

137881.

ПРОВЕРЕНО

А. И. ВУЗИК

НА ДОМ НЕ ВЫД.

К 55
Б-904

МАТЕРИАЛЫ

ПО РАЗВЕДКЕ МЕЛЬНИКОВСКОГО ГАЗОНОСНОГО
РАЙОНА НИЖНЕВОЛЖСКОГО КРАЯ

С ПЛАНом РАЗВЕДКИ НАЗВАННОГО РАЙОНА

(ПРИЛОЖЕНИЕ: 16 ЧЕРТЕЖЕЙ И ДИАГРАММ)

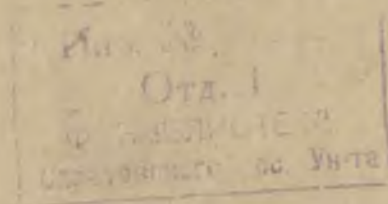
А. И. BUSIK

MATERIALIEN

DER NACHFORSCHUNG DES MELNIKOVISCHEN
NATURGASRAYONS, DES UNTEREN WOLGAGAUS

MIT EINEM PLANE DER NACHFORSCHUNG DES GENANNTEN RAYONS

BEILAGE: 16 ZEICHNUNGEN UND DIAGRAMMEN



ОГИЗ

1981

РСФСР

НИЖНЕВОЛЖСКОЕ КРАЕВОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
САРАТОВ

137551

А. И. БУЗИК

Стд. На дом не выд.

МАТЕРИАЛЫ

ПО РАЗВЕДКЕ МЕЛЬНИКОВСКОГО ГАЗОНОСНОГО
РАЙОНА НИЖНЕВОЛЖСКОГО КРАЯ

С ПЛАНОМ РАЗВЕДКИ НАЗВАННОГО РАЙОНА

(ПРИЛОЖЕНИЕ: 16 ЧЕРТЕЖЕЙ И ДИАГРАММ).

А. И. BUSIK

MATERIALIEN

DER NACHFORSCHUNG DES MELNIKOVISCHEN
NATURGASRAYONS, DES UNTEREN WOLGAGAUS

MIT EINEM PLANE DER NACHFORSCHUNG DES GENANNTEN
RAYONS

BEILAGE: 16 ZEICHNUNGEN UND DIAGRAMMEN



Саратов.
Нижеволжское краевое издательство ОГИЗ.
Типография № 2 Н.-В. Крайполиграфтреста.
1931

Мельниковский газоносный район занимает место в северной части бывш. Дергачевского и Пугачевского уездов, на меридиане $18^{\circ} 30'$,— 19° восточной долготы. Предварительно обследованная и намеченная к дальнейшему горно-геологическому изучению территория занимает большую часть площади бывшего имения братьев Мельниковых, приблизительно 9847,5 га. Эта площадь тянется с севера на юг, примерно, на 12,5 км и с запада на восток 9 км (см. прилагаемый план разведки, чертеж № 1).

С 1921 по 1928 год Саргубсовнархозом, под моим наблюдением, пройдено всего 11 разведочно-эксплуатационных скважин. С 1 марта 1928 года геолого-разведочную буровую работу в Мельниковском газоносном районе (тяжелое бурение) взял в непосредственное свое ведение Геологический комитет, и по 1 января 1930 года под моим руководством пробурено 6 скважин (№№ 1-в, 2-в, 3-к, 4-к, 5 к, 6-к) с начальным диаметром в 195 и 250 мм и до глубины 100—125 м, и одна с начальным диаметром в 305 мм и до глубины 487,00 м.

В течение 1930 года был пробурен еще целый ряд разведочных скважин по линии оконтуриваний газоносной площади.

Привожу ниже буровой журнал скважины № 6-к с петрографической характеристикой встреченных пород, а также в виде приложения представляю и геологические разрезы целого ряда скважин (см. приложение №№ 2-а, 2-б и 3).

Так как до глубины, примерно, 100—110 м петрографический состав пород в скважинах мало отличается между отдельными скважинами, приводим для краткости описание лишь одной скважины Геолкома № 6-к см. выше (см. табл. на след. стр.).

На основании данных разведок газоносной признана пока площадь в 98,48 кв. км. Съемка и нивелировка района произведены на пространстве, примерно, в 384 кв. км.

Утилизация газа для технических и хозяйственных надобностей производится на площади, равной 1,2% от общей нами определенной пока газоносной площади.

Глубокая скважина № 1-а, представляющая большой интерес, обработана научно старшим геологом Геологического комитета А. Н. Розановым.

Буровой журнал

разведочной скважины № 6-к Мельниковского газоносного района с петрографической характеристикой встреченных пород.

№№ образцов	Глубина, с которой взят образец		Вертикальная мощность пласта	Петрографическая характеристика пройденных пород	Геологический возраст	Примечание
	От	До				
1	0,00	0,40	0,40	Гумус	Послабные отложения	Ударное бурение станком "Кийстон".
2	0,40	1,30	0,90	Желтобурая "сыртовая" глина с темными точечными включениями органического происхождения (вскипающая от HCl)		
3	1,30	5,60	4,30	Бурая "сыртовая" глина (вскипает от HCl)		
4	5,60	6,00	0,40	Бурая "сыртовая" глина с темными включениями, видимо, сернистого железа (вскипает от HCl)		
5	6,00	7,00	1,00	Бурая "сыртовая" глина с мелкими известковыми включениями, видимо, сернистого железа (вскипает от HCl).		
6—7	7,00	8,00	1,00	Бурая "сыртовая" глина (вскипает от HCl),		
8—11	8,00	14,50	6,50	Бурая "сыртовая" глина с темными включениями, видимо, сернистого железа (вскипает от HCl)		
12—14	14,50	17,00	2,50	Бурая "сыртовая" глина с темными включениями, видимо, органического происхождения		
15—18	17,00	22,00	5,00	Бурая "сыртовая" глина (вскипает от HCl)		
19	22,00	23,00	1,00	Бурая "сыртовая" глина с темными включениями (вскипает от HCl)		
20—25	23,00	28,50	5,50	Бурая "сыртовая" глина (вскипает от HCl)		

Абраз- тон	Глубина, с которой взят образец		Вертикаль- ная мощ- ность пласта	Петрографическая характе- ристика пройденных пород	Геологиче- ский воз- раст	Примечание
	От	До				
26—28	28,50	31,00	2,50	Бурая „сыртовая“ глина (вски- пает от HCl)	П о с т п л о н о в ы е о т л о ж е н и я	
29—33	31,00	36,30	5,30	Темно-бурая „сыртовая“ глина с редкими блестками гипса (вскипает от HCl)		
34	36,30	37,00	0,70	Бурая „сыртовая“ глина (вски- пает от HCl)		
35—36	37,00	38,50	1,50	Бурая „сыртовая“ глина с ред- кими блестками гипса (вски- пает от HCl)		
37	38,50	39,00	0,50	Темно бурая „сыртовая“ с бле- стками гипса (вскипает от HCl)		
38	39,00	40,00	1,00	Бурая „сыртовая“ глина (вски- пает от HCl)		
39	40,00	41,00	1,00	Бурая „сыртовая“ глина с кри- сталликами гипса (вскипает от HCl)		
40	41,00	42,00	1,00	Темно-бурая „сыртоваа“ глина с кристалликами гипса (вски- пает от HCl)		
41—42	42,00	44,00	2,00	Бурая „сыртовая“ глина (вски- пает от HCl)		
43	44,00	45,50	1,50	Бурая „сыртовая“ глина с из- вестковыми включениями, (вскипает от HCl)		
44	45,50	47,00	1,50	Бурая „сыртовая“ глина (вс- кипает от HCl)		
45—46	47,00	51,00	4,00	Бурая „сыртовая“ глина с из- вестковыми включениями (вскипает от HCl)		
47	51,00	57,00	6,00	Желто-бурый мелкозернистый песок с блестками слюды, с водой		

№ образ- цов	Глубина, с которой взят образец		Вертикаль- ная мощ- ность пласта	Петрографическая характе- ристика пройденных пород	Геологиче- ский воз- раст	Примечание
	От	До				
48	57,00	62,50	5,50			
49	62,50	64,00	1,50	Желто-бурая, слабо песчани- стая глина с блестками слю- ды (не вскипает от HCl) . . .		
50—51	64,00	67,50	3,50	Желто-бурая слабо песчаная глина с блестками слюды (не вскипает от HCl)		
52—57	67,50	75,00	7,50	Серая жирная на ощупь глина со скорлуповатыми излома- ми (не вскипает от HCl) .	9/VIII на глуб. 51 м. скл. встре- тила воду. Горизонт. Пола была забита в 10 ч.	
58	75,00	76,00	1,00	Пепельно-серая жирная глина		
59—62	76,00	81,00	5,00	Темно-серая жирная на ощупь глина, со скорлуповатым из- ломом		
63—66	81,00	86,50	5,50	Темно-серая жирная на ощупь глина с обломками раковин и скорлуповатым изло- мом	Третичные отложения.	40 м. пробит незнач. подл. откачке жидк. Уров- 47 м. от поверхности, на вкус вода горько-соле- ная. В 17 ч. 19/VIII взята проба воды № 8 и 9
67—68	86,50	88,00	1,50	Темно-серая, жирная на ощупь глина со скорлуповатым из- ломом		
69	88,00	89,00	1,00	Серая жирная на ощупь глина со скорлуповатым изломом .		
70—75	89,00	98,50	9,50	Серая жирная на ощупь глина с обломками раковин и скорлуповатым изломом . .		
76	98,50	98,60	0,10	Серый мелкозернистый газо- носный песок с редкими блес- тками слюды		На глуб. 98,50 м из скв. начал выделяться го- рячий газ. Выделение началось в 13 ч. 15/VIII сильным фонтаном выбрасывались из скважины песок и кристаллы гипса. Давление газа 15/VIII и 16/VIII 1,5 атм. Дебит. 65 000 куб. м. в сутки. Проба газа взята в 2 четверти за № 10 и № 11.

Предварительный геологический разрез глубокой скважины № 1-а был составлен мною и при сем прилагается. Приводим ниже химические анализы глин и горючего сланца из глубокой скважины № 1-а:

Химические анализы глин из глубокой скважины № 1-а:

Состав в % к воздушно-сухому веществу.	„Глина плотная сланцеватая“ с глубины м	„Гипсоносная порода“ (глубина 252 м)	Известковая глина, подстилающая сланцы глубина 281 м
1. Влажность . . .	4,28	не определялось	2,77
2. Потеря прокаливания . .	21,33	19,91	22,57
3. SiO_2	45,81	37,61	28,70
4. TiO_2	0,09	0,09	0,19
5. Al_2O_3	13,86	2,79	8,30
6. Fe_2O_3	6,34	3,77	5,79
7. CaO	2,21	29,16	27,48
8. MgO	2,04	0,47	1,26
9. MnO	0,70	0,16	0,13
10. $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$.	5,77	3,78	3,20
11. Сера: Сульфатная (SO_3)	0,87	2,47	2,03
12. Сера: органическая + сульфатная	1,31	—	—

Анализы двух проб горючего сланца из глубокой скважины № 1-а с глубины 275,25 м и 279,50 м. Весь встреченный слой сланца, как видно из прилагаемого геологического разреза скважины, имеет мощность в 5 м (от 275,0 м до 280,0 м) со слабым переходом в пачки. Скважина на этой глубине проходила вращательным бурением станком „Вирт“, а потому сланец был взят керном.

Профессор Саратовского университета В. П. Голуб любезно согласился произвести лично анализ вышеуказанных проб сланца. результат нижеследующий:

№№ по порядку	Наименование образца	Влажность	В сухом сланце					Теплопроизводительность в сухом сланце
			Минеральная часть	В том числе CO_2	Органическая масса	Н	С	
1	Сланец скважины № 1-а глуб. 275,25	4,67	41,15	4,269	58,85	4,615	40,62	4655
2	Сланец скважины № 1-а глуб. 279,5	4,68	51,12	4,15	48,88	3,086	34,01	3848

Анализ горючего газа из глубокой скважины № 1-а с глубины 91,5 м до 93,00 м.

