

Materials on well processing in «Nizhnevartovskneftegaz»

Formal note
on the results of the application of wave technology
OJSC "Nizhnevartovskneftegaz" in 1987

This formal note is based on the results obtained during field tests of the technology for intensification of the oil extraction processes, liquid injection into the formation and well drilling.

In the direction of oil production, the work was carried out on the treatment of the bottomhole zone of producing wells with borehole hydrodynamic oscillation generators and on the use of dispersant for the intensification of gaslift method of oil production.

In the direction of intensification of the liquid injection process into the formation, the bottomhole zones of the injection wells were treated with stationary and demountable generators of the borehole hydrodynamic oscillation generators type.

In the direction of intensification of the well drilling process, the colmatation of wellbore was carried out with the help of special oscillation generators (colmatators), and the development of devices on wave principles to increase the direct rate of well drilling also is continued.

The design work on a wave-based pilot production unit to separate water from oil has begun.

I. Increasing oil production

In 1987 - 281 producing wells were processed from the fund of seven oil and gas production directorate: "Nizhnevartovskneft", "Samotlorneft", "Belozerneft", "Priobneft", "Chernogorneft", "Novomolodezhinskneft" and "Ermakovneft". Of these, 277 wells were put into operation. The effect was obtained on 168 wells, of which 70 wells maintained the effect in 1988. The average production increase was 6.7 tons per day per well, which is 45% of the average daily production of wells before processing.

In total, in 1987, the increase in oil production due to the application of wave technology was about 140,609 tons.

The full range of geophysical and hydrodynamic studies was conducted at seven wells within the framework of the special program, which showed the effectiveness of the use of wave technology and devices for its implementation.

Also in 1987 gas-lifting dispersants on wave principles were tested on 30 wells in oil and gas production directorate "Nizhnevartovskneft". The possibility of reducing gas consumption by 15-20% or more while maintaining well flow is shown. The widespread introduction of the tested device in 1987 was constrained by the lack of necessary materials for the manufacture of elements of the dispersants subject to cavitation and abrasion wear.

Work is under way to test various high-strength materials to ensure the required durability of dispersants.

II. Intensification of fluid injection into the formation

In 1987 - 137 injection wells were processed, of which 125 were put into operation. Positive effect from treatment was obtained on 60% of wells. The average increase was 258 m³/day per well. The average duration of the effect in 1987 was 157 days (about 4 months). Several wells maintained the effect in 1988.

Geophysical and hydrodynamic studies carried out on 5 wells showed an increase in the coverage coefficient and a change in the injectivity profile of the productive formations, in particular the connection of new interlayers.

III. Intensification of well drilling processes

In 1987 - 50 wells were drilled using oscillation generators for colmatation of permeable horizons. It has been established that the use of colmatators prevents the formation of high pressure formations and the absorption of washing fluid in low pressure formations.

In 1987 drawings for 5 prototypes of colmatators made of high-strength material (siliconized graphite) were developed and produced by VNII of Nonmetalliferous Materials . The tests have shown high resistance of this material to cavitation and abrasion wear, which allows to master the production of colmatators, satisfying the durability requirements of production.

Based on the 1987 test results, the following

CONCLUSIONS can be made

1. The application of wave technology is a promising direction of intensification of a wide range of oil extraction processes.
2. The treatment of the bottomhole zone of injection and producing wells makes it possible to significantly increase their intake and flow, respectively, without additional capital costs.
3. The colmatation of wellbore during drilling significantly reduces absorption and penetration permeable horizons. This increases the quality of subsequent cementing and reduces the likelihood of overpull and sticking of the drilling tools during hole drilling.
4. In order to realize more fully the advantages of wave technology, a further design debugging of devices implementing it is necessary, as well as expansion of experimental benches and field tests of wave equipment with elements of high-strength materials in order to increase their durability.
5. 5. There is a need to intensify the application of wave technology to enhance oil recovery and wave engineering testing processes with the elements of high-strength materials to improve their durability.

Head of mining department
OJSC "Nizhnevartovskneftegaz"

V.N.Sergeev

Head of Technical Services
OJSC "Nizhnevartovskneftegaz"

V.N.Ivanov

Head of development department
OJSC "Nizhnevartovskneftegaz"

Y.M.Svishchev

Head of wave technologies department

A.P.Katkov

Senior research worker
vibration engineering department
Institute of Machines Science USSR

S.V.Bortkevich

The original of above translated formal note

- 2 -

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель генерального директора,
главный геолог
ПО "Нижневартовскнефтегаз"


И. С. Ефремов

"21" сентября 1988 г.

А К Т

о результатах применения волновой технологии
в процессах добычи нефти в ПО "Нижневартовскнефтегаз" в 1987 году

Настоящий акт составлен на основании результатов, полученных при
промышленных испытаниях волновой техники для интенсификации процессов
добычи нефти, закачки жидкости в пласт и при бурении скважин.

В направлении добычи нефти работы проводились по обработке при-
забойных зон добывающих скважин скважинными гидродинамическими ге-
нераторами колебаний (СГТК) и по применению диспергаторов для интен-
сификации газлифтного способа добычи нефти.

В направлении интенсификации процесса закачки жидкости в пласт
проводились обработки призабойных зон нагнетательных скважин ста-
ционарными и съезными генераторами типа СГТК.

В направлении интенсификации процесса бурения скважин проводились
работы по кольматации ствола скважин с помощью специальных генерато-
ров колебаний (кольмататоров), также продолжена разработка устройств
на волновых принципах для увеличения непосредственно скорости про-
водки скважин.

Начаты конструкторские работы по созданию опытно-промышленной ус-
тановки на волновых принципах для отсепарации воды от нефти.

