Следовательно, в интервале испытания имеется коллектор с хорошей проницаемостью, насыщен нефтью. Пластовой воды нет. Начальный дебит нефти промышленный ($\approx 200 \text{ м}^3/\text{сут}$).

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

Предварительные заключения. Испытание технически удачное, осложненное (не работали манометры). В интервале испытания имеется нефтенасыщенный пласт, давший промышленный приток нефти $\approx 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, Результаты качественные. Испытание закончено.

Примечание. 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.

Условия и результаты испытания. 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.

Обработка и анализ результатов.
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). Околообъёмная зона пласта чистая. Активность проявления пласта свидетельствует о наличии в интервале испытания коллектора.

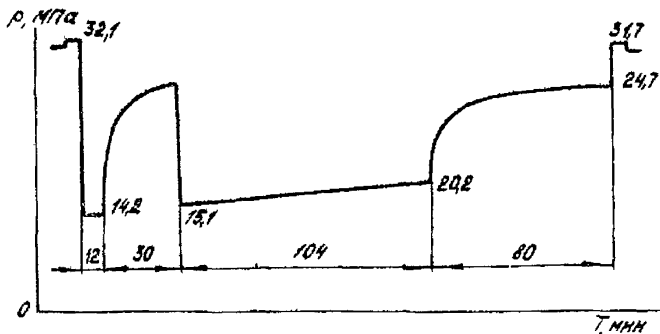


Рис. 7. Диаграмма забойного манометра. Испытание № 3082.

Жидкостью притока заполнены трубы двух диаметров: 545 м труб диаметром 129 мм, толщиной стенок 11 мм (площадь поперечного сечения труб F_{129} по внутреннему диаметру 0,009 м²) и 79 м труб диаметром 140 мм, толщиной стенок 10 мм ($F_{140} = 0,011$ м²).

Используя уравнение (1), находим, что прирост объёма жидкости по секциям труб $V_1 = 0,009 \cdot 545 = 4,9$ м³; $V_2 = 0,011 \cdot 79 = 0,8$ м³. Общий прирост объёма жидкости в трубах $V = V_1 + V_2 = 5,7$ м³.

По формуле (6) определяем высоту h_n столба раствора плотности 1,2 г/см³, поступившего в трубы за счёт их негерметичности: $h_n = \frac{102 \cdot 1,4}{1,2} = 119$ м. Затем рассчитываем объём жидкости V_n , поступившей в трубы диаметром 140 мм за счёт их негерметичности: $V_n = 0,011 \cdot 119 = 1,3$ м³. Тогда объём притока V_{np} из пласта с учётом негерметичности труб будет равен разности объёмов: $V_{np} = V - V_n = 5,7 - 1,3 = 4,4$ м³. Следовательно, в притоке содержится >2,2 м³ нефти.

По формуле (2) находим общий средний дебит при испытании: $Q_{sp} = 1440 \frac{4,4}{116} \approx 54,6$ м³/сут. Средний дебит нефти промышленный.

По характеру проявления и насыщенности пласта объект отвечает 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 м³/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.

Обработка и анализ результатов.
Пластовое давление определяем ориентировочно по глубине залегания интервала испытания и градиенту пластового давления: $p_{пл} = 28,6$ 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 $8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, поглощение бурового раствора не наблюдалось: критерий 3 выполнен. Диаграммы манометров качественные. Продолжительность регистрации КВД основного цикла 130 мин: критерий 6 выполнен. После подъема пластоиспытателя опрессован ЗПК на 30,0 МПа, герметичен: критерий 7 выполнен. Таким образом, все требования критериев качества результатов выполнены.

Предварительное заключение.
Испытание технически успешное. Испытанный интервал не имеет промышленного значения, не перспективен по проницаемости.

Результаты качественные. Испытание закончено.

6.4. Испытания № 3009.

Условия и результаты испытания. Испытан интервал I554-I640 м, представленный неочаником. Испытание выполнено без предварительного долива. В период притока наблюдалось активное проявление пласта при герметичной пакерровке (уровень жидкости в скважине не снижался). Продолжительность притока 26 мин, регистрации КВД 57 мин.

Приrost 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/см³ и буровой раствор. Присадок углеводородов не отмечается. В пробоотборнике была пластовая вода, давление 0,6 МПа. Записаны качественные диаграммы скважинных манометров.