Углекислоты	0,22%
Кислорода	0,45 "
Окиси углерода	0,95 "
Водорода	4,55 "
Метана	53,38 "
Не гор. газов (азот +х)	40,45 "

Все слои, пройденные скважинами до глубины 100 м, могут быть по геологическому возрасту разделены, грубо определяя, на 2 отдела. Верхний отдел, выраженный светлобурыми и темнотурыми „сыртовыми глинами“, содержащими местами известковые отложения, переходящие редко в ядра, следует отнести к послетретичным отложениям. „Сыртовые“ отложения распространяются здесь вглубь, в среднем до 55,60 и до 59,64 м.

Далее идет второй отдел с резким изменением петрографического характера пород против первого. По найденной фауне эти отложения следует отнести к плиоценовым (акчагыльские слои).

Из ископаемых остатков, извлеченных цельными из скважин №№ 15, 21, 22, 23, 1, 1-В, 2-В, 3-К, 4-К, 5-К и 6-К, определены *Cardium pseudoedule* Andr. и *Macra* sp.

На основании прежних наших горно-геологических данных, имеем: скважина № 21, расположенная в южной части района (в южной котловине), встретила выклинивающийся газоносный слой мощностью всего лишь в 10 см, напротив, скважина № 3 юго-западнее скважины № 21 на расстоянии, примерно, 2½ км от нее открыла газоносный слой мощностью в 3,2 м с избыточным давлением в 1,94 атмосферы. Южнее скважины № 3 этим летом пройдена скважина № 13, которая дала суточный дебит газа 12000 куб. м, по данным разведочной партии.

Скважина № 20, расположенная к северу от скважины № 3 на расстоянии 4 км и в северо-западном направлении от скважины № 21 на расстоянии 2,5 км встретила газоносный слой в 0,5 м с избыточным давлением в 0,37 атмосфер (см. прилагаемый план района). На запад от скважины № 21—Демидовская скважина, на расстоянии 8—9 км от первой, совершенно не встретила газоносного слоя, а также скважина № 11, заложенная этим летом несколько восточнее Демидовской скважины, не встретила газа (см. прилагаемый план Мельниковского газоносного района). До второго горизонта скважины не были углублены.

Скважины, расположенные в северной части описываемого газоносного района (в северной котловине), рисуют нам такую картину: скважина № 2, севернее скважины № 20 на 0,5 км, встретила газоносный слой мощностью в 1 м. Еще севернее указанных скважина № 15 обнаружила газоносный пласт мощностью в 1,11 м. И далее к северу скважина № 22 встретила два газоносных слоя: первый мощностью в 1,57 м, второй в

1,2 м с избыточным давлением газа из первого слоя в 0,62 атмосфер, из второго в 1,06 атмосфер. Затем были заложены севернее еще две скважины №№ 23 и 24 (несколько на северо-восток). Эти скважины показали, что севернее скважины № 22 газоносный слой в северной части газоносной площади начинает снова уменьшаться, а именно: в скважине № 23 первый газоносный слой имеет мощность лишь 0,73 м, второй—0,40 м; давление в закрытой скважине при действии обоих пластов было 0,81 атмосфер, в скважине № 24 мощность первого слоя 0,50 м, второго—0,30 м. Из первого газоносного слоя идет сухой газ, избыточное давление 0,34 атмосфер. Ниже газосодержащих песков идут так называемые подакчагылские пески, содержащие пресную хорошую воду; эти пески большей частью к низу чистые беловато-серого цвета, но часто и глинистые, в этом случае они напоминают пливун.

Далее на запад расположены разведочные скважины Геолкома. Они дают нам следующее: в скважине № 4-К газоносный слой встречен на глубине 95 м; в скважине № 5-К—на глубине 84 м и в скважине № 6-К на глубине 98,5 м. Избыточное давление газа в каждой скважине в среднем равно 1,5 атмосфер. До второго горизонта скважины не были углублены.

На прилагаемом плане буссольной съемки показаны абсолютные отметки устья скважин (чертеж № 4).

Песок газоносного слоя мелкозернистый, серого цвета и напоминает собой обычный тип бакинских газоносных песков Сураханского района.

Ниже будут приведены на прилагаемых чертежах механические анализы этих песков (черт. № 5).

На основании данных всех пробуренных на возвышенной части водораздельного плато между рекой Чалыккой, с одной стороны, и притоками Алтаты-Муханихой и Камышевкой—с другой, в районе завода „Стеклогаз“ близ границы бывших Новоузенского и Пугачевского уездов, можно почти с уверенностью сказать, что мы имеем дело с тремя подземными газовыми резервуарами (северный, южный и западный), слабо котловинного залегания, защищенными сверху и снизу газонепроницаемой и водонепроницаемой темно-серой с тиневатым отливом плищевой глиной.

Общий наклон этих глин, на основании нашего графического определения, в первых двух котловинах, северной и южной, почти на юг совершенно незначителен: 10—16 минут и в западной котловине на юго-восток и северо-запад 8 минут (чертеж № 6). Закрытые поднятия и понижения в акчагылских отложениях следует объяснить, с одной стороны, возможной тектоники с другой—неровностями дна акчагылского моря в зависимости от рельефа его. В этом случае песчаные котловинки могут явиться газовыми коллекторами.

Дно общей мульды нужно полагать идет на понижение к юго-западу от района завода „Стеклогаз“ и обратно

выположение идет на юго-восток, северо-восток и северо-запад на Пугачевск, здесь же увеличивается и массив акчагыла.

Южный естественный резервуар по всем данным богаче северного газом. Можно полагать, что северная котловина имеет распространение и на восток и на запад, возможно в виде слабо отделенных друг от друга котловин. Западная котловина по данным скважины № 6-К еще богаче южной котловины. Суточный дебит этой скважины гораздо больше дебита скважины № 3 южной котловины. Сточный дебит газа в скважине № 6—К доходит до 65 000 куб. м, а в скважине № 3 до 30 000 куб. м.

Как мощность газосносных слоев, так и мощность подстилающих их водонепроницаемых темно-серых с синеватым отливом глин, к периферии слабых котловин уменьшается. Под указанными глинами проходит сравнительно сильный слой пльвуна с жесткостью воды лишь в 5 нем. градусов,—это подакчагылские пески.

Как видно из прилагаемых геологических разрезов скважин, газоносный песок находится в естественной коробке, закрытой сверху и снизу сравнительно плотной глиной, анализ которой привожу ниже на прилагаемом чертеже № 5. Подстилающие слои глины к периферии утончаются и в общем имеют небольшую мощность, что весьма серьезно должно быть учтено при бурении и задавке труб, малейшая неосторожная или неумелая задавка может вызвать прорыв этого слоя глины нижележащим водоносным слоем, и газовый горизонт таким образом может быть легко затоплен водою, особенно, когда в скважине, вследствие образования естественных пробок, уменьшается давление газа.

В конечном итоге можно считать, что здесь имеется около 9847,5 га газоносной площади. Повидимому, газовая залежь носит по всей площади однообразный характер, и возможно ее простираие за границы известного до сих пор пространства, главным образом, в восточном, юго-восточном, южном и северо-западном, менее в юго-западном и северном направлениях.

В северо западном направлении от завода „Стеклогаз“ на расстоянии 30—35 км в Савельевско-Михайловском районе при бурении скважин и проходке шурфов на горючие сланцы встречен в сланценосной толще газ, не поддерживающий горения. В шурфте № 1 газ был обнаружен уже в фосфоритовом слое, выше сланценосной толщи. Выделение газа в шурфах идет довольно интенсивно, а потому приходится все время работать со сравнительно сильным вентилятором. Приводим ниже анализ газа из шурфа № 3, произведенный Саратовской краевой испытательной станцией:

Углекислоты	7,4%
Кислорода	2,2%
Тяжелого углеводорода	—
Окси углерода	—
Метана	—
Водорода	—
Азота	90,4%

Считаю необходимым бурением проверить этот газ и проанализировать его в лаборатории ГГРУ для решения вопроса с его химическом составе и о режиме выделения. Главным фактором в образовании газов в сланцах следует считать окисление углерода.

На существование более глубокого источника газа¹ наводит мысль о непостоянстве его состава в различных точках площади при общем однородном характере площади: в восточном направлении увеличивается в газе, по данным А. Д. Черепенникова, содержание метана, в западном увеличивается азот и инертные газы, свойственные глубинным газам. Кроме того, на это указывает и истечение газа „газовыми струями“. Возможно, что с одной стороны таким источником газа являются отчасти битуминозные сланцы, встреченные скважиной на глубине 275—280 м (вертикальная мощность их 5 м), с другой, возможно, что на большой глубине имеют место сбросы и разрывы, или флексуры, нужно полагать к западу от завода „Стеклогаз“, по трещинам которых идет медленное питание вышележащих вторичных подземных газовых резервуаров.

Кроме того, некоторую роль в образовании газа могли сыграть акчагыльские глины в процессе разложения и перегонки погребенных в них органических веществ, защищенных от доступа кислорода илисто-глинистым покровом. Темносерые акчагыльские глины при обжиге в стеклоплавильных печах теряли в весе до 40% и более и получали кирпично-красную окраску с сильно пористым строением, что указывает на присутствие в глине большого количества органических веществ.

Это обстоятельство побуждает к дальнейшему изучению как газового, так и сланцевого месторождений.

К юго-востоку от завода „Стеклогаз“ в расстоянии 75—80 км от последнего и к юго-западу от станции Озинки в расстоянии 1,5—2,0 килом. проходит, видимо, сбросовая трещина с северо-востока на юго-запад. Здесь в жел.-дорожной выемке пласты Саратовских песков (?) и Сызранских опок сильно наклонены с падением на NW под углом 45°—55° и более и простиранием с NNO на SSW. Резкое изменение падения слоев видно по всей выемке на протяжении 300 метров.

По данным Г. Н. Каменского по северному склону в бассейне р. Чалыклы ясно выражены два купола: первый между ст. Озинки и ст. Чалыкля Р.-У. ж. д., а второй у х. Гремячего. Оба куполовидных поднятия имеют вид брахиантиклиналии.

Указанные геологические данные в районе Озинок привлекают внимание инженера-геолога на бурение глубокой разведочной скважины на предмет возможности встречи битуминозных залежей нефти.

В северо-западном направлении от пос. Озинки в расстоянии 2 километров встречен мною родник в Саратовских (?)

¹ См. работу А. Черепенникова „Химические исследования природных газов и вод в районе завода „Стеклогаз“ (бывш. Мельникова), на 36 стр., издание Глав. Г. Разв. Управления, Ленинград 1930 г.

песках. Жесткость воды около 2°. Вода эта весьма слабо минерализована—редкое явление Заволжья. Часовой дебит родника 500—600 литров. Нахождение источников с пресной водой в Заволжье является величайшим благом для крестьянского и рабочего населения, так как мы здесь имеем всюду лишь или колодцы с соленой водой или же прудовое водоснабжение. Мельниковское газовое месторождение, в районе завода „Стек-



Глубокая скважина № 1-а на заводе „Стеклогаз“ (в процессе бурения).

логаз“, эксплуатировалось для заводских надобностей в продолжение многих лет.

На основании данных эксплуатации ряда скважин вокруг завода „Стеклогаз“ и моих наблюдений за изменением давления газа из скважин в продолжение 8 месяцев мы имеем прилагаемые кривые (см. чертеж № 7). Резкое падение кривых давлений до нуля объясняется исключительно образованием в трубах сухих и мокрых пробок. С уничтожением последних давление снова возрастало до прежнего.

Крепление разведочных скважин производилось на заводе „Стеклогаз“ 4- и 6-дюймовыми трубами, а эксплуатация газа шла по 3- или 4-дюймовым трубам. При бурении до газа встречается горькосолоноватый, слабый водоносный слой. В скважине № 22 вода встречена в оранжево-песчаной глине от 45,70 м до 56,80 м; в скважине № 21 мощность этого водоносного слоя измеряется в 2,13 м и состоит из глинистого песка; в скважине № 23 вода встречена с глубины 46,50 м до 55,60 м в оранжево-желтом сильно глинистом песке и т. д., причем задавка труб для изоляции этого водоносного слоя от газового производилась до 10,0 м в нижележащей темно-серой жирной глине.