1. Увеличение добычи нефти

В 1987 году обработано 281 добывающая скважина из фонда семи НГДУ:
"Нижневартовскнефть", "Самостлорнефть", "Белозернефть", "Приобнефть",
"Черногорнефть", "Новомолодежинскнефть" и "Ермаковнефть". Из них запу-
щено в эксплуатацию 277 скважин. Получен эффект на 168 скважинах, из
них на 70 скважинах эффект сохраняется в 1988 году. Среднее увеличе-
ние дебита составило 6,7 тонн нефти в сутки на одну скважину, что со-
ставляет 45% от среднесуточного дебита скважин до обработки.

Всего в 1987 году увеличение добычи нефти в результате применения
волновой технологии составило около 140609 тонн.

На семи скважинах в рамках специальной программы проведен пол-
ный комплекс геофизических и гидродинамических исследований, пока-
завший эффективность применения волновой технологии и устройств для
ее реализации.

Также в 1987 году проведены испытания газлифтных диспергаторов
на волновых принципах на 30 скважинах в НГДУ "Нижневартовскнефть".
Показана возможность снижения расхода газа на 15-20% и более при со-
хранении дебита скважин. Широкое внедрение испытанного устройства
в 1987 г. сдерживалось отсутствием необходимых материалов для изго-
товления элементов диспергатора, подверженных кавитационному и
абразивному износу.

В настоящее время проводится работа по испытанию разных высоко-
стойких материалов с целью обеспечения требуемой долговечности дис-
пергаторов.

2. Интенсификация закачки жидкости в пласт

В 1987 году обработано 137 нагнетательных скважин, из них запу-
щено в эксплуатацию 126. Положительный эффект от обработки получен
на 60% скважин. Среднее увеличение приемистости составило 258 м³/сут.
на одну скважину. Продолжительность сохранения эффекта в 1987 г.
составила в среднем 167 суток, т.е. около 4 месяцев. На ряде сква-
жин эффект сохраняется в 1988 году.

Проведенные на 5 скважинах геофизические и гидродинамические
исследования показали увеличение коэффициента охвата и изменение
профиля приемистости продуктивных пластов, в частности подключение
новых пропластков.

3. Интенсификация процессов бурения скважин

В 1987 году пробурено 50 скважин с использованием генераторов
колебаний для кольматации проницаемых горизонтов. Установлено, что
применение кольмататоров предотвращает проявление пластов с высоким
давлением и поглощение промысловой жидкости в пластах с низким
давлением.

В 1987 г. были разработаны чертежи и изготовлены во ВНИИнефть
5 опытных образцов кольмататоров из высокопрочного материала (сили-
цированного графита). Проведенные испытания показали высокую устой-
чивость данного материала кавитационному и абразивному износу, что
позволяет освоить производство кольмататоров, удовлетворяющих по
долговечности требованиям производства.

- 3 -

На основании полученных в 1987 году результатов испытаний можно
сделать следующие

ВЫВОДЫ

1. Применение волновой технологии является перспективным направлением
интенсификации широкого круга технологических процессов добычи нефти.
2. Обработка призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин
позволяет существенно увеличить их приемистость и дебит соответствен-
но, без дополнительных капитальных затрат.
3. Кольматация ствола скважин при бурении позволяет существенно сни-
зить поглощение и проявление ~~хранилищ~~ проницаемых горизонтов.
Вследствие этого возрастает качество последующего цементирования,
снижается вероятность затяжек и прихватов бурового инструмента в
процессе прогонки скважин.
4. Для более полной реализации преимуществ волновой технологии необ-
ходима дальнейшая доработка конструкций реализующих ее устройств, а
также расширение экспериментальных стендовых и промышленных испы-
таний волновой техники с элементами из высокопрочных материалов с целью
повышения их долговечности.
5. Необходимо интенсифицировать работы по применению волновой техно-
логии для увеличения нефтеотдачи пластов и в процессах промышленной
подготовки нефти.

Начальник управления добычи
ПО "Нижневартовскнефтегаз"



В. Н. Сергеев

Начальник технического управления
ПО "Нижневартовскнефтегаз"



В. Н. Иванов

Начальник управления разработки
ПО "Нижневартовскнефтегаз"



Д. М. Смирнов

Начальник отдела волновой
технологии



А. П. Катков

Ст. н.с. отдела вибротехники
ИММ АН СССР

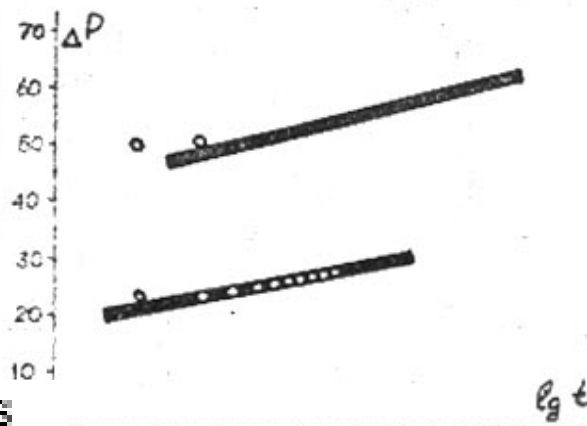
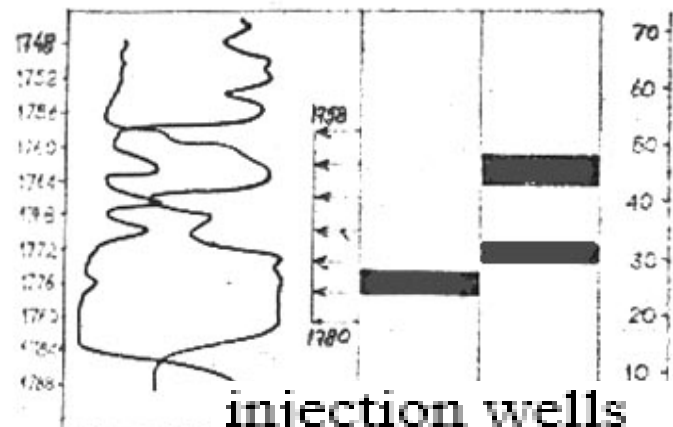