Обработка и анализ результатов.

Испытание осложнено высокой активностью притока. Пластовое давление 16,4 МПа (рис. 8), репрессия на пласт при вскрытии его бурением 2,7 МПа (I9,I-I6,4). Начальная депрессия на пласт при испытании 6,4 МПа (I6,4-I0,0) снижена высокой активностью притока, ОВП чистая. Вместимость труб с высеченными наружу концами (диаметр I14 мм, толщина стенок 10 мм) в интервале перемещения уровня жидкости равна 0,698 м³/100 м (см. табл. I).

По формуле (I) находим, что $V_{пр} = 0,698 \frac{600}{100} = \approx 4,2$ м³. Средний дебит при испытании определяем по уравнению (2): $Q_{пр} = 1440 \frac{4,2}{26} \approx 233$ м³/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 $11 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. 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.

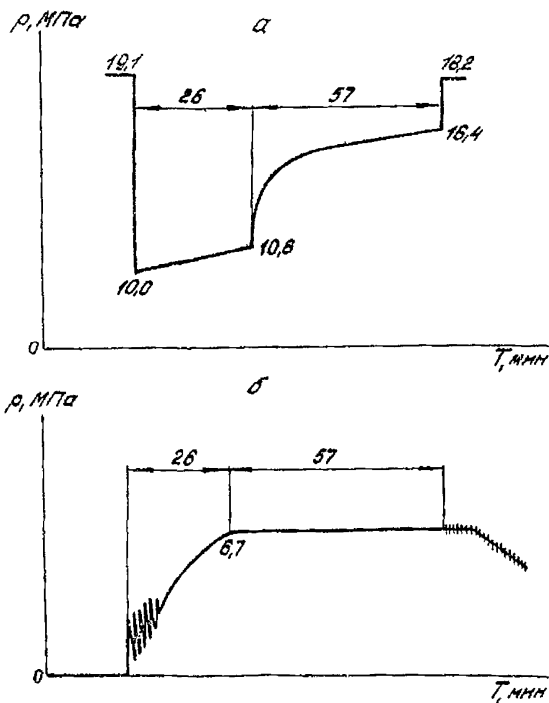


Рис. 8. Диаграммы забойного (а) и трубного (б) манометров. Испытание № 3009.

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.

Условия и результаты испытания. Испытан интервал 2765,7–2778,7 м, представленный 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 м². Жидкость притока и пробы содержат только буровой раствор. Давление в пробоотборнике 0,3 МПа. Записаны качественные диаграммы манометров.

Обработка и анализ результатов. В интервале испытания имеется слабопроницаемый коллектор с пластовым давлением 26,6 МПа (рис. 9).

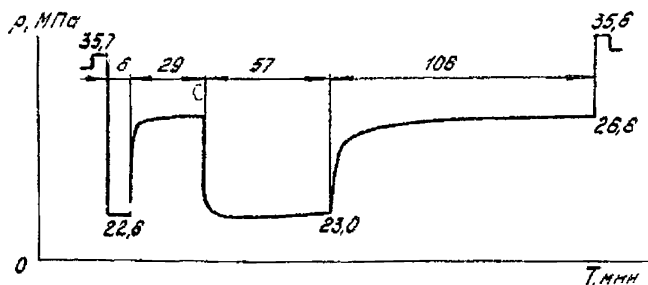


Рис. 9. Диаграмма забойного давления. Испытание № 2905.

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 (1) находим, что $V_{пр} = 6 \cdot 0,007 = 0,04 \text{ м}^3$. Согласно расчётам по уравнению (2), $Q_{пр} = 1440 \frac{0,04}{63} = 0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Следовательно, фактический дебит притока (с учётом упругого расширения раствора в подлакерном 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 $9 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$: 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: $106 \geq 4 \frac{0,47 \cdot 3,6}{0,9}$, или $106 \gg 14,4 \text{ мин}$.

Предварительное заключение.

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.

Условия и результаты испытания. Испытан интервал 2345-2400 м, представленный доломитами. Перед испытанием скважина была заполнена буровым раствором плотностью $1,06 \text{ г/см}^3$. 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.