Конечно, для большей предосторожности следует рекомендовать еще произвести и подбашмачную или фонарную заливку

жирным глинистым раствором ввести его извне. При открывании газоносного слоя необходимо соблюдать большую осторожность и бдительность, особенно, когда открывается второй газовый слой, так как под последним, в зависимости от места расположения скважины, проходит небольшой водонепроницаемый слой жирной темносерой глины, разделяющей газовый слой от нижележащего водоносного слоя в подакчагылских песках



Глубокая скважина № 1-а на заводе „Стеклогаз“ (оконченная).

с пресной вкусной водой (жесткость всего лишь 5 немецких градусов), между тем как жесткость вышележащего водоносного слоя измеряется десятками немецких градусов.

Анализ пробы воды из водоносного горизонта под вторым газом (подакчагылские пески) привожу ниже. Вода взята с глубины 101 м из глубокой скважины № 1-а (см. чертеж № 12):

Cl.	0,107 г в одном л.
HCO ₃ '	0,228 „
SO ₄	не обнаружен
Жесткость	5° (немецких градусов)

Жесткость воды в пруде „Стеклогаза“ 7,9 немецких градусов, а в инфильтрационном колодце рядом с прудом „Стеклогаза“ 28,7 нем. градусов. Этой водой питается весь коллектив завода „Стеклогаз“.¹

Местами этот слой жирной глины менее 1 м даже несколько см (скважина № 1-Вирт, скв. № 1-а и др.), но местами доходит и до 10,0 м скв. № 21/17).

Также резко меняется и мощность жирной глины, разделяющей оба газоносных слоя: так, в скважине № 2-3 межгазовые

¹ Анализ производил А. Черепеников.

слой жирной глины имеет мощность в 1,97 м, напротив, в скважине № 1 Вирт он равен 6,0 м; в скважине № 2 Вирт—3,6 м; в скважине № 1-а—3,0 м и т. д. В скважине № 20 и № 15 встречен всего лишь один газоносный слой, а в скважине № 21/17 был встречен лишь один и то выклинивающийся мощностью всего 10 см без газа.

Водоносный слой под жирной глиной, подстилающей второй газоносный слой, представляет собою сверху мелкозернистый серый глинистый песок с водою (пывун), дающий пробку в трубах до 6 м, переходящий к низу в беловатосерый песок. Несмотря на непрерывную работу в продолжение суток (скв. № 21/17), пробку не удалось понизить без осадки труб.

Опыт бурения целого ряда скважин в этом районе дает возможность сказать, что задавка обсадных труб в жирной глине ниже первого водоносного слоя достаточно хорошо изолирует газоносный слой от водоносного слоя, так как при эксплуатации лишь первого газа скважина обыкновенно сухая и не требует чистки от влажных сырых пробок. При эксплуатации же второго слоя, первое время пока нет понижения в первоначальном давлении газа, сырых пробок не наблюдается, но спустя некоторое время, когда начинается уравнивание давления с близлежащими скважинами, начинают появляться сырые пробки, а вследствие частой и неумелой чистки, появляется даже вода в скважинах. Нужно полагать, что это есть результат продавливания водонепроницаемой глины под вторым газом от частой чистки, так как мощность этой глины в некоторых скважинах весьма незначительная, как я выше и приводил. Там, где мощность этой подстилающей глины больше, мы наблюдаем и большую сохранность скважины. С другой стороны, возможно, что на некоторых участках в газовых слоях имеет место и пластовая вода, и тогда при выделении газа получается воронка всасывания, вода наступает, газ отступает.

Газоносный песок (серый) из скважины № 1-а с глубины 91,50—93 м по данным химика Мельниковской разведочной партии Н. Н. Чапурского дает следующий механический состав:

Среднего песка	0,35%	фракция 0,25—0,5 мм
Мелкого песка	37, 0%	" от 0,08—0,25 мм
Мелчайшего песка	57,43%	" от 0,01—0,08 мм
Глина и песчанистая глина	5,22%	" от 0,01

На прилагаемом чертеже № 5 приводится ряд механических анализов в диаграммах пород из скважин № 1-а с различных глубин.

Одновременно приводим (на чертеже № 12) анализы проб воды из двух водоносных горизонтов с глубины 47,0 м из скважины № 3-К и с глубины 101,0 м из скважины № 1-а, выполненные тем же химиком Н. Н. Чапурским.

Для герметического закрытия газовых скважин и для установки на них на предмет регулирования возможных газовых фонтанов, мною приспособлена задвижка системы „Лудло“. На прилагаемом (чертеже № 9) представлена задвижка „Лудло“ и

схема соединения закрытия газа, а также и схема соединения отвода газа, именно: в схеме соединения закрытия газа имеем собственную задвижку с медным хорошо установленным диском внутри, далее следует фланец, длина нарезанной части кольца под фланец, муфта и наконец обсадная труба. Все части задвижки и части схемы соединения даны на прилагаемом чертеже с соответствующими размерами и не нуждаются в подробном описании.

Место и способ производства тампонажа в газовых скважинах ясно из вышеприведенного описания крепления скважин. Необходимо тщательно закрыть водоносный слой, встречающийся выше газового слоя, дабы не было совершенно прохождения воды сверху по затрубному пространству.

Это сравнительно легко достигается путем задавки труб на 8—10 и более м в жирную темносерую глину, залегающую под водоносным слоем, можно, конечно, применить и один из способов междутрубного и затрубного тампонажа. Я не буду вдаваться в способы тампонажа, так как по этому вопросу имеется достаточно хороших руководств. Изоляция водоносного горизонта от газового является вопросом важным и серьезным и ему должно быть уделено должное внимание, дабы избежать образования влажных и сырых пробок в скважинах при их эксплуатации, чем может нарушиться правильная работа последней. Особенное внимание следует уделить моменту открытия второго газоносного слоя.

Привожу ниже таблицу по наблюдению за режимом действующих скважин в течение четырех лет, именно:

№№ действующих скважин.	7	8	15	16	18	19	20	22	23	3
Среднее стат. давление газа в 1923 г. в фунтах (избыточное ¹)	3,8	4,3	3,6	3,9	4,5	3,4	—	—	—	29
Среднее стат. давление газа в 1924 году	3,9	4,3	2,5	3,6	3,7	—	6,2	—	—	29
Среднее стат. давление газа в 1925 году	3,8	4,5	3,5	3,9	4,0	—	4,5	—	—	29
Среднее стат. давление газа в 1926 г.	4,7	4,8	4,8	6,3	6,4	—	—	14,0	—	—
Среднее стат. давление газа в 1927 г.	2,5	2,0	4,0	3,0	4,0	—	—	5,0	13,5	—

¹ В Ставрополе Кавказском натуральный газ выкачивается из скважин посредством эксгаустера и поступает затем в газгольдер, откуда он расходуется для освещения города и заводов по мере надобности. Давление газа в скважинах (избыточное) не превосходит 1,95 фун., причем газоносный слой залегает на глубине 178,92 м.

№№ скважин.	Дебит скважин в 1923 году по данным химика Геологического комитета Кобзевой (среднее из 4 определений).	Дебит скважин в 1927 году на основании моих личных измерений анемометром „Касселя“ (среднее из 3 определений).
	Количество газа за сутки в кубических метрах.	
3	31 500	
7	1 449,7	307,43
8	787,2	279,60
15	702,8	447,07
16	1 468,7	657,12
18	2 284,8	927,58
20	1 088,1	
22	—	1 977,85
23	—	4 443,12

Перехожу к описанию жизни скважин и приблизительному подсчету газа, взятого из скважин на площади 115,5 га вокруг завода „Стеклогаз“ за время их эксплуатации.

В нижепоименованной сводной таблице показаны продолжительность жизни каждой скважины. Зная суточный дебит каждой скважины (средний), и продолжительность эксплуатации, нетрудно подсчитать количество газа в кубических метрах, взятого с определенной газоносной площади, последняя исчислена у нас в 1,2% общей газоносной площади или 115,5 га.

Сводная таблица всех пробуренных разведочных скважин вокруг завода „Стеклогаз“⁽¹⁾.

№№ по пор.	Время закладки	Начальное давление при падении	Давление в 1929 г.	Продолжительность жизни скважин
1	1906 г.	15 ф.	—	18 л.
2	1907 г.	17 ф.	—	8 л.
3	1907 г.	30 ф.	—	18 л.
4	1907 г.	5 ф.	—	1 г.

№№ по пор.	Время закладки	Начальное давление п/закладке	Давление в 1929 г.	Продолжительность жизни скважин
5	1910 г.	15 ф.	—	5 л.
6	Неудачная скважина по бурению, позади завода к востоку.			
7 ²	1912 г.	15 ф.	4,7	18 л.
8 ²	1912 г.	13 ф.	4,8	18 л.
9	1913 г.	Неудачная по бурению (заложена за большим прудом)		
10	1913 г.	10 ф.	—	9 л.
11	Неудачная (заложена была перед заводом).			
12	Неудачная (заложена за малым пруд.)			
13	1914 г.	8 ф.	—	2 г.
14	1922 г.	10 ф.	—	6 м.
15 ²	1922 г.	15 ф.	4,0	8 л.
16 ¹	1922 г.	8 ф.	5,0	8 л.
17	1923 г.	—	—	—
(21)	1924 г.	не встретила газа		
18 ²	1923 г.	15 ф.	5,0	7 л.
19 ²	1923 г.	5 ф.	—	8 м.
20 ²	1924 г.	6 ф.	—	1 г.
21	—	—	—	—
(17)	не встретила газа			
22 ²	1925 г.	14 ф.	5	5 л.
23 ²	1927 г.	13,5	5	3 г.

Как видно из таблицы, продолжительность жизни удачно заложенных разведочных скважин в сравнении с другими газоносными районами нашего Союза достаточно большая, причем мы наблюдаем еще и другую особенность в изменении давления в скважинах после некоторого отдыха. Оказывается, что после усиленной эксплуатации и затем некоторого отдыха, давление

¹⁾ По данным старшего бурового мастера Г. П. Кинцель.

²⁾ Скважины действуют и поныне.

в скважинах возрастает (см. скважины № 7, 8, 16, 18 по двум приведенным таблицам). Нужно полагать, что скважины эти питаются притоком со стороны за пределами исследуемой площади, а потому и выкачанный запас газа из эксплуатируемых на определенной площади скважин нельзя без грубых ошибок отнести к определенной площади.

Попытаемся ниже определить хотя и грубо приблизительный объемный запас газа, извлеченного из эксплуатируемой газоносной площади в 115,5 га, кладя в основу метод изучения кривых эксплуатации и оставляя пока в стороне объемный метод, ввиду возможного пополнения нашего газоносного бассейна путем притока газа из возможных глубже лежащих газовых очагов. Конечно, первым методом, т. е. методом изучения кривых эксплуатаций, тоже нельзя особенно увлекаться, так как специально поставленных опытов на определенной небольшой площади, хотя бы в один кв. км, не было до сего времени, а велась лишь почти бессистемность расположения и выполнения скважин в районе вокруг завода „Стеклогаз“ на площади, примерно, 115,5 га. Депрессия газоистечения в северной котловине, как установлено практическими данными наблюдений за скважинами, распространена пока лишь на указанной площади; таким образом, с 1906 г. значительно истощена площадь весьма незначительных размеров, равная примерно 1,2% от общей газоносной площади, считаясь с последними разведочными данными. Как показали чисто случайные практические данные, по скважинам № 2 и № 4, находящимся приблизительно на расстоянии 100 м одна от другой, при одновременной эксплуатации их замечалось понижение давления в одной за счет другой (наблюдения старшего бурового мастера Г.П. Кинцель).