С. В. Борзев

Well bottom-hole formation zone treatment results by Spectral Gamma Gamma Logging

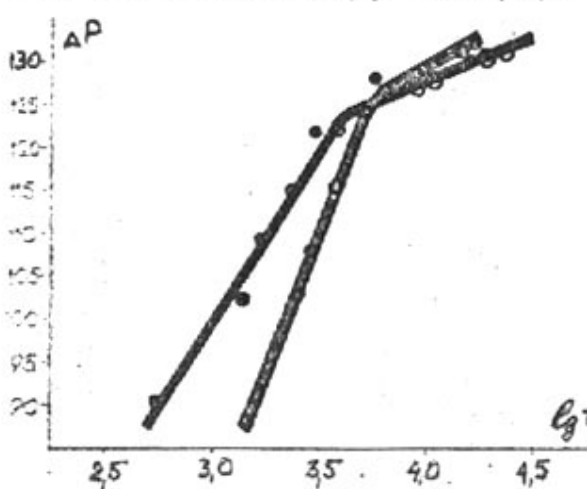
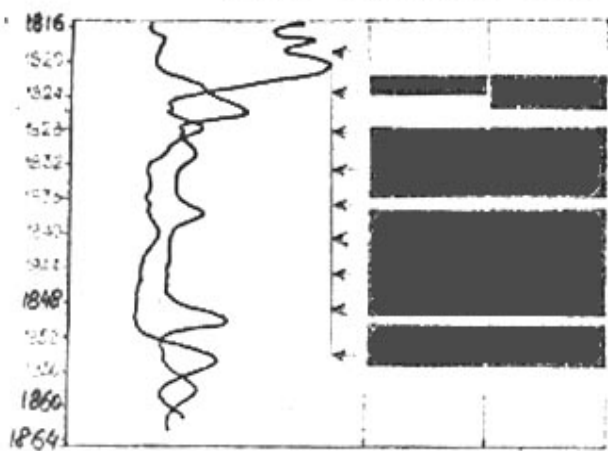
injection wells

нагнетательная скважина 3489 пласт АВ₂₋₃ НГДУ "НН"



injection wells

нагнетательная скважина 13152 пласт АВ₄₋₅ НГДУ "НН"



processing technology
технология обработки

сква. 3489	сква. 13152
сггк - 5×15	сггк - 5×20
t - 4ч	время обработки
циркуляция	22.05.87-05.06.87
водой	под закачку
Р _{зак} - 90-100 атм	Р _{греб} - 124 атм
Q - 500 м ³ /сут	Р _{зак} - 122 атм
before processing	

ДО ОБРАБОТКИ

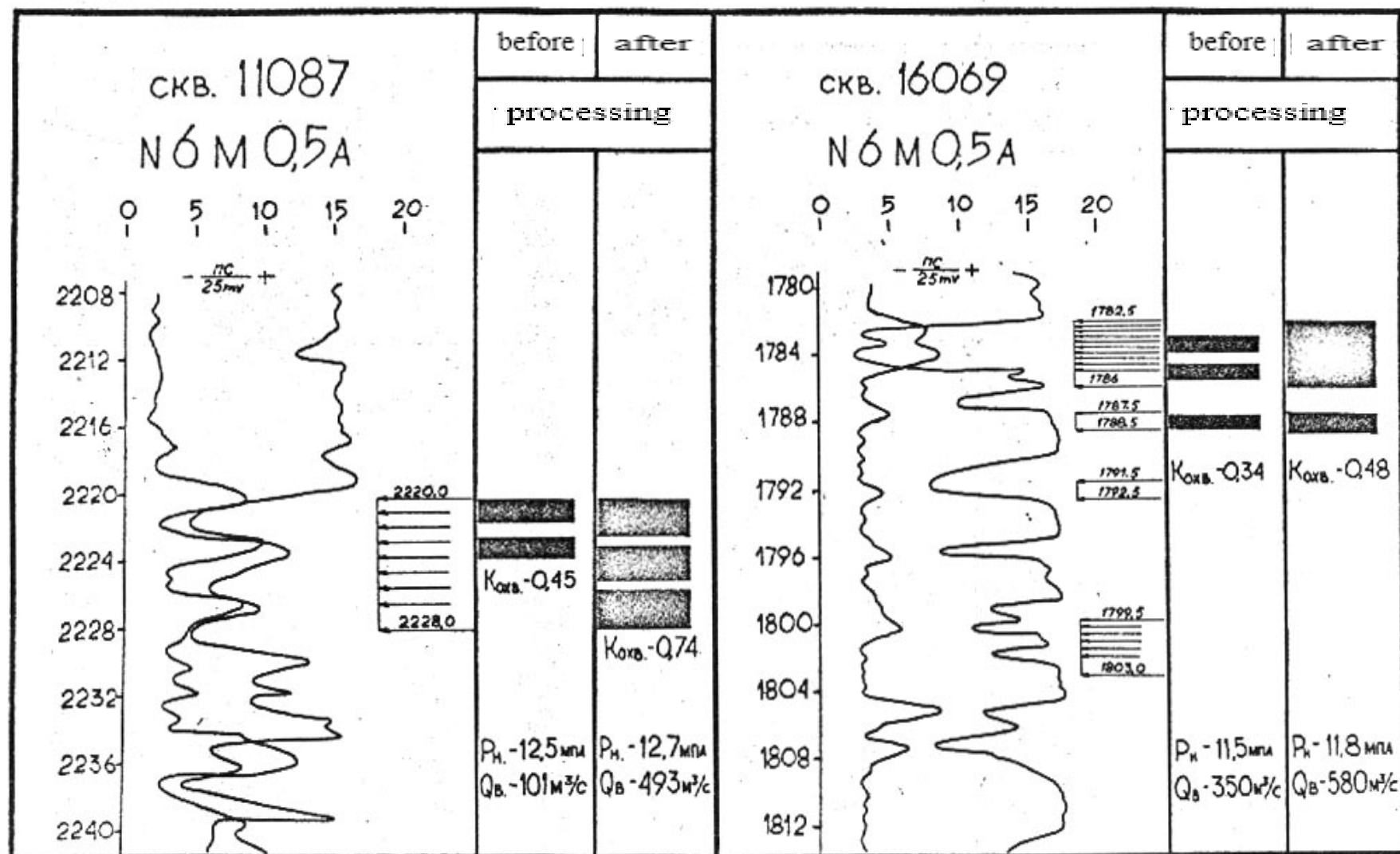
Q - 970	Q - 1300
tgα - 9,52	tgα - 58,98
$\frac{kh}{m}$ after processing	

ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ

Q - 720	Q - 1970
tgα - 7,87	tgα - 68,86
$\frac{kh}{m}$ - 194,0	$\frac{kh}{m}$ - 60,7

Injection Profiles before and after processing. Samotlorskoe field

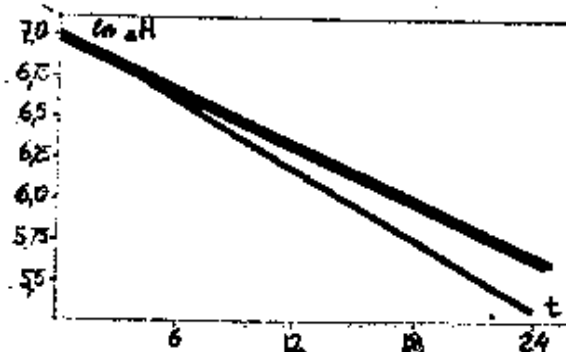
"Chernogorneft"



Well bottom-hole formation zone treatment results

"Priobneft"

CKB 15673/812



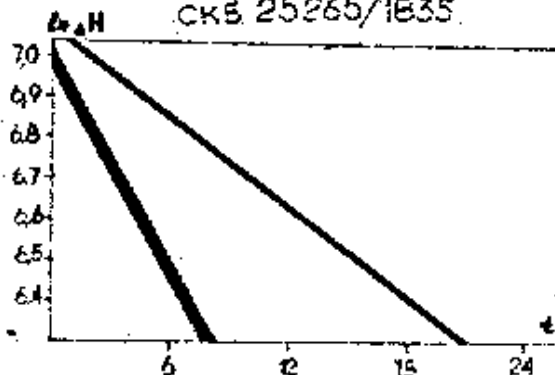
before processing after processing

$t_{g\alpha} - 0.181 \cdot 10^{-4}$ $t_{g\alpha} - 0.214 \cdot 10^{-4}$
 $Z - 0.18 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$ $Z - 0.21 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$
 НГН - 2.43 НГН - 2.43
 17.07.87 $Q = 22 \frac{m^3}{cvt}$ 18.08.87 $Q = 24 \frac{m^3}{cvt}$
 H₂O - с.п. H₂O - с.п.

processing technology

$\Delta t - 64ac$
 СПГК 6.4
 Р_{ПАК} - 120 atm
 05.08.87

CKB 25265/1835



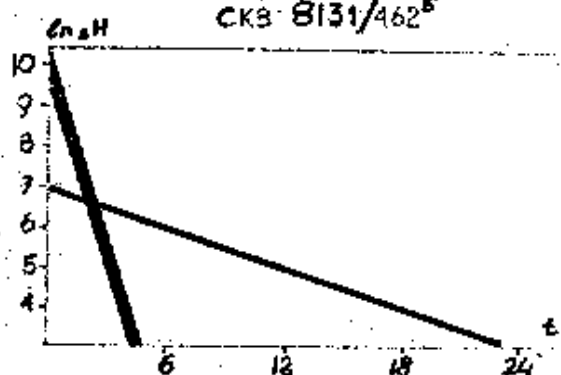
before processing after processing

$t_{g\alpha} - 0.115 \cdot 10^{-4}$ $t_{g\alpha} - 0.259 \cdot 10^{-4}$
 $Z - 0.17 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$ $Z - 0.385 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$
 ЗЦН 5-80-1200 ЗЦН 5-80-1200
 21.07.87 07.08.87
 $Q = 72 \frac{m^3}{cvt}$ $Q = 75 \frac{m^3}{cvt}$
 H₂O - с.п. H₂O - с.п.

processing technology

$\Delta t - 64ac$
 СПГК 6.4
 Р_{ПАК} - 120 atm
 01.08.87

CKB 8131/462^Б



before processing after processing

$t_{g\alpha} - 0.281 \cdot 10^{-4}$ $t_{g\alpha} - 0.437 \cdot 10^{-4}$
 $Z - 0.31 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$ $Z - 0.592 \frac{m^3}{cvt \cdot atm}$
 $Q_n - 81 \frac{m^3}{cvt}$ $Q_n - 95 \frac{m^3}{cvt}$
 ЗЦН 5-130-1200 ЗЦН 5-130-1200
 21.07.87 27.10.87
 H₂O - 54% H₂O - 54.9%