Обработка и анализ результатов. На диаграмме забойного манометра (рис. 10) зарегистрированы четыре кратковременных снижения и восстановления забойного давления, свидетельствующих о нарушении режима испытания.

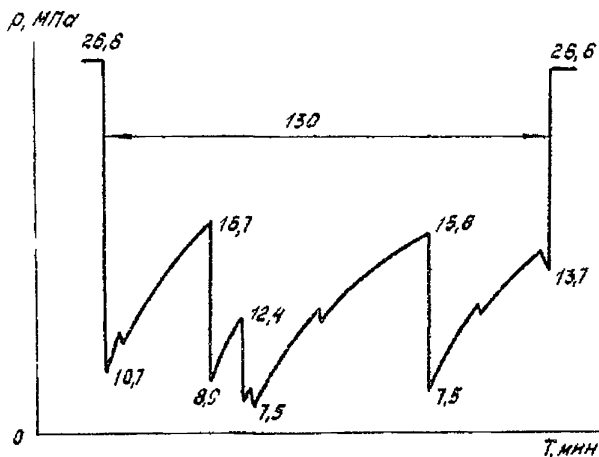


Рис. 10. График забойного давления, характеризующий периодическое закрытие впускного клапана ИПТ. Испытание № 1441-Б.

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/см³).

Пластовое давление определяем ориентировочно по глубине

залегания интервала испытания и градиенту пластового давления: $P_{\text{пл}} = 26$ МПа. Депрессия на пласт при испытании составляла $\approx 18,5$ 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 ИПТ 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 ИПТ 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 ИПТ рекомендуется в подобных случаях устанавливать над ИПТ утяжелённые бурильные трубы и после накеровки проворачивать инструмент на 3-4 оборота в целях уменьшения потери нагрузки по стволу скважины. Необходимо улучшить подготовку манометров к работе.

6.7. Испытание № 290.

Условия и результаты испытания. Испытан интервал 2153-2185 м, представленный сакмароко-аргинскими 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/см³). 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 измеряли. Отобранные пробы содержали газ и жидкость, представленную смесью бурового раствора и пластовой воды с резким запахом сероводорода.

Обработка и анализ результатов. 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 измеряли, то ориентировочно по формуле (3) рассчитываем (вариант 2) минимально $Q_{пл\min}$ и максимально $Q_{пл\max}$ возможные значения начального дебита газа при $\Delta t = 5$ мин, $p_{гг} = 6,0$ МПа (по диаграмме трубного манометра), $\Delta V_{гг}$,

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

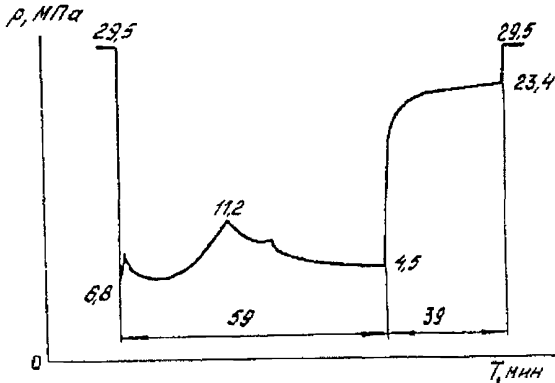


Рис. II. Диаграмма забойного давления при испытании газонасыщенного пласта с выпуском жидкости предварительного долива и пластового флюида на поверхность. Испытание № 290.

Подставив исходные значения в формулу (3), находим

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

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

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

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 $1,17 \text{ г/см}^3$. В период притока наблюдалось (по воздуху) проявление пласта средней активности. Продолжительность притока 57 мин, регистрации КВД 69 мин. Уровень раствора в оквжине не снижался. Уровень жидкости в трубах диаметром 127 мм и толщиной стенок 8 мм повысился на 310 м. Давление в пробоборнике 2,5 МПа. Приток представлен газированной пластовой водой. В пробоборнике была тоже газированная пластовая вода. Записаны качественные диаграммы манометров.

Обработка и анализ результатов.
В соответствии с диаграммой забойного манометра (рис. 12), фактическая депрессия на пласт при испытании 2,1 МПа (37,1-35,0) снизилась на 10,9 МПа за счёт гидравлического сопротивления ИПТ. Репрессия при вскрытии пласта бурением составляла 2,1 МПа (39,2-37,1). КВД интерпретируется, характерна для пласта с чистой ОЗП.