Если взять действующие скважины и ныне №№ 7, 8, 15, 16, 18, то увидим, что общий дебит их в 1923 г. выражается в 6693,20 куб. м, а в 1927 г., т. е. через 4 года, в 2618,80 куб. м. Таким образом дебит их уменьшился на 60,88%. Такое падение дебита стало, конечно, после того, как большинство из них работало и эксплуатировалось уже свыше 5 лет до начала определения первого дебита.

Считаясь с вышеприведенной таблицей по наблюдению за режимом действующих скважин в течение четырех лет и принимая за основу дебит скважин 1927 г., тогда как в первые годы жизни дебит каждой скважины был несравненно больше, судя по избыточному давлению, имеем общий выкачанный запас газа на площади в 115,5 га приблизительно 14112900 куб. м¹. К сожалению эту величину следует считать

¹ Для скважин № 1, 7 и 8 взят при подсчете выкач. газа дебит—307 куб. м в сутки.

Для скважин № 2, 10, 15 и 18 взят при подсчете выкач. газа дебит—657 куб. м в сутки.

Для скважин № 5, 13, 22 и 23 взят при подсчете выкач. газа дебит—279 куб. м в сутки.

весьма грубой и при том нельзя ее отнести к определенному участку, так как имеется к эксплуатируемому участку приток газа из соседних газовых полей. Эта сумма складывается из следующих подсчетных определений:

Скважины №№ 1, 7 и 8	дали за 18 л. жизни	4 973 400 куб. м
" " 2, 10, 15, 16 и 18	за 8 л. жизни	7 884 000 куб. м
" " 5, 13, 22 и 23	за 3 и 5 л. жизни	1 255 500 куб. м

При нашем подсчете совершенно не принимались во внимание скважины, жизнь которых продолжалась год и ниже. Конечно, какое количество газа еще хранится в недрах нашей сравнительно сильно истощенной площади, трудно сказать, так как целый ряд скважин еще действует, хотя и дебит их за последние четыре года упал на 60,88%. Без газа на исследуемой площади пока установлены бурением следующие разведочные скважины: №№ 9, 10, 11 и 21/17 (см. прилагаемый план разведки).

На прилагаемом плане нанесена разведочная сеть буровых скважин первой очередности (их всего 14) и три структурные, и кроме того 6 скважин на выделенных 2 кв. км в вершинах треугольников и по 2 и более скважин 100—200 м для определения интервалов, влияния их и пр. Как оконтурование заводогазоносной площади, так и сеть буровых скважин нанесены, пользуясь всем известным до сего времени горно-разведочным материалом по этому месторождению.

Вся оконтуренная газоносная площадь занимает 9847,5 га. Разведочные скважины нанесены в вершинах равносторонних треугольников со сторонами, примерно, 3 000 м. Магистральный нивеллирный ход через участок с севера на юг следует разбить на части (отрезки) $X^2 = a^2 - \frac{a^2}{4} = \frac{3a^2}{4}$; $X = \frac{a}{2}\sqrt{3}$. В местах, где имеются уже разведочные скважины и около границ участка пришлось стороны треугольников несколько изменить. Структурные скважины нанесены вне оконтуренной площади, учитывая большую возможность распространения газовых подземных резервуаров на юг, восток и отчасти на северо-запад.

Исходя из чисто практических данных, что разведочные скважины № 2 и № 4 близ завода „Стеклогаз“, при расстоянии одна от другой, примерно, в 100 м при эксплуатации влияют взаимно на давление и дебит друг друга, имеем, что на данной оконтуренной газоносной площади следовало бы построить разведочную буровую сеть со сторонами, примерно, в 200 м и более, тогда таких разведочных скважин потребовалось бы для покрытия указанной площади минимум до 100 штук.

Опыт нам диктует, что нужно исходить из принципа—в минимальный срок исследовать максимальную площадь, т. е. в кратчайший срок оконтурить определенную газоносную площадь.

Для этого необходимо строго учесть и провести в жизнь ряд мероприятий по установлению интервалов между эксплуатационными скважинами, мощности газовых потоков, режима действия скважин и наконец построения кривой эксплуатации применительно к данному газовому месторождению, несмотря и на имеющийся уже материал, так как этот материал является случайным, полученным хотя и практическим путем, но без определенного заранее обдуманного систематического исследования. Для этой цели, я, помимо нанесенной первоочередной сети буровых скважин по всей газоносной площади, рекомендую вести еще детальную разведку на двух выделенных площадях (каждая в один кв. км), считаясь при выделении их, как с дебитом скважин, так и с химическим составом газа. Эти площади намечены в западной газовой котловине и в южной. На единицу поверхности рекомендую заложить 3 разведочные скважины, плюс 2 и более разведочные скважины на расстоянии одна от другой 100—120 м для определения интервалов и пр. (см. план Мельниковского газового месторождения, чер. № 1).

При разведках, согласно намеченному плану работ, необходимо организовать рациональное использование расхода газа из вновь закладываемых скважин или путем компрессирования его в специальных баллонах для дальнейшей транспортировки, или его передать для использования близ расположенным совхозам или же наконец можно предложить его обратно вдвуть в газовое месторождение. Это последнее предложение будет, пожалуй, наиболее рациональным и практичным, но оно может встретить на пути своего разрешения препятствия—газовый песок сравнительно сильно уплотнен, будет медленно проходить поглощение газа, могут даже, пожалуй, в процессе этой работы происходить образования каверн и обвалов в скважинах. В этом отношении лучше вдвуть в несколько истощенные скважины в районе завода „Стеклогаз“¹.

В районе завода „Стеклогаз“ водоснабжение для удовлетворения какого-либо крупного предприятия должно, главным образом, базироваться на прудовом водоснабжении. Можно, конечно, с успехом использовать побочно и пресную воду из вновь обнаруженных водоносных горизонтов на некоторой глубине. Один из таких горизонтов открыт на глубине 101,0 м, а другой на глубине 392,0 м (см. выше).

В заключение остановлюсь еще несколько на некоторых горно-технических и химических данных, полученных мною при бурении разведочных скважин в районе завода „Стеклогаз“, так как эти сведения могут быть использованы при предстоящих работах. Эти данные считаю удобнее переложить на бумагу в виде диаграмм и при сем приложить, именно: сравнительные диаграммы расхода воды при бурении станками „Кийстон“ и

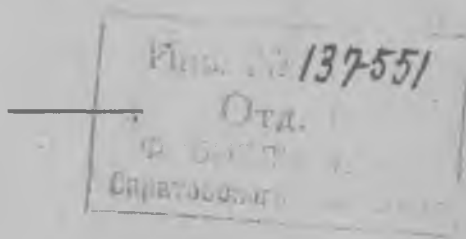
¹ Этот вопрос у нас в Союзе новый, он еще не применялся, и потому требует осторожного и внимательного отношения при его применении.

„Вирт“ (количество воды показано в литрах в один рабочий час) на котел и на бурение; кривые изменения количества рабочих квалифицированных и неквалифицированных, в зависимости от подготовительных и нормальных работ (чертеж № 11), профиль северного и южного котловинных залеганий газоносных слоев и графическое определение элементов залегания слоев в районе завода „Стеклогаз“ (чертеж № 10); диаграммы наблюдений за режимом скважин в районе завода „Стеклогаз“ (чертеж № 7), кривые успешности бурения станком „Кийстон“ и станком „Вирт“ (чертеж № 8-а и 8-б).

Кроме того привожу на чертежах № 5 и № 12 графики механического анализа образцов пород из скважин различных глубин и графики химического состава воды из скважины № 1-а с глубины 47 м (первый водоносный слой) и с глубины 101 м (второй водоносный слой). Анализы произведены в полевой лаборатории Мельниковской геолого-разведочной партии химиком Н. Н. Чапурским.

Наконец еще несколько слов об очередности проведения по намеченному плану работ в Мельниковском газоносном месторождении. Нанесенные на плане литерные скважины и детальная разведка двух кв. км в двух местах я отношу к работам первой очереди, и в процессе бурения могут быть допущены некоторые переостановки в намеченных пунктах скважин в зависимости от тех или иных результатов бурения, если бурение не будет производиться одновременно по всем скважинам. К второочередным скважинам я отношу непомянутые на плане. Их может быть до 100 штук. Эти скважины должны быть пробурены для детализирования наших представлений о газоносности названного месторождения и то лишь в том случае, если разведка первой очереди даст положительные результаты.

Приложение: вышеупомянутые чертежи №№ 1, 2-а, 2-б, 3, 4, 5, 6, 7, 8-а 8-б, 9, 10, 11 и 12.



This is a topographic map of the Shcheglovskiy area, featuring contour lines, elevation points, and various place names. Handwritten annotations include a grid with letters A, B, and E, and numbers 1 through 30. Two specific areas are highlighted with rectangular boxes. The map includes the following labels and features:

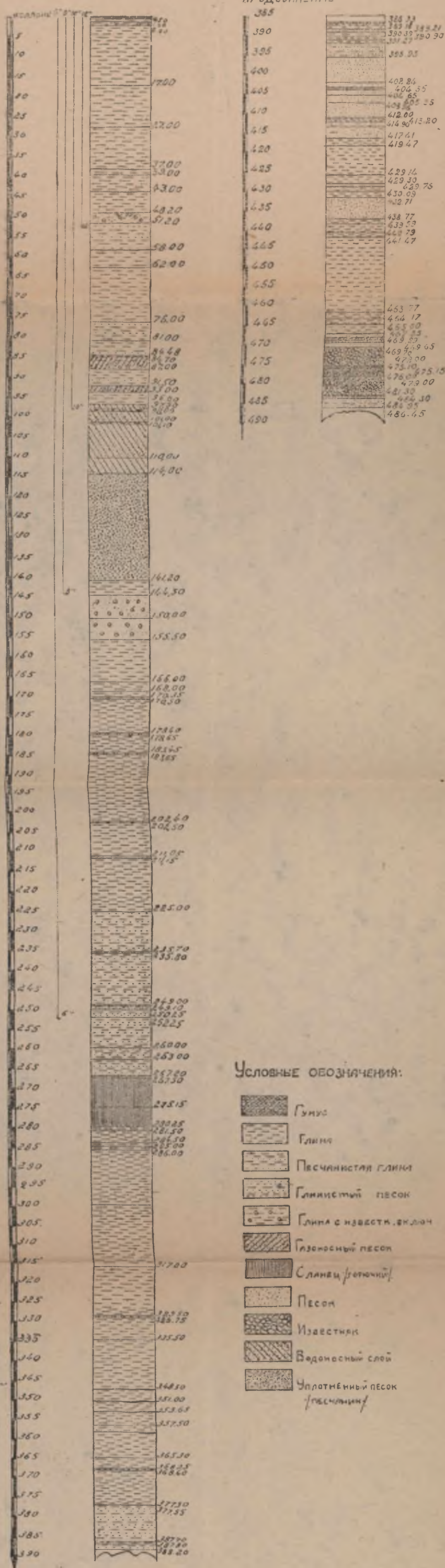
- Place Names:** Шегловский, Семениха, Половский, Кордин, Клейнблзель, Мухановский, Мутасова, Александровский, Красноярский, Фатиева, Новво-Местная, Зейферт.
- Handwritten Annotations:**
 - Grid letters: A, B, E.
 - Numbers: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30.
 - Rectangular boxes highlighting specific areas.
- Topographic Features:** Contour lines, elevation points (e.g., 103.4, 108.5, 109.6, 110.5, 112.0, 114.5, 116.7, 117.0, 118.0, 119.0, 121.0, 125.2, 127.3, 130.0, 135.0, 140.0, 145.0, 150.0, 155.0, 160.0, 165.0, 170.0, 175.0, 180.0, 185.0, 190.0, 195.0, 200.0, 205.0, 210.0, 215.0, 220.0, 225.0, 230.0, 235.0, 240.0, 245.0, 250.0, 255.0, 260.0, 265.0, 270.0, 275.0, 280.0, 285.0, 290.0, 295.0, 300.0), and a river labeled "Р. Шегловский".