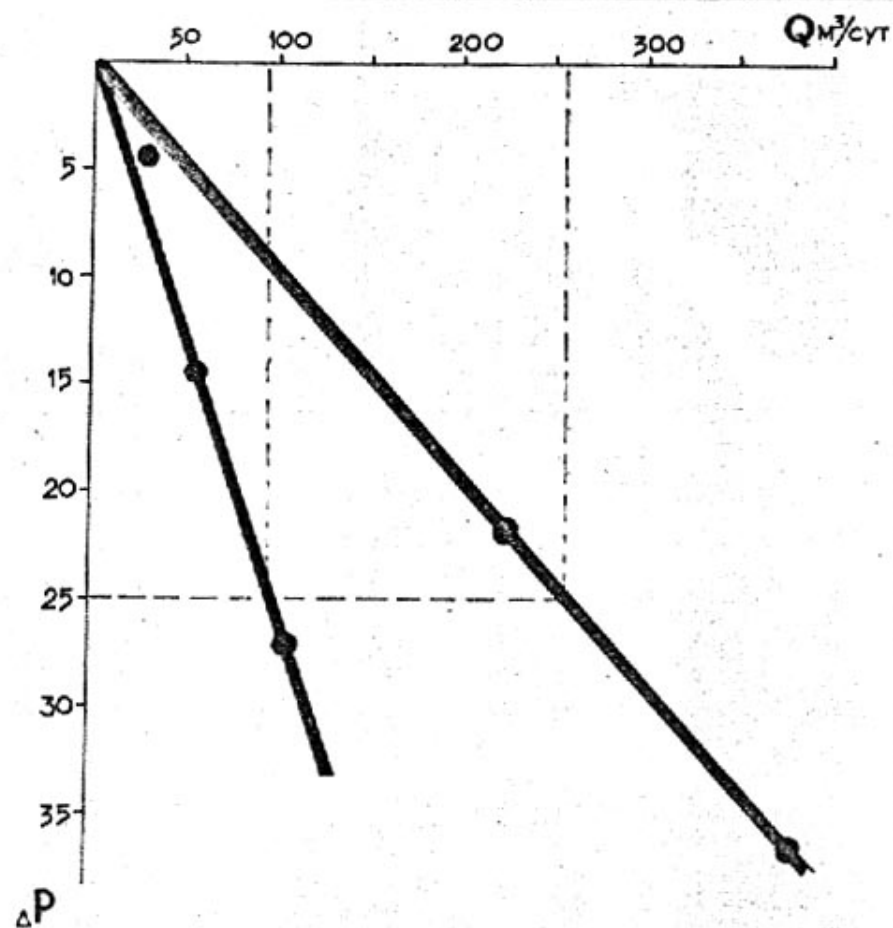
processing technology

$\Delta t - 64ac$
 СПГК 6.4
 Р_{ПАК} - 120 atm
 24.10.87

Well bottom-hole formation zone treatment results

Well - N 4933, куст 104

"Priobneft"



Дата исследован.	V газа	Q жидк	P зам	P на ВНК	ΔP	% воды
23.01.87	20000	35	211,6	216,9	4,6	95
	30000	60	101,8	207,1	14,4	95
	40000	100	188,9	194,2	27,3	95
			216,2	221,5		

22.06.87	—	350	162,7	183,5	34,4	95
	—	216	181,6	196,9	21,0	95
			202,6	217,9	—	

1981 г. $\eta = 10,0$	before	after
1982 г. $\eta = 7,5$	processing	
1987 г. $\eta = 3,8$	21. 01. 87 г.	22. 06. 87 г.
1987 г. $\eta = 10,4$	$\eta = 3,8$ т/сут. ат	$\eta = 10,4$

Well bottom-hole formation zone treatment results of oil and gas production directorate

№ п.п.	показатели	ед. изм.	НН		СН		БН		ПН		ЧН		МН		БН		по ННГ	
			хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.	хв	н.г.
1	проведено скважинно-операций, всего: в том числе на добывающих и на негнетательных	сква. опер.	7	122		56	37	2	96	2	59	1	43		2	12	418	
			7	58		17	32	2	67	2	50	1	26		1	11	261	
			4	35		29	5	1	29	-	9	-	17		1	1	157	
2	запущено скважин в работу, всего: в том числе добывающих и на негнетательных	скважин	6	10		55	37	2	96	1	57	1	45		2	10	400	
			6	87		16	32	1	67	1	45	1	25		1	9	277	
			-	23		39	5	1	29	-	9	-	19		1	1	122	
3	получен эффект на добывающих скважинах	скважин	4	65		9	21		36	1	24		12		1	5	168	
4	получен эффект на негнетательных скважинах	скважин		22		24	4		10		2		13				75	
5	коэффициент успешности на добывающих скважинах на негнетательных скважинах	%	67	79		60	67		43	100	46		57		50	50	60	
			67	74		56,2	65		54	100	50		46		100	55	61	
			-	25		61,5	80		34	-	22		68		-	-	60	
6	дополнительная добыча нефти	т	338	32987		9493	5010		36978	3	42261		38030		1635	338	140609	
7	дополнительная закачка воды	м³		905747		223997	36132		175926		1113,8		579800		-		2928212	
8	дополнительная добыча нефти на 1 скважину-операцию в том числе на 1 эффективную	т/сква. оп.	56	390		593	494		552	3	296		1462		1585	87	507	
			84	522		1055	295		1027	3	592,8		3169		1695	88	837	
9	дополнительная закачка воды на 1 скважину-операцию в том числе на 1 эффективную	м³/сква.оп.		37163		23692	7227		6066		1293		46305		-	-	23425	
				40943		33499	9034		17592,6		5817		67676		-	-	37043	
10	сумма времени, отработанного скважинами довших эффект по приросту нефти по увеличению эффективности	сква-дн	76	9738		4757	3597		5402	3	2772		5464		188	79	32240	
			76	6367		11120	2478		4122	3	2530		3151		188	79	20948	
			-	3371		3645,5	419		1280	-	242		2335		-	-	11292	
11	дополнительный среднесуточный прирост нефти	т/сут	44	53		8,5	1,8		89	1	56		12		89	43	67	
12	дополнительная закачка среднесуточная воды на 1 эффективную операцию	м³/сут		267		253	86		139		48		376		-	-	259	