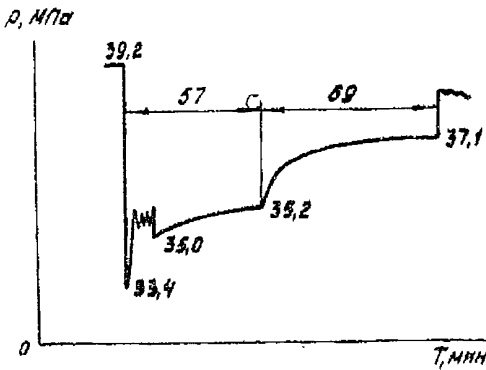


Рис. 12. Диаграмма забойного давления, характерная для осложнённого большим гидравлическим сопротивлением ИПТ испытания пласта.

По формуле (I) находим, что при вместимости труб $0,967 \text{ м}^3/100 \text{ м}$ (см. табл. I) $V_{пр}$ равен $2,99 \text{ м}^3$. Согласно расчё-

там по уравнению (2), $Q_{cp} = 70 \text{ м}^3/\text{сут}$, 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 ($< 0,1 \rho_{пл}$).

По результатам испытания интервал представлен водонасыщенным без свободного газа коллектором с условно промышленным дебитом (по воде) и соответствует подгруппе В1 (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 ИПГ, 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 335I-34I7 м при начальной депрессии на пласт 6,3 МПа (долило I650 м труб вместо 2050 м) и продолжительности притока I36 мин (вместо 57 мин - в первом испытании). Активность

проявления пласта существенно снизилась, так как водонасыщенная часть коллектора была изолирована пакером. Приток содержал $1,1 \text{ м}^3$ смеси бурового раствора с нефтью, средний дебит $11,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Отобранный из жидкости притока газ имел четкие признаки нефтяного газа: 51,7 % метана, 16,8 % этана, 18,9 % 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. Мяснянкин
Старший научный сотрудник	В.Д. Банченко

ЖУРНАЛ
РЕГИСТРАЦИИ ИСХОДНЫХ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ
ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИНЫ ПЛАСТОНСПЫТАТЕЛЕМ

Технолог (мастер по испытанию) _____

Начат _____

Окончен _____

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.

Исходные данные	Номер испытания				

9. Тип жидкости долива
плотность, г/см³
объём, м³
10. Количество доливов
11. "Посадки" (п), "затяжки" (э)
инструмента при опуске ИПГ:
глубина, м
нагрузка, кН
12. Скорость снижения уровня жидко-
сти 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 кряке, делений/кН*:
перед пакеровкой
при подъёме
при спуске
при пакеровке
в период притока
при регистрации КВД
при снятии пакера (макси-
мальная)
после снятия пакера (перед
подъёмом ИПГ)
15. Подача (дополнительная) трубы
после открытия клапана ИПГ, м*

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^ж:
- 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 бу-
рового раствора:
 - начала
 - окончание
 - подъёма ИПТ:
 - начала
 - окончание
18. Интенсивность проявления пласта,
её изменение, м³/мин (л/мин)^ж:
- в период притока
 - при регистрации КВД
19. Общий прирост за время испытания^ж:
- столба жидкости в трубах, м
 - объёма жидкости, м³
20. Содержание притока^ж:
- го высоте столба притока
и диаметру труб, м/мм
 - по объёму притока, м³ (или
в % от общего притока):
 - раствор (фильтрат)
 - газ

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.
1. Схема оперативной обработки результатов испытания скважин	2
2. Исходные данные для анализа результатов испытания. Методы их определения	4
3. Оперативный анализ диаграммы регистрирующих манометров	15
4. Оценка и критерии качества результатов испытания..	20
5. Составление предварительного заключения	25
6. Примеры оперативной обработки результатов испытания	25
6.1. 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 № 1441-Б	33
6.7. Испытание № 290	36
6.8. Испытание № 3565	37
Приложение. Журнал регистрации исходных для оперативного анализа данных при испытании скважины пластоиспытателем	41

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. Мяснякин
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 ротационной машине ВолгоградНИПИнефть. 400085,
Волгоград, пр. им. В.И. Ленина, 96.