Abzug.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ

скважин № 1 Геолкома в районе завода
"Стеклогаз" Пугачевского округа

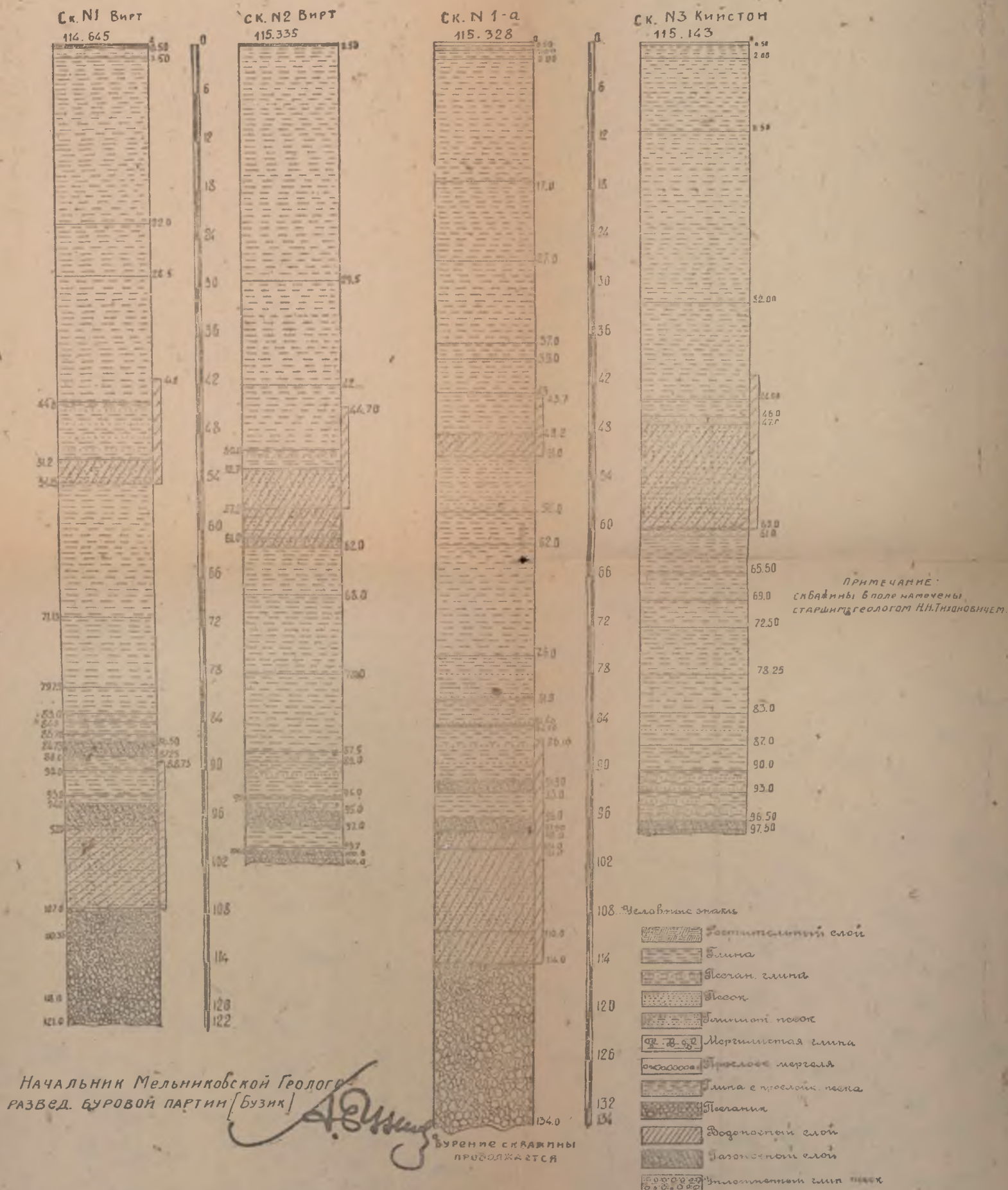
ПРОДОЛЖЕНИЕ



Начальник Мельниковской
Геолого-разведочной партии
Геолкома/А. Бузик

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ

разведочных скважин в районе завода "Стеклогаз" пробуренных
Мельниковской геолого-разведочной буровой партией Десанна.
Масштаб 1 см. = 6 м. 1/600



Геологические разрезы

сважин N N 4-й, 5-й, 6-й Геолкома
в районе завода „Бтеклогаз“ Пугачевского округа.

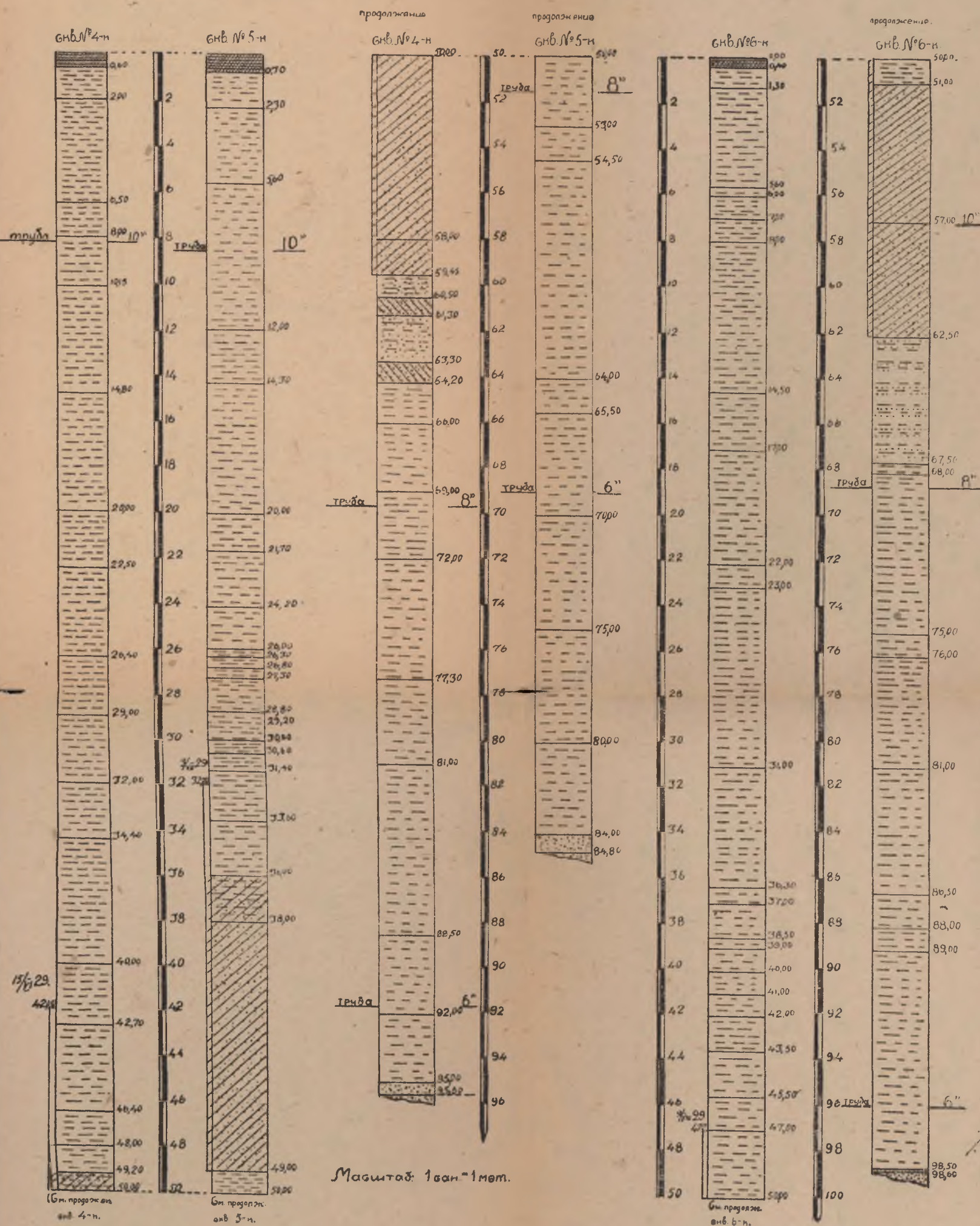


Таблица вводных данных по разведоч-
ным скважинам № 4-й 5-й и 6-й.

[illegible]

Обозначения:

- | | |
|---|-------------------------------|
|  | Гумус. |
|  | Глина. |
|  | Песчанистая
глина. |
|  | Глинистый
песок. |
|  | Песок. |
|  | Песок с водор. |
|  | Газоносный
песок. |
|  | Глинистый песок
с галькой. |

Начальник Тельниковской
геолого-разведочной партии
/А. У. Гужик./

овской
и партии

ЧЕРТЕЖ № 4

П Л А Н

Буссольной съемки северной котловины Дергачевского газаносного района
/скважины связаны нивеллирными ходами/



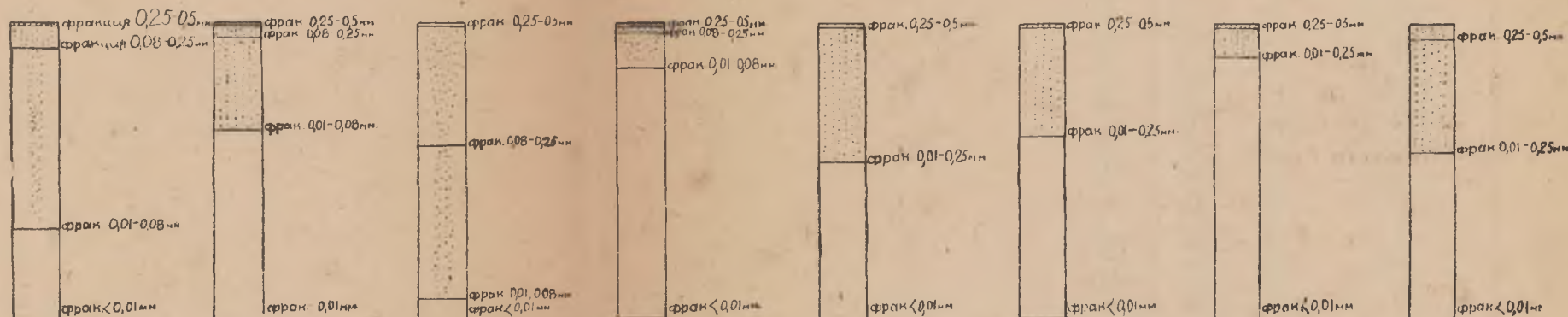
Назавленик Мелениковской
разведочной буровой партии Тевлюкта / А. Бузым /
А. Бузым.

МЕХАНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИЗ БКВАЖИНЫ №1-а района зав. „СТЕКЛОГАЗ“

С глубины 48,20-51 м С глубины 81-84 м С глубины 91,50-93 м С глубины 93-96 м С глубины 273-5 С глубины 280-5 м С глубины 317 м С глубины 368 м

синеватая глина по способу Баданина по способу Баданина

Водонасыщенный песок / над газом / серый газонасыщенный песок / под газом / прерывающаяся горюч сланцы / подстилаящая горюч сланцы / по способу Бабакина / по способу Бабакина /



При исследовании оказало в % %

Среднего песка 0,12	Среднего песка 0,48	Среднего песка 0,35	Среднего песка 0,26	Среднего песка 0,84	Среднего песка 0,2	Среднего песка 0,08	Среднего песка 4,0
фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%	фракция 0,25-0,5%
Мелкого песка 6,34	Мелкого песка 3,04	Мелкого песка 3,70	Мелкого песка 0,8	Мелкого песка 4,0	Мелкого песка 32,14	Мелкого песка 9,34	Мелкого песка 39,24
фракция 0,08-0,25%	фракция 0,08-0,25%	фракция 0,08-0,25%	фракция 0,08-0,25%	фракция 0,01-0,25%	фракция 0,01-0,25%	фракция 0,01-0,25%	фракция 0,01-0,25%
Мельчайшего песка 69,9	Мельчайшего песка 23,54	Мельчайшего песка 57,43	Мельчайшего песка 11,12	Глина и песчан. пыль 58,16	Глина и песчан. пыль 67,66	Глина и песчан. пыль 90,58	Глина и песчан. пыль 56,76
фракция 0,01-0,08%	фракция 0,01-0,08%	фракция 0,01-0,08%	фракция 0,01-0,08%	фракция <0,01 %	фракция <0,01 %	фракция <0,01 %	фракция <0,01 %

ГРАФИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

УГЛА ПАДЕНИЯ НИЖНЕЙ ПЛОСКОСТИ ГЛИН ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ СЛОЙ ГАЗОНОСНОГО ПЕСКА В ДЕРГАЧЕВСКОМ ГАЗОНОСНОМ РАЙОНЕ.