Pressure recovery curves for well 1176

Formation Б₂₂

I - before treatment (24.04.87)

$$Q = 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{tg} \alpha_1 = 25$$

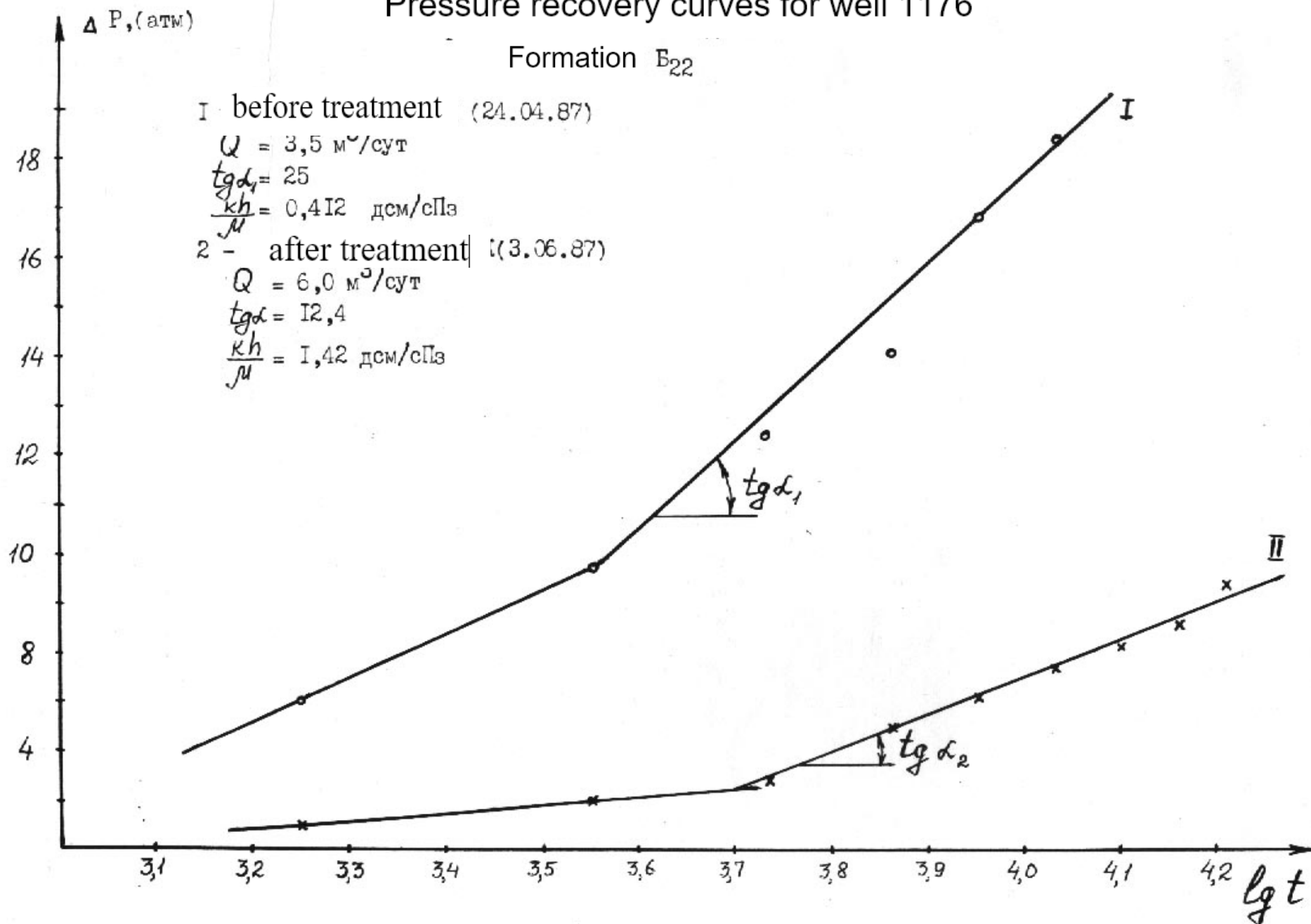
$$\frac{kh}{\mu} = 0,412 \text{ дсм/сПа}$$

2 - after treatment (3.06.87)

$$Q = 6,0 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{tg} \alpha = 12,4$$