1

по скв. №№ 3, 4 и 5



Абсолютные отметки начала газоносного слоя

СК. № 3 18.643 мет.

СК. № 4 20.722 "

СК. № 5 20.550 "

$$x = \frac{951.5}{20.722 - 18.643} = 457.67$$

$$y = \frac{1117.5}{20.722 - 20.550} = 6497.09$$

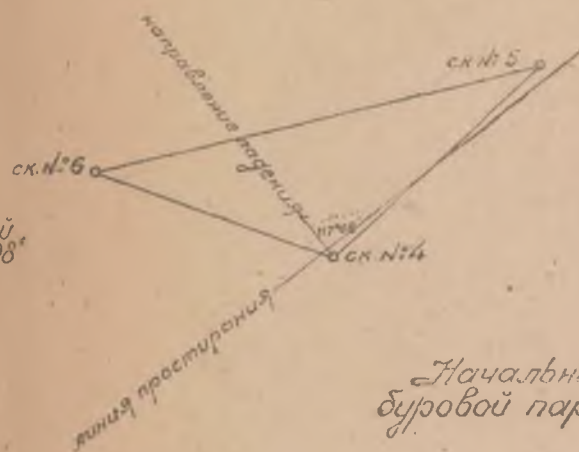
$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{1}{410} = 0.00244$$

$$\operatorname{ctg} \alpha = 3.38739 = 7.38739$$

ближайший меньший табличный $\operatorname{ctg} \alpha$ соответствует углу в $0^{\circ}08'$
падение на $70^{\circ}13'$

2

по скв. №№ 4, 5 и 6



Абсолютные отметки начала газоносного слоя

СК. № 4 20.722 мет.

СК. № 5 20.550 "

СК. № 6 18.895 "

$$x = \frac{998}{20.722 - 18.895} = 546.25$$

$$y = \frac{1117.5}{20.722 - 20.550} = 6497.09$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{1}{450} = 0.00222$$

$$\operatorname{ctg} \alpha = 3.34635 = 7.34635$$

ближайший больший табличный $\operatorname{ctg} \alpha$ соответствует углу в $0^{\circ}08'$ падение на $6^{\circ}3'$

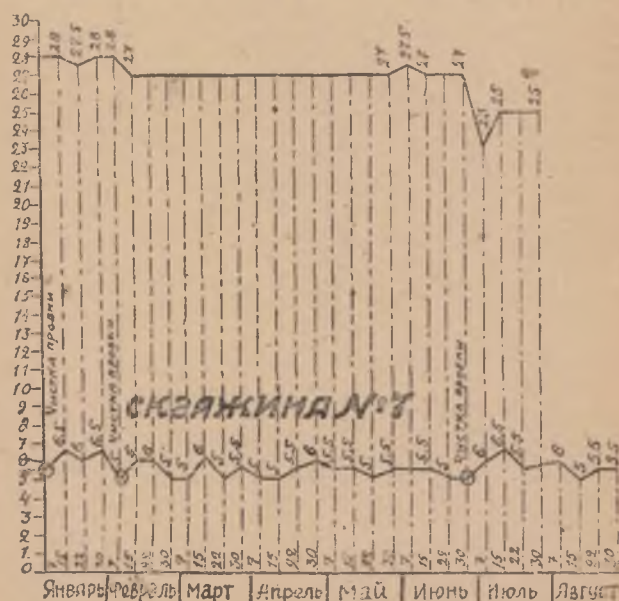
Начальник Мельниковской разведочной буровой партии Теолкома / А. Бузук. /

А. Бузук.

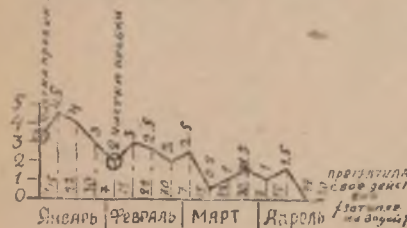
Чертеж №7

НАБЛЮДЕНИЯ ЗА РЕЖИМОМ СКВАЖИН ДЕРГАЧЕВСКОГО ГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

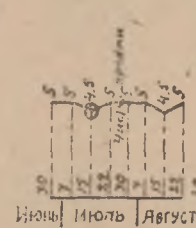
СКВАЖИНА №3



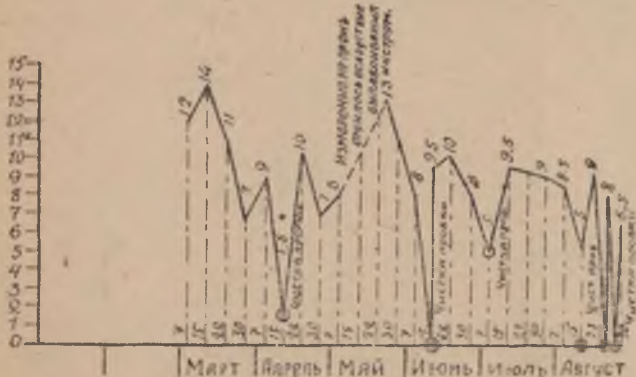
СКВАЖИНА №14



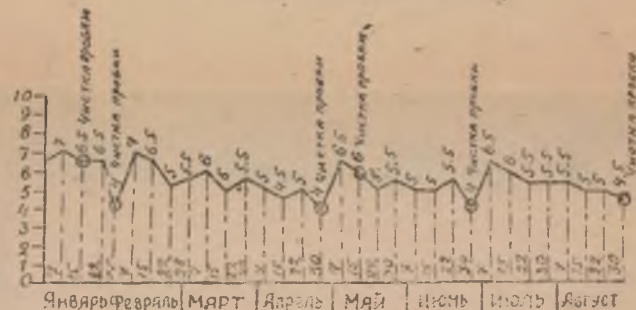
СКВАЖИНА №16



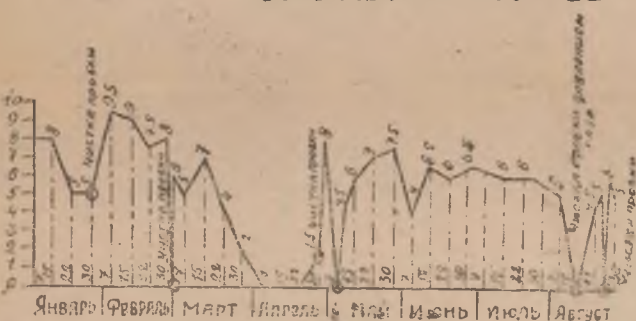
СКВАЖИНА №13



СКВАЖИНА №8



СКВАЖИНА №11



Начальник Мельниковской
геолого-разведочной партии
А. И. Бузук.

К докладу А. И. Бузук

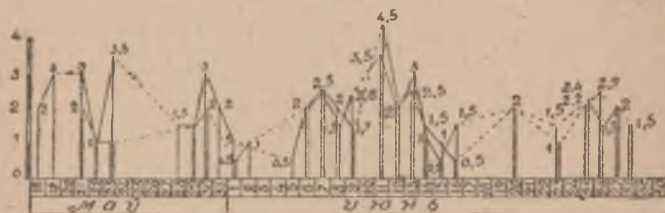
МЕЛЬНИКОВСКАЯ ГЕОЛОГО РАЗВЕДОЧНАЯ БУРОВАЯ ПАРТИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОМИТЕТА.

1928 г

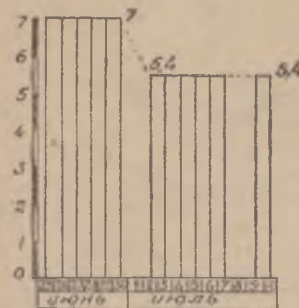
СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДНЫХ,
ПАРОПРОВОДНЫХ И ВОДОПРОВОДНЫХ ЛИ-
НИЙ ДЛЯ СТАНКОВ КИЙСТОНА И ВИРТА
В РАЙОНЕ ЗАВОДА „СТЕКЛОГАЗ“, НОВОМ-
ЗЕН. УЕЗДА.

КРИВЫЕ УСПЕШНОСТИ БУРЕНИЯ СТАНКОМ
КИЙСТОНА

В метрах за 1 день

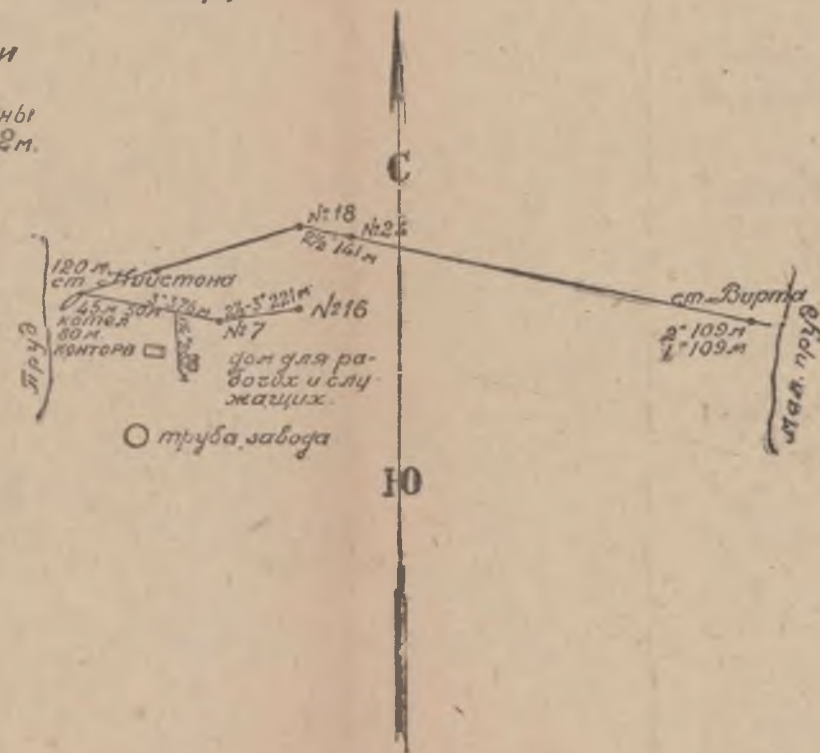


КРИВАЯ СРЕДНЕЙ УСПЕШНОСТИ
БУРЕНИЯ СТАНКОМ ВИРТА
в метрах за 1 день в 2 смены
от 0 до 42 м. и от 42 до 85,2 м.