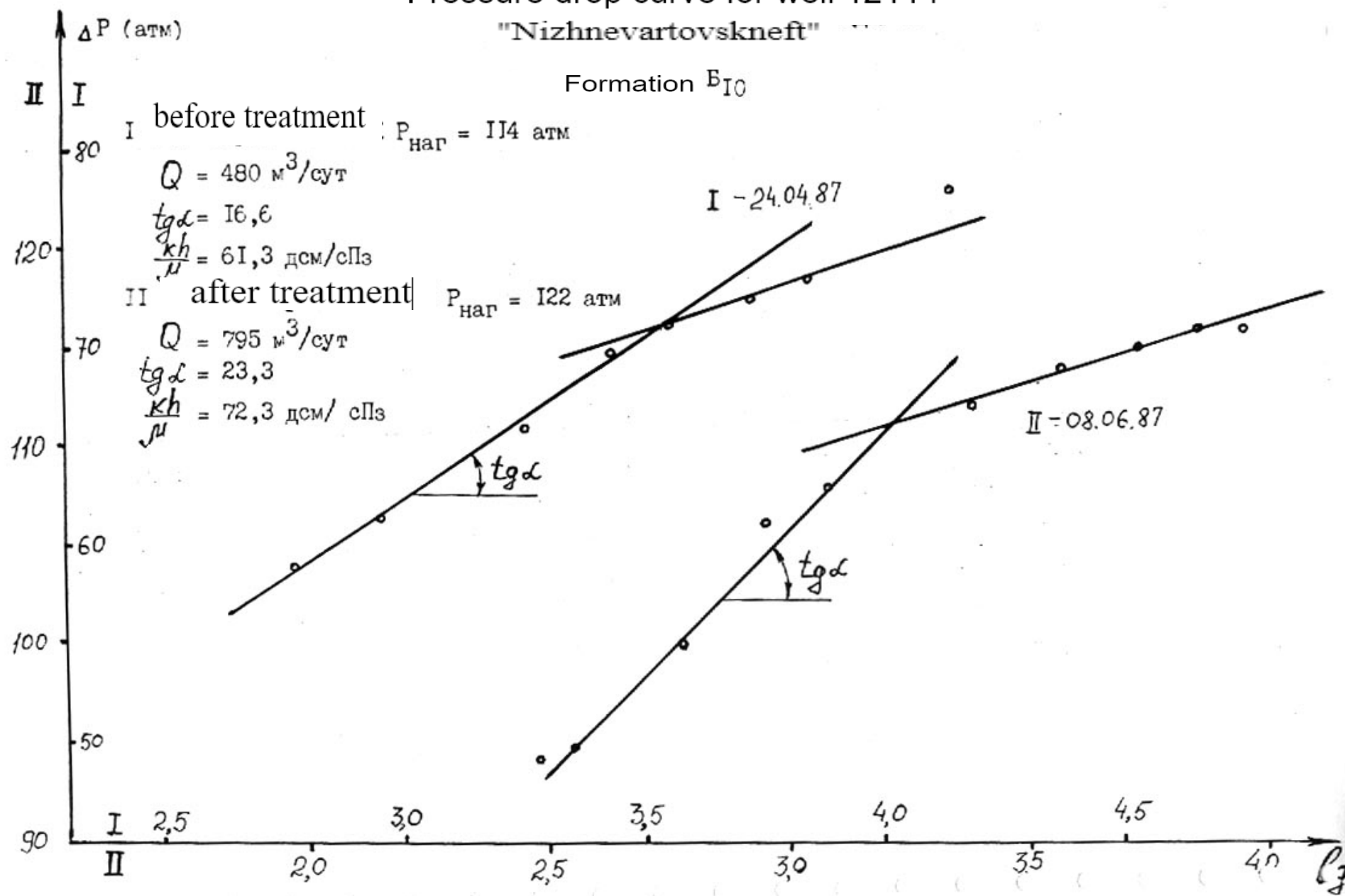
$$\frac{kh}{\mu} = 1,42 \text{ дсм/сПа}$$