1^я смена
2^я смена

Средняя успешность бурения в день обеих
смен 93.28 - 3.32 метра

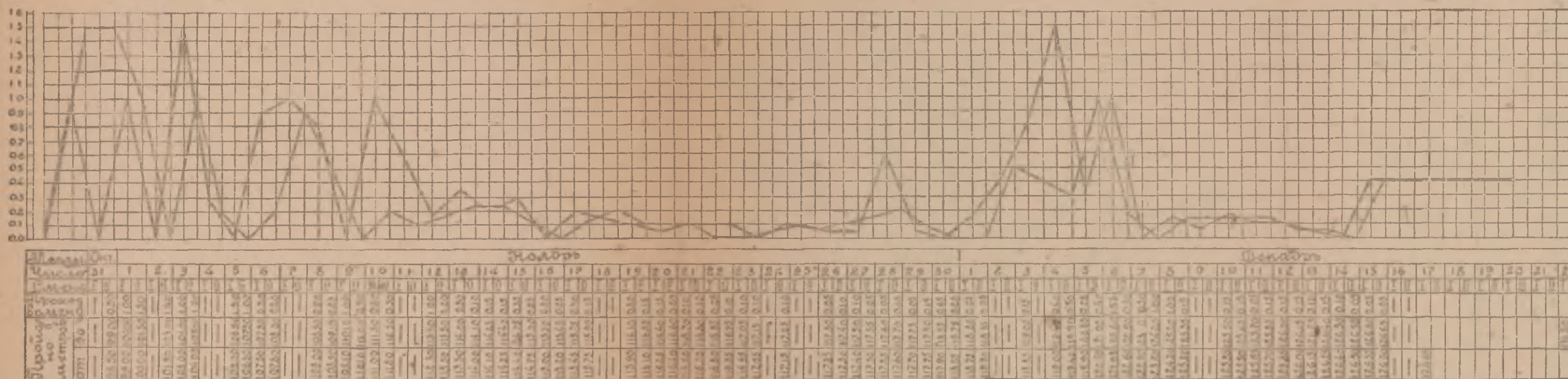


Начальник Мельниковской Разве-
дочно-буровой партии Геолкома
ИНЖЕНЕР / А. БУЗИК /

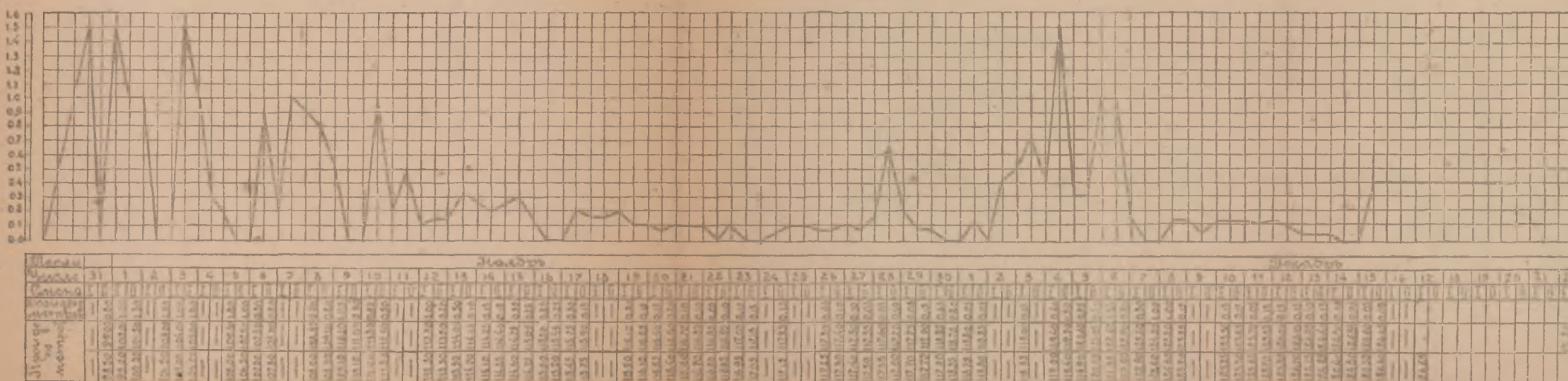
А. Бузик

Чертеж № 8^б

Диаграмма бурения скважины № 1 станция Вирт. Первая и вторая сесии в отдельности.



Первая и вторая сесии вместе.



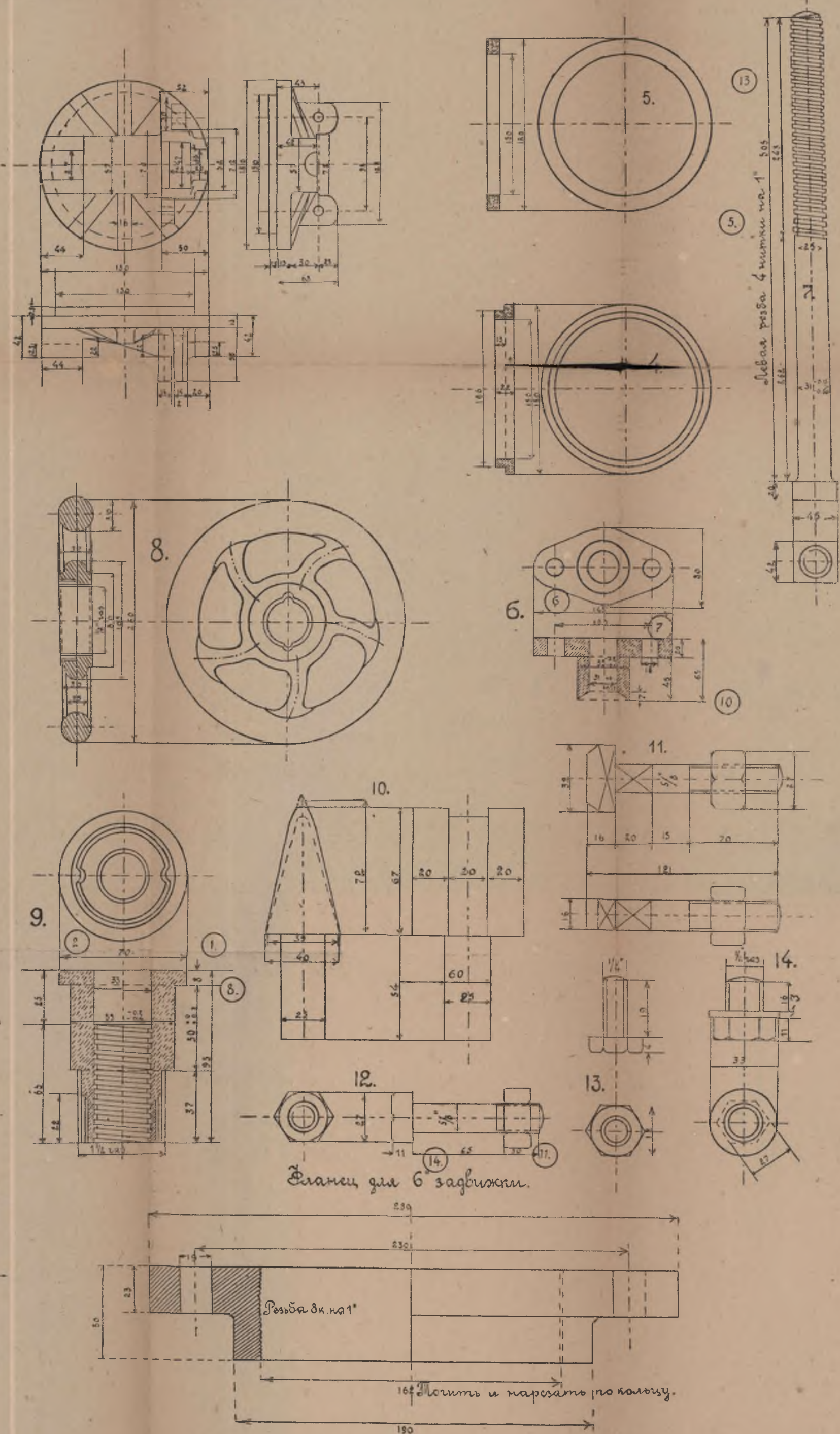
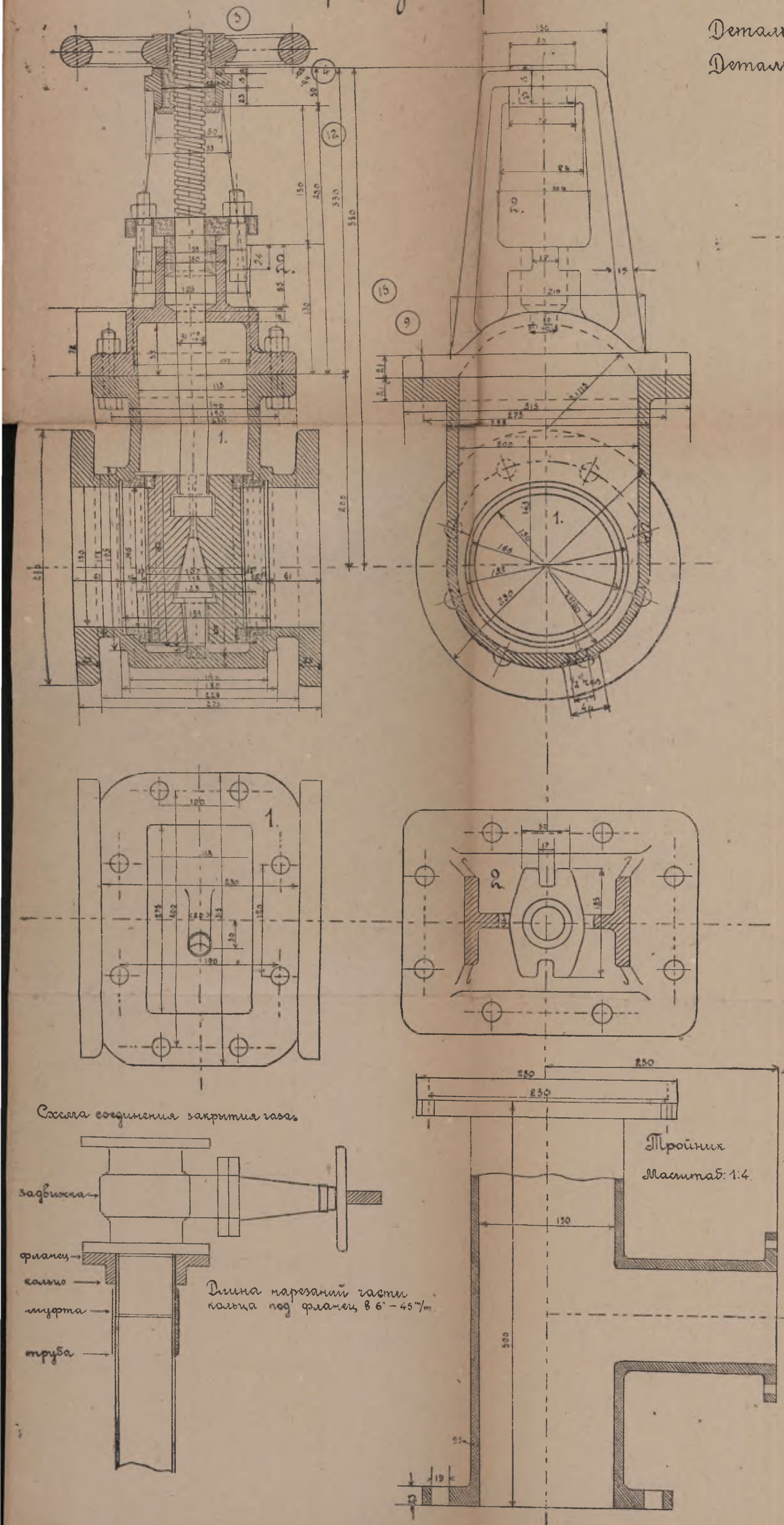
Станция Ильяшниковской водо-
разведочной буровой партии А.И. Бурин. *А.И. Бурин*

Чер. № 9.

Задвижка сист. „Лудло“ приспособлена много для установки на газовых скважинах на предмет регулирования возможных газовых потоков.

Детали с № 1 по № 8 (включ.) в масштабе: 1:4 и 1:2.

Детали с № 9 по № 14 (включ.) в масштабе: 1:2 и 1:1.



Управление.

Вид	№	Изменения	№	Стр.
1	1	45 на 50	9	
2	2	35 — 33	9	
3	3	7 — 12	2	
4	4	45 — 50	2	
5	5	500 — 505	7	
6	6	144 — 145	6	
7	7	102 — 100	6	
8	8	20 — 25	9	
9	9	25 — 21	10	
10	10	17 — 20	6	
11	11	24 — 30	10	
12	12	325 — 330	2	
13	13	233 — 243	7	
14	14	68 — 65	10	
15	15	525 — 530	2	
16	16	20 — 15	6	

№	Наименование	Кол.	Материал
1	Корпус	1	Чугун
2	Крышка	1	"
3	Рычаг	2	"
4	Кольцо и муфта	2	Медь
5	" " и задвижка	2	"
6	Самовил	1	"
7	Шпиндель	1	Дерево
8	Пружина	1	Чугун
9	Пружина	1	Медь
10	Крышка	1	Чугун
11	Болт и самовил	2	Медь
12	Болт и пружина	2	"
13	Болт и пружина	2	"
14	Пружина	1	Медь

Схема соединения отвода газа.



Начальник геолого-развед. буровой партии Лаб. Г. Р. Управление А. И. Бузук.

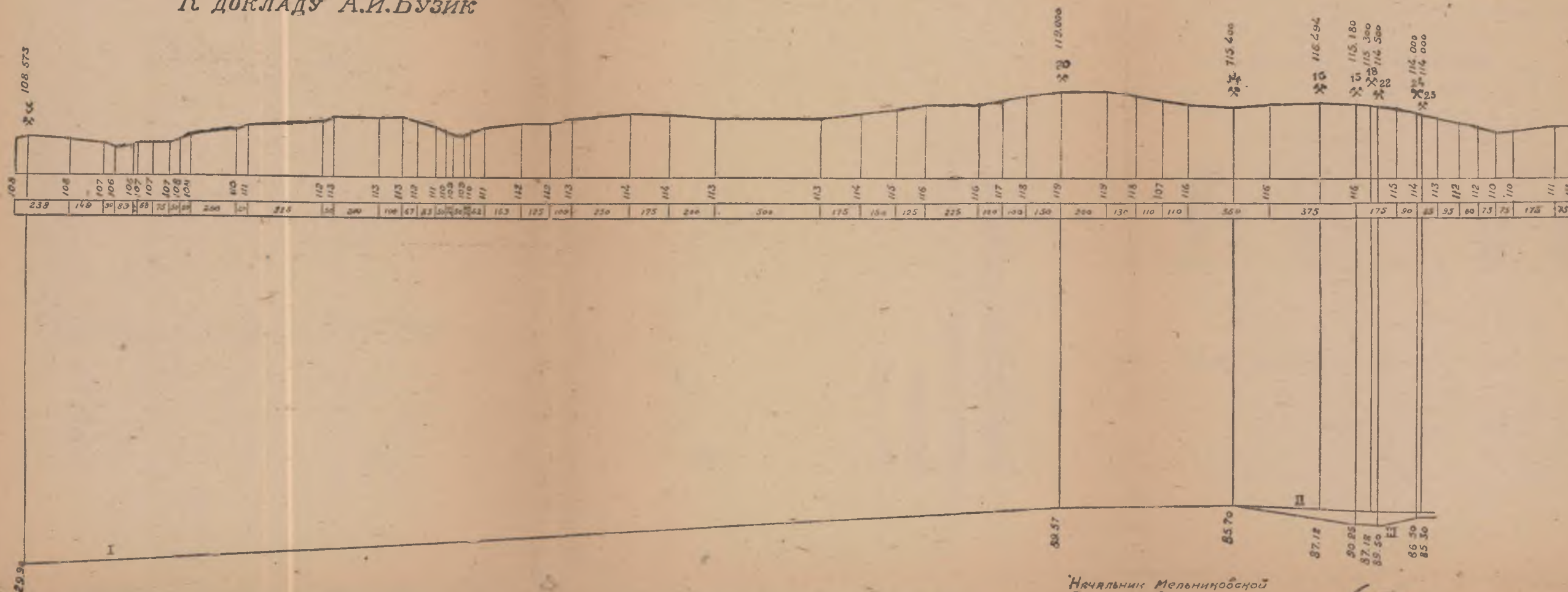
А. И. Бузук.

№ 10

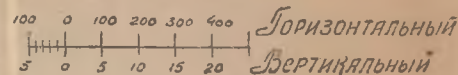
Профиль .

СЕВЕРНОГО И ЮЖНОГО КОТЛОВИННЫХ ЗАЛЕГАНИЙ ГАЗО-
НОСНЫХ СЛОЕВ В РАЙОНЕ ЗАВОДА „СТЕКЛОГАЗ“

К докладу А.И.Бузик



மெய்யுணர்வு:



- ✂ Связжины
 I Глазоносный слой в южной котловине
 II Первый глазоносный слой в северной котловине
 III Второй глазоносный слой в северной котловине

Начальник Мельницобской
Геолого-разведочной партии
/Л.И. Бузину/

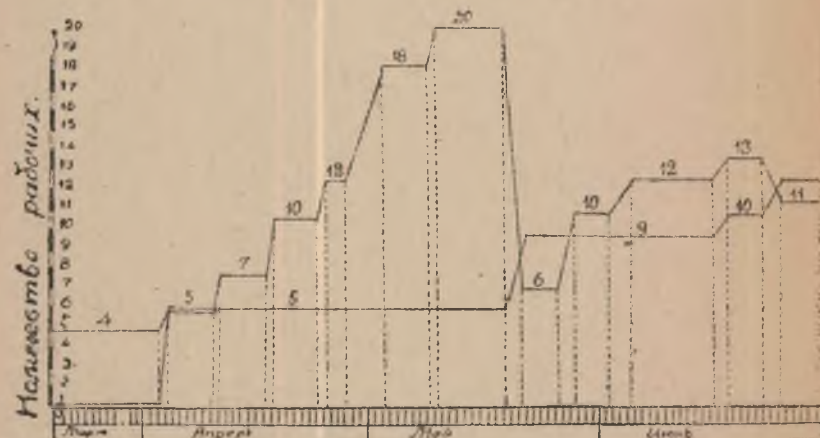
А. Осенко.

108.573
80 Отметки скважин
Глубины залегания газоносных слоев

Мельниковская геолого-разведочная буровая партия Геологического комитета.

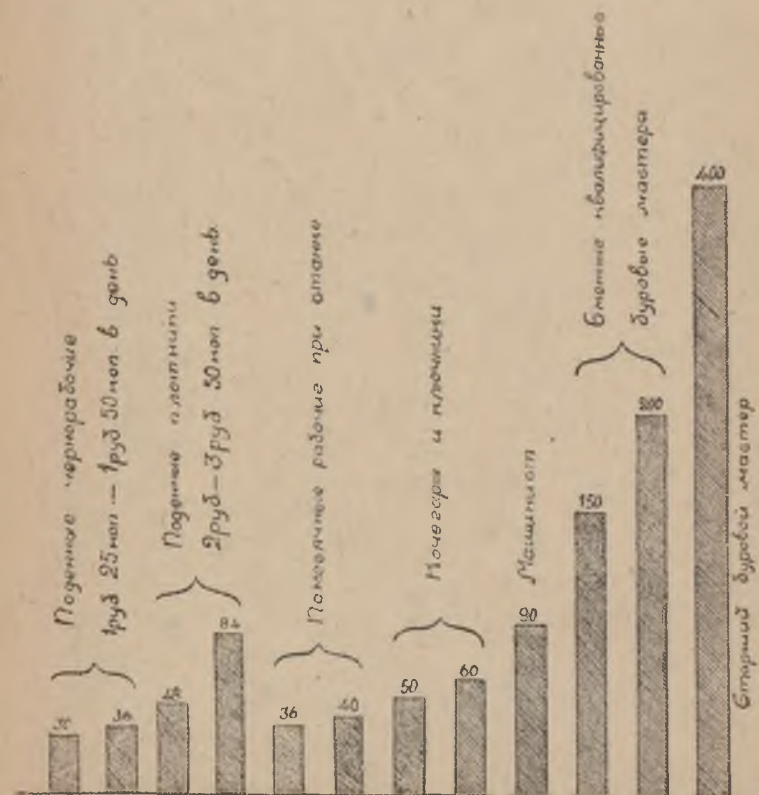
1928.

Кривые
изменения количества рабочих



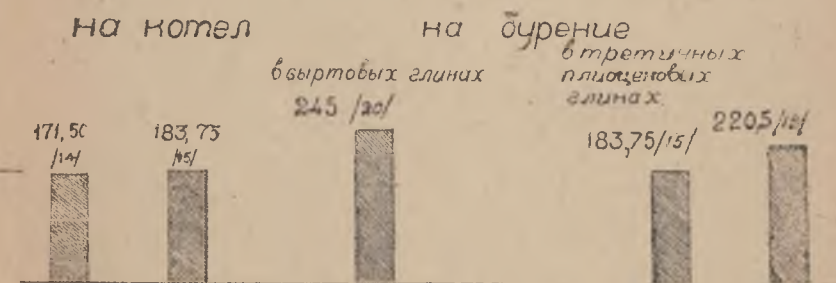
Кривые изображают изменения количества рабочих
неквалифицированных — неквалифицированных
и квалифицированных — подготовительных и нормальных
работ, начиная с начала работ двумя станками в 21 Месяц
21 Месяц — начало работ станком Кийстона
25 Месяц — начало работ станком Вирта

Сравнительная диаграмма зарплаты
квалифицированных и неквалифици-
рованных рабочих

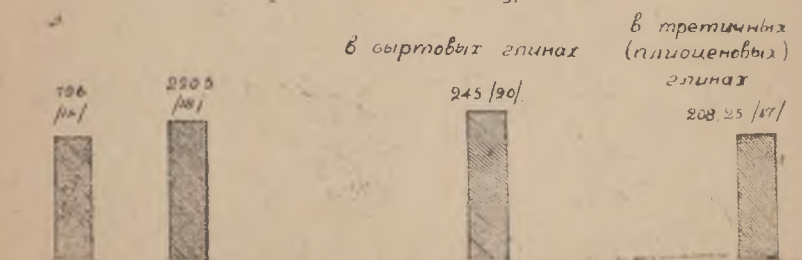


Сравнительная диаграмма расхода
воды при бурении станками Кийстона
и Вирта
количество воды показано в метрах /и в вед-
рах/ в один рабочий час.

Для станка Кийстона:



Для станка Вирта
на котел на бурение

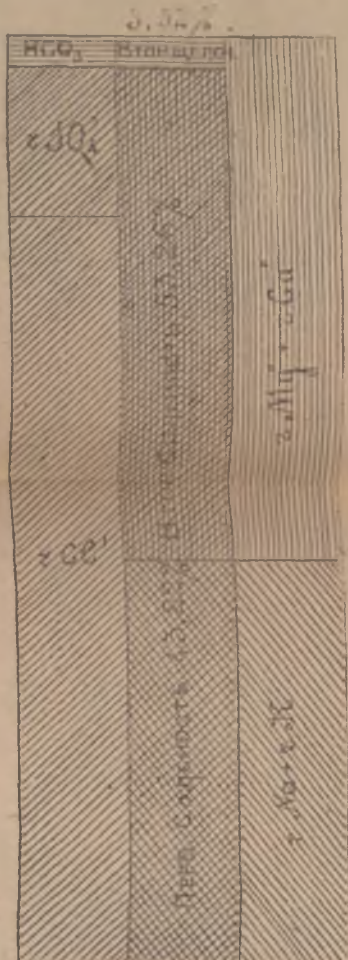


Начальник Мельниковской
геолого-разведочной партии. /А. Бузик/ А. Бузик.

ЧЕРТЕЖ № 12.

ГРАФИК

ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД 1^{го} ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА
НА ГЛУБИНЕ 47 МЕТРОВ В РАЙОНЕ СТЕКЛОГАЗ САРАТ. ГУБ



ГРАФИК

ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОДЫ ИЗ СКВАЖИНЫ № 1^а; ГЛУБИНА
ЗАБОЯ 101 М., БАШМАКА ОБСАДНЫХ ТРУБ 98,5 М.

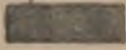


$HCO_3 = 27,5$
 $Cl_2 = 22,5$
 $Ca + Mg = 13,25$
 $Na + K = 36,75$

100,00%

Na + K

Ca + Mg

-  Первая щелочность 44,68%
-  Первая щелочность 28,98%
-  Вторая щелочность 26,34%

Начальник геолого-разведочной Мельниковской партии.

4.8.1919.