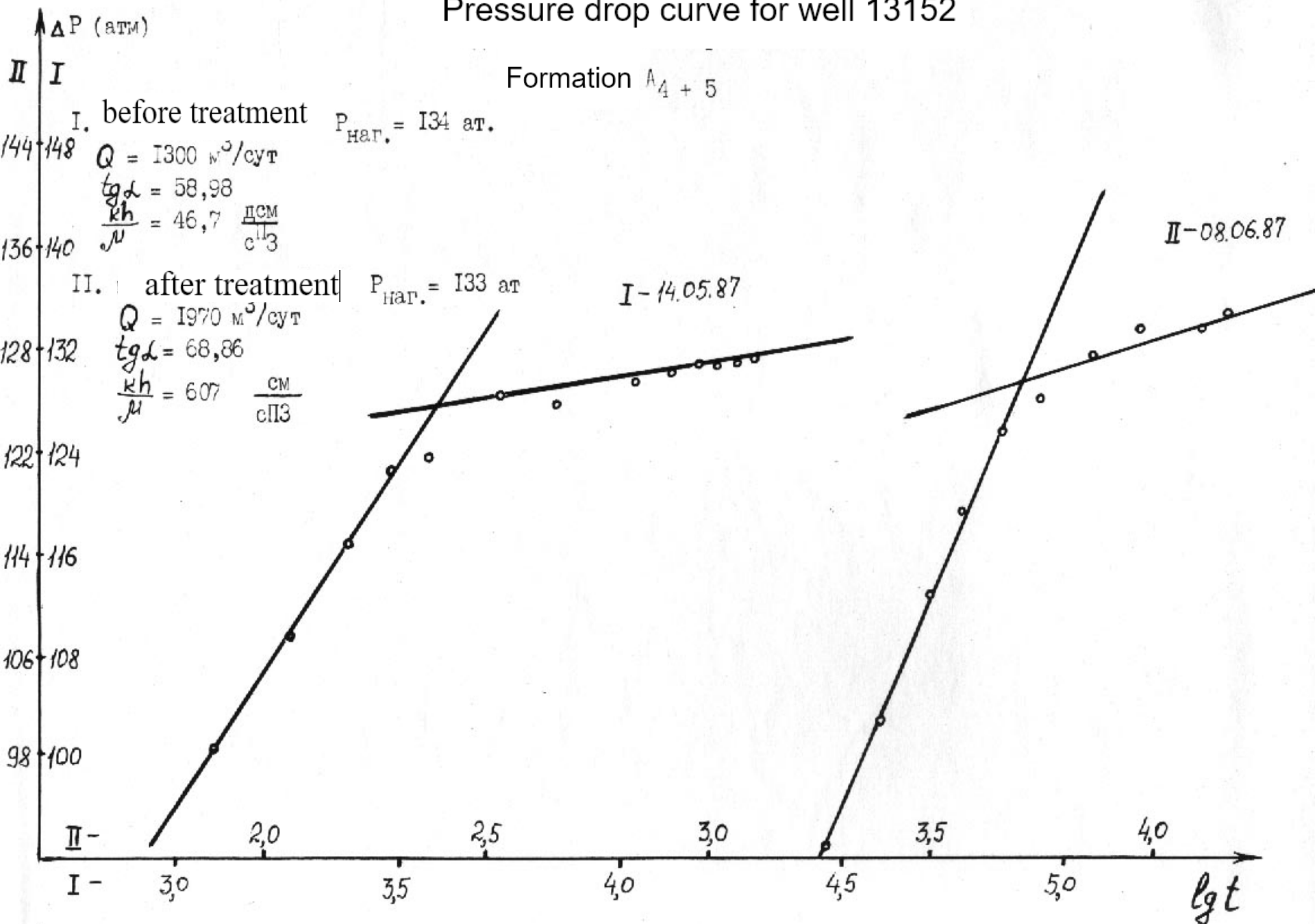
Pressure drop curve for well 12114

"Nizhnevartovskneft"

Formation B₁₀



Pressure drop curve for well 13152

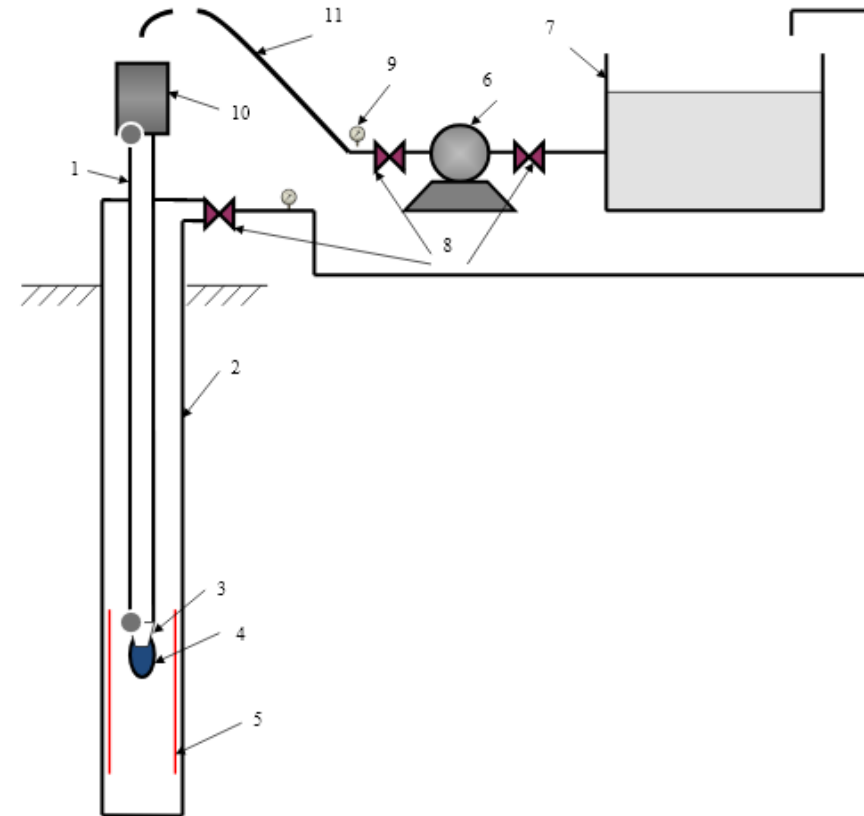


Model well treatment plan

Such a plan is prepared for each specific well. By way of example, the specific M-595 well treatment plan.

Wellbore Cleaning Procedure of Marmul-595 Well

1. Attach Wave Generator Device to 2 7/8" - 2 3/8" Crossover.
2. Run 2 7/8" tubing to 1168 m depth.
3. Fill up wellbore of well with water (if not full).
4. Assemble surface equipment in accordance with Scheme below.
5. Fill up Standard Separation tank (7) with clean water.
6. Open all valves and start Pump (6) with 2.8-3.2 Bbls/min (26-30 m³/hour) flow rate under 2800-3000 psi (19.5-21.9 MPa) pressure in regime of circulation in accordance with the following loop:
Standard Separation tank (7) - Pump (6) – High Pressure Hose (11) - Sealing Connector (10) - Tubing (1) – Wave Generator Device (4) – WWS (5) – Casing (2) - Standard Separation tank (7).
7. Run each joint of 2 7/8" tubing (starting with 1168 m depth) with speed accounting for 1 meter per 3 minutes to 1424 m depth.
8. Pull out each joint of 2 7/8" tubing with the speed accounting for 3 meters per minute until 1168 m depth in regime of circulation in accordance with Step 6.
9. Disassemble surface equipment in accordance with Scheme below.
10. Pull out the rest of tubing, unscrew Wave Generator Device from 2 7/8" - 2 3/8" Crossover.



Scheme of Surface and Downhole Equipment

1- 2 7/8" Tubing, 2- Casing, 3- XO 2 7/8"-2 3/8", 4- Wave Generator Device, 5- SSW, 6- Pump capable provide 2.8-3.2 Bbls/min (26-30 m³/hour) flow rate under 2800-3000 psi (19.5-21.9 MPa) pressure, 7- Standard Separation Tank (V = 30-40 m³), 8- valves, 9- Pressure Gauge, 10- Sealing Connector between tubing and high pressure hose, 11- High Pressure Hose